

Estratégia de Controle Volt/Var para Redes de Distribuição Inteligentes

Roberta R. B.* Daniel P. B.* Eduarda B.*
Juliano A. S. ** Lucas M. C**

*Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência / Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS BR (e-mail: roberta.biazzi@hotmail.com, dpbernardon@ufsm.br, eduardabecker99@hotmail.com).

**CPFL Energia, SP, BR (e-mail: julianoandrade@cpfl.com.br, lucaschiara@cpfl.com.br).

Abstract: The advanced of distribution automation technologies on power grids over the last decades helped to increase the grids operation reliability. With increasingly digital devices and systems enable remote monitoring and control from a distribution operating center. This paper provides a volt/var control strategy for smart distribution grids which can operate on traditional control equipment and devices from power electronics. The optimization method is based on heuristic search which analyzes the effectiveness of the control equipment in minimizing electrical losses while maintaining voltage levels within the proper operating limits. The system control was implemented on OpenDSS/MATLAB and applied on two power system: (i) IEEE network 34 bus and (ii) the internal network of Federal University of Santa Maria.

Resumo: O avanço de tecnologias voltadas para a automação da distribuição nas últimas décadas agregou maior confiabilidade na operação dos sistemas. Com dispositivos e sistemas cada vez mais digitais tornou-se possível realizar ações remotas a partir de um centro de operação e adotar estratégias eficientes de controle as quais visam a regulação da tensão e o gerenciamento de potência reativa. Dentro deste contexto, este trabalho apresenta uma metodologia de controle volt/var para rede de distribuição inteligente a qual atua de forma coordenada nos ajustes do TAP de reguladores de tensão, bancos de capacitores e na variação gradual da potência reativa injetada/absorvida a partir dos inversores inteligentes pertencentes aos sistemas de gerações distribuídas. A técnica de otimização empregada trabalha métodos heurísticos direcionando a busca pela melhor solução com base na efetividade de atuação dos equipamentos de controle na minimização das perdas elétricas, ao mesmo tempo em que mantem e ajusta a tensão em níveis adequados de operação. O sistema de controle foi implementado nos softwares OpenDSS/MATLAB e aplicado em duas redes: (i) rede teste IEEE 34 barras e (ii) Rede interna da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Os resultados mostraram-se satisfatórios visto que atenderam todos os requisitos de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia, previamente estabelecidos na formulação do problema.

Keywords: Volt/Var Control; Distributed Energy Resources; Reactive Power Control; Voltage Control;

Palavras-chaves: Controle Volt/Var; Recursos Energéticos Distribuídos; Controle de Potência Reativa, Controle de tensão.

1. INTRODUÇÃO

Variações dos níveis de tensão são comuns em sistemas de distribuição (SD) e a adoção de medidas eficientes as quais atenuem esses problemas configuram um dos principais desafios para as concessionárias de energia. Tradicionalmente, as quedas de tensão são compensadas através do ajuste do TAP de transformadores com comutação sob carga (OLTC, do inglês, *On load tap changer*), reguladores de tensão e com a utilização de bancos de capacitores e compensadores estáticos de reativos (STATCOM, do inglês, *Static synchronous compensator*) para controlar e reduzir a transferência de potência reativa pelas linhas e alimentadores (Yilmaz et al. 2018). Ao longo dos últimos anos, a atuação desses equipamentos vem sendo estudadas e determinadas por estratégias de Controle Volt/Var (VVC, do inglês, *Volt/Var Control*). Em resumo, tais estratégias visam realizar o controle da tensão e o gerenciamento de potência reativa em sistemas

de distribuição a partir de uma atuação coordenada e eficiente entre os equipamentos presentes na rede. A finalidade é reduzir as perdas em energia e manter os níveis de tensão dentro da faixa adequada de operação, independentemente das condições de carga do momento e se o sistema opera em condições normais ou sob situação de emergência.

Com o avanço das Redes Elétricas Inteligentes (REI, do inglês, *Smart Grid*), a partir do uso de equipamentos de medição avançadas, infraestruturas de comunicação em duas vias e integração entre os equipamentos, torna-se possível supervisionar o SD como um todo e adotar estratégias de controle as quais se sobreponham as atuações dos controladores locais (Mello et al. 2017). Entre as principais vantagens do avanço dessas tecnologias aplicadas às REIs destacam-se o processamento de dados e informação em tempo real entre os dispositivos (e demais estruturas da rede) com os sistemas centrais de monitoramento e controle, criação de sistemas mais confiáveis e eficientes, redução dos custos e

tempo com equipes para realizar ações em campo (Bernardon et al. 2015).

O monitoramento e controle remoto, como por exemplo, as atuações das chaves nos alimentadores, reguladores de tensão e bancos de capacitores, viabiliza a detecção, isolamento e o reestabelecimento de falhas rapidamente além de adoção de estratégias de controle volt/var. Essas funcionalidades são viáveis por meio de tecnologias voltadas para a automação da distribuição (DA, do inglês, *Distribution Automation*) (Sun et al. 2018). Entretanto, ao mesmo tempo que a DA agrega maior confiabilidade para a rede, a operação e controle entre todos os dispositivos e sistemas (agora cada vez mais digitais), tornam-se complexas e reforça a importância do desenvolvimento de estratégias eficientes para estes fins.

Outra questão de suma importância é a crescente participação dos recursos energéticos distribuídos nos sistemas de distribuição. Sabe-se que participação de energias renováveis ao sistema elétrico de potência traz inúmeros benefícios tanto no âmbito econômico quanto ambiental. Entretanto, o aumento da conexão dessas fontes renováveis pode acarretar problemas na operação, principalmente a nível de tensão, perdas e proteção, caso não seja realizado um estudo do comportamento da rede e definido estratégia de controle apropriada.

A variação da tensão está relacionada principalmente ao comportamento das cargas elétricas, potência ativa e reativa que fluem pelo sistema de distribuição (Bernardon et al. 2015). Qualquer influência de geração intermitentes, as quais dependem da disponibilidade de recursos naturais para seu funcionamento, pode causar mudanças imediatas na magnitude da tensão local (Nowak et al. 2020). Utilizando como exemplo os sistemas fotovoltaicos, quando a rede opera em baixo carregamento e a GD em alto potencial de geração, a tendência é que a tensão aumente no ponto de conexão (PCC) com a rede elétrica. Em contrapartida, quando o sistema opera com carga pesada e a GD com baixa produção de energia, seja por razões de sombreamentos dos painéis ou dias com baixa incidência solar, tem-se uma queda dos níveis de tensão.

Estudos realizados nos últimos anos mostram que as GD podem contribuir para o ajuste da tensão. Aplicando um controle Var aos inversores inteligentes, equipamento responsável pela conexão do gerador distribuído com a rede elétrica, é possível ajustar a potência reativa (Q) injetada/absorvida à rede de modo a atenuar as flutuações da tensão de forma local (Kim et al. 2020). Como são equipamentos eletrônicos, apresentam tempos de respostas menores e a comutação dos ajustes não gera desgaste ao dispositivo, quando comparado com os equipamentos tradicionais de controle, os quais requerem custos adicionais de instalação e manutenção além de sofrerem desgastes perante constantes flutuações dos níveis de tensões (Howlader et al. 2020). Salienta-se que para tal procedimento é necessário um acordo mútuo entre as concessionárias e o operador/proprietário da GD.

Dentro do contexto de operação e monitoramento das redes elétricas inteligentes, levando em consideração os impactos e contribuições dos DER ao sistema, neste trabalho uma nova metodologia de controle volt/var foi desenvolvida. O objetivo

central é minimizar o valor das perdas elétricas e manter os níveis de tensão dentro da faixa adequada a partir do melhor ajuste entre os equipamentos de controle presentes no sistema. Nas simulações, foi considerado como variáveis de controle o TAP dos reguladores de tensão e bancos de capacitores, e o ajuste gradual do fator de potência (FP) dos inversores inteligentes conectados juntos aos sistemas fotovoltaicos. A lógica do algoritmo baseia-se em métodos heurísticos. Uma busca heurística visa determinar o melhor percurso para alcançar um objetivo a partir de um estado inicial, incorporando eficiência no processo (Kagan et al. 2009). No caso em questão, o método analisa os impactos dos equipamentos de controle na redução das perdas elétricas, priorizando a atuação daquele que se mostrar mais efetivo. A grande vantagem desse método é a possibilidade de alcançar resultados muito próximos do considerado ótimo com um número reduzido de combinações e tempo de convergência. Para demonstrar a eficácia da estratégia, a mesma foi aplicada em duas redes: (i) rede teste IEEE 34 barras e, (ii) rede interna da UFSM.

As principais contribuições deste trabalho são:

- Desenvolvimento de um controle de tensão e potência reativa para redes de distribuição inteligentes que atue remotamente na coordenação entre equipamentos tradicionais (reguladores de tensão e banco de capacitores chaveados) e equipamentos da eletrônica de potência (inversores dos sistemas fotovoltaicos) visando minimizar as perdas elétricas.
- Propor um método de otimização a partir de busca heurística com um número reduzido de combinações. Considerando sistemas de distribuição reais com certo porte e número de dispositivos, o teste exaustivo de todas as variáveis levaria uma explosão combinatória e tempos de processamento inviáveis para os recursos computacionais disponíveis atualmente.
- Explorar o potencial de contribuição dos recursos distribuídos nos ajustes dos níveis de tensão e incorpora-los ao controle. A partir do gerenciamento de reativos é possível atenuar os efeitos da alta penetração desses recursos e ao mesmo tempo trazer uma maior estabilidade de operação para os sistemas de distribuição;

Este trabalho está organizado da seguinte forma. Seção 2 é apresentado a formulação do problema. Seção 3 traz a descrição da metodologia de controle volt/var desenvolvida. Seção 4, as simulações e resultados. As principais conclusões são destacadas na Seção 5.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Em síntese, a formulação de um problema de controle volt/var subdivide-se em dois subproblemas principais: determinação da função objetivo e das funções de restrições a operação do sistema. A primeira refere-se ao equacionamento do objetivo almejado, responsável por determinar e direcionar a sequência de atuação do algoritmo. A segunda, tem a função de restringir essa atuação com o intuito de manter o sistema operando dentro dos padrões de qualidade confiabilidade exigidos por norma.

2.1 Função Objetivo

A minimização das perdas elétricas ao longo de um dia de operação é o principal objetivo do controle volt/var proposto. Compreende no somatório das mínimas perdas encontradas a cada intervalo de tempo Δt , como equacionado em (1).

$$FO = \min Perdas(kW)_{total} = \sum_{t=0}^{23} Perdas(kW)_t \quad (1)$$

$$t = 0, \Delta t, 23h$$

Onde:

$Perdas(kW)_t$: são as perdas elétricas na hora t analisada;

$\min Perdas(kW)_{total}$: é o somatório total das perdas analisadas durante as 24 horas do dia;

Δt : intervalo de tempo em que a rotina é iniciada;

2.2 Restrições de Operação

As restrições aplicadas ao algoritmo referem-se aos limites de tensão em todas as barras e limites operacionais dos equipamentos como TAP dos reguladores e transformadores, e a potência reativa máxima injetada/absorvida pelos bancos de capacitores e geradores distribuídos. As restrições estabelecidas no método são especificadas e formuladas nos itens (i) à (iv).

(i) Limites de tensão nos barramentos

A tensão de operação não pode transgredir os limites mínimo e máximo determinado por norma, conforme (2).

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad i = 1, \dots, N_b \quad (2)$$

(ii) Limite do TAP dos equipamentos

Refere-se aos limites operacionais dos equipamentos passíveis de variação de TAP. Serve para reguladores de tensão e transformadores.

$$TAP_{j,min} \leq TAP_j \leq TAP_{j,max} \quad (3)$$

(iii) Limite potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores

A contribuição de potência reativa pelos bancos de capacitores deve respeitar os limites mínimos e máximos do equipamento, variando de zero até a potência nominal, conforme (4).

$$0 \leq Q_{BCi} \leq Q_{BCi,max} \quad (4)$$

(iv) Limite de potência reativa injetada/absorvida pelos geradores distribuídos e inversores de frequência

Este trabalho considera a funcionalidade de ajustar a quantidade de reativo injetado ou absorvido à rede elétrica a partir do controle Var aplicado aos inversores inteligentes de sistemas de gerações distribuídas. A proposta é explorar a contribuição desses equipamentos no ajuste da tensão local e na redução de perdas. O controle é feito mediante ajuste gradual do fator de potência (FP) do inversor, respeitando os limites máximos estipulados por norma, conforme (5). A variação da potência reativa pelos sistemas de geração, mínima e máxima, é expressa em (6) e correspondem aos valores de FP ajustados.

$$FP_{INV,min} \leq FP_{INV} \leq FP_{INV,max} \quad (5)$$

$$Q_{GD,min} \leq Q_{GD} \leq Q_{GD,max} \quad (6)$$

Onde:

V_i : tensão de operação no nó i ;

$V_{i,min}$, $V_{i,max}$: valores mínimos e máximos de tensão para a barra i ;

N_b : número total de barras;

TAP_j : configuração do TAP atual para o equipamento j ;

$TAP_{j,min}$, $TAP_{j,max}$: limite mínimo e máximo para variação do TAP no equipamento j ;

Q_{BCi} : potência reativa fornecida pelo banco de capacitor no nó i ;

$Q_{BCi,max}$: potência nominal ou máxima do banco de capacitor;

FP_{INV} : fator de potência do inversor;

$FP_{INV,min}$, $FP_{INV,max}$: valores mínimos e máximos permitidos de fator de potência para o inversor e GD.

Q_{GD} : Potência reativa fornecida pelo sistema de geração distribuída;

$Q_{INV,min}$, $Q_{INV,max}$: valores mínimos e máximos de potência reativa injetada/absorvida à rede pelo sistema de geração;

3. METODOLOGIA DE CONTROLE VOLT/VAR PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES

3.1 Descrição do algoritmo proposto

O controle VVC desenvolvido trabalha com a efetividade de atuação dos equipamentos presentes em sistemas trifásicos de distribuição. Em síntese, o algoritmo testa os equipamentos, aplica uma matriz (Matriz efetividade) e analisa qual equipamento/ajuste apresenta menor valor de perda sem violar as restrições definidas. Como segue princípios heurísticos, a busca pela solução é direcionada com base no potencial dos equipamentos em minimizar a FO. O fluxograma da Fig. 1 traz a arquitetura do controle proposto.

Para um melhor entendimento sobre a sequência de atuação do algoritmo, o mesmo foi subdividido em quatro etapas principais. Salienta-se que ao final de cada rotina, a melhor solução encontrada é mantida para o próximo horário e para as simulações foram consideradas as variações de tempo (Δt) em intervalos de uma hora, percorrendo o total das 24 horas do dia.

(i) Condições de operação inicial

Para todo intervalo de tempo Δt , executa-se o cálculo do fluxo de potência para a atual configuração dos equipamentos de controle. O objetivo desta etapa é obter e armazenar os valores das perdas iniciais para o horário analisado.

(ii) Análise dos impactos dos equipamentos

O sistema recebe as informações de perdas iniciais e atual configuração dos equipamentos de controle e inicia o processo de otimização. Cada equipamento é selecionado separadamente, percorrendo todos os TAPs ou níveis de comutação. Para cada incremento, é realizado o cálculo do fluxo de potência onde o valor das novas perdas e a situação do sistema (se há ou não violações nas restrições) são armazenados na Matriz Efetividade da etapa seguinte. Finalizado os testes, o equipamento em análise retorna para a configuração inicial e outro é selecionado, onde a rotina se repete até percorrer a totalidade dos controles disponíveis.

(iii) Matriz Efetividade (ME)

Com os dados obtidos na etapa anterior, tem-se a Matriz Efetividade de atuação. As colunas da matriz representam os equipamentos de controle e seus respectivos valores TAP, já as linhas trazem as perdas e possíveis violações para cada incremento. O algoritmo percorre a linha da matriz referente as perdas e seleciona a posição que contenha o menor valor em kW, desconsiderando as opções que apresentarem violações nas restrições. Este valor é comparado com a perda inicial obtida na etapa (i). Se menor, na coluna correspondente à posição retira-se o TAP do equipamento mais efetivo e armazena o valor da nova perda. Caso contrário, se a menor perda encontrada na ME for maior ou igual a atual de referência, a rotina encerra e a configuração é mantida para o próximo horário.

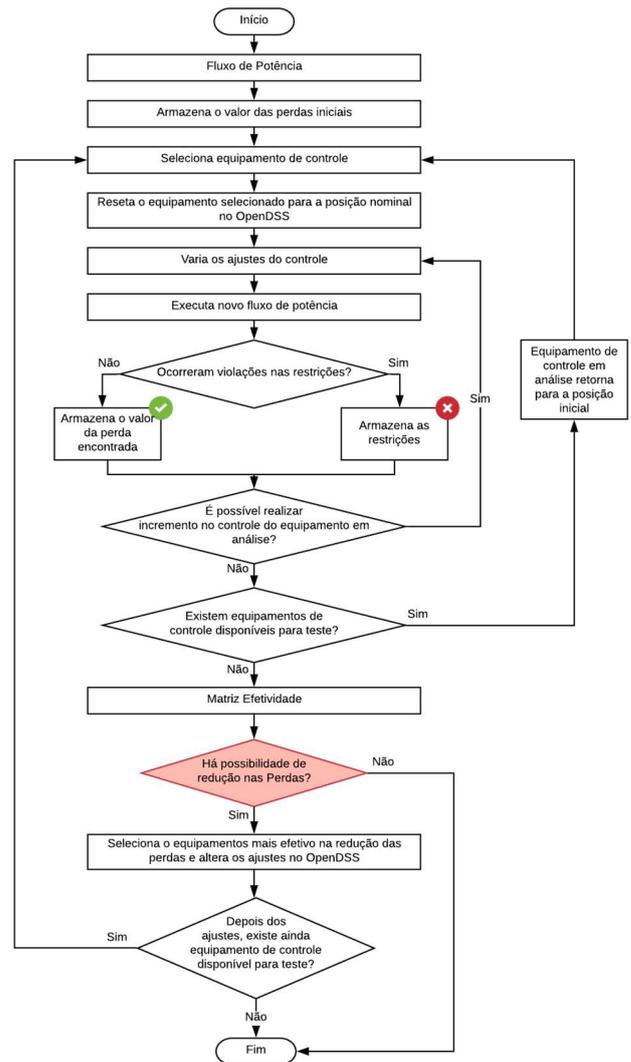


Fig. 1. Fluxograma da sequência de atuação do controle volt/var proposto.

iv) Ajuste do equipamento mais efetivo

A configuração do equipamento selecionado na matriz é ajustada e tal equipamento não participa mais da sequência de simulação para o mesmo horário. O algoritmo retorna a etapa (ii), com um novo valor de perda, e testa os demais dispositivos a fim de verificar se há, ainda, possibilidade de comutação que reduza as perdas e não gere transgressões. A rotina encerra quando não há mais possibilidades de adicionar incremento de controle ao sistema. O processo se repete até que sejam analisados o total das 24 horas do dia e obtidos, para cada uma delas, o melhor ajuste dos controles.

3.1 Equipamentos de controle e comutação

Como dito anteriormente, a metodologia pode ser aplicada em equipamentos de naturezas distintas. Esta seção traz de forma sucinta cada um dos equipamentos utilizados nas simulações e como foram configurados no controle.

3.1.1 Reguladores de Tensão

São equipamentos responsáveis por elevar ou rebaixar a tensão dependendo da curva de carga e demanda exigida pela rede. Geralmente são instalados em lugares onde a energia fornecida pela subestação (SE) não consegue garantir que a rede opere com níveis de tensão dentro dos valores mínimos e máximos estipulados por norma. Basicamente, são autotransformadores subdivididos em 32 posições de ajustes, sendo 16 posições para mais e 16 para menos. A comutação do TAP pode elevar/rebaixar a tensão em até 10% onde cada passo corresponde a degraus de tensão de 0,00625.

3.1.2 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores são equipamentos de menores custos e fácil instalação. A principal função é fornecer reativos à rede a fim de compensar a demanda solicitada por cargas de baixo fator de potência e motores em geral. São conectados em paralelo na SE ou ao longo do sistema, podendo ser fixos ou chaveados. A potência reativa fornecida pelos bancos traz melhorias diretas aos sistemas, uma vez que tende a elevar os níveis de tensão nos barramentos, reduzir as perdas com a diminuição do fluxo de potência reativa e aumentar a capacidade total do sistema. Nas aplicações da metodologia, esses equipamentos foram configurados em TAPs onde cada passo de TAP corresponde a 100 kVAr de potência.

3.1.3 Geradores distribuídos e Inversores Inteligente

Como forma de atenuar os impactos gerados pela larga conexão de fontes de geração distribuída aos sistemas de distribuição, o VVC proposto explora a funcionalidade que os inversores inteligentes apresentam de operar com diferentes fatores de potência, de acordo com o período do dia, possibilitando a injeção/absorção de reativos mediante solicitação da rede. O incremento ou subtração do FP percorre passos pré-estabelecidos entre os limites mínimos e máximos definidos por norma. Para as aplicações deste presente trabalho, considerou-se passos de FP no valor de 0,01 e gerações distribuídas fotovoltaicas, onde a Fig. 2 traz a curva normalizada da potência de saída desses sistemas de geração.

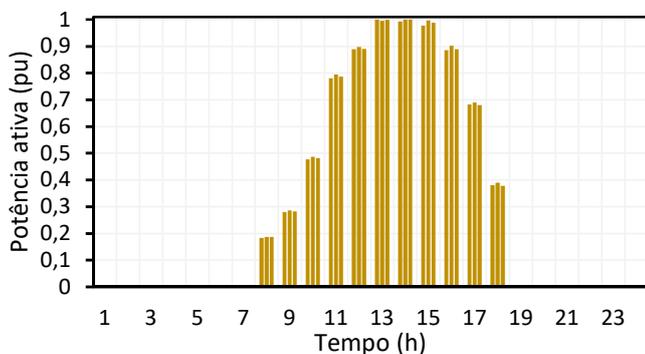


Fig. 2 Curva normalizada da potência de saída dos sistemas fotovoltaicos utilizados nas simulações.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações foram realizadas por meio dos softwares OpenDSS e MATLAB. Duas redes foram selecionadas, uma rede teste do IEEE com 34 barras e a rede interna da UFSM.

4.1 Sistema teste IEEE 34 barras

A Fig. 3 traz a topologia do sistema 34 barras modificado. Os equipamentos de controle compreendem em dois reguladores de tensão (RT1 e RT2), duas gerações distribuídas fotovoltaicas, GD1 e GD2, com potência de 300 kW e 2000 kW respectivamente, e quatro bancos de capacitores comutáveis (BC1, BC2, BC3 e BC4). A rede é composta por consumidores industriais e residenciais, totalizando 36 pontos de carga e um carregamento de aproximadamente 5,5 MW. As 32 linhas variam entre monofásicas e trifásicas.

Aplicando o VVC ao sistema, a Fig. 4 mostra o comportamento da tensão para a hora 9, início do carregamento visto que o sistema apresenta uma curva de carga predominantemente industrial. É possível perceber que a configuração encontrada na hora 8 não atende mais a demanda solicitada pela rede gerando inúmeras violações de subtensão na troca de horário. O controle recebe essas informações e encontra uma nova configuração entre os ajustes dos equipamentos a qual apresente a menor perda em energia sem gerar transgressões nas restrições operacionais, trazendo melhorias significativas ao perfil de tensão. A Fig. 5(a) e Fig. 5(b) mostram o comportamento da tensão em duas barras específicas ao longo das 24 horas do dia. As barras selecionadas corresponderem os pontos que apresentaram o menor e maior valor de tensão, respectivamente, para o horário de maior carregamento (15 horas). A ideia é mostrar que o controle atendeu as restrições definidas e em nenhum horário ocorreu violações, independente do patamar de carga em que opera e a potência de saída das GDs. Observa-se que barra 22 é ponto de conexão do GD1. Aplicando o controle Var aos inversores inteligentes é possível contribuir para o ajuste da tensão local, gerenciando a injeção/absorção de reativos à rede.

Com o intuito de confrontar o desempenho de uma estrutura de controle local (CL) tradicional, baseada apenas em medições locais de tensão e corrente, com a estrutura de controle centralizada desenvolvida, o sistema 34 barras foi simulado sem um controle apropriado entre os equipamentos. A Fig. 6(a) traz a diferença a nível de perdas elétricas. As perdas obtidas através do cálculo do fluxo de potência pelo software OpenDSS considera o total perdidos em todas as linhas e transformadores. Nota-se que para todos os horários, o VVC apresentou valores de perdas menores que a estrutura de CL, reduzindo entorno de 550 kW em um dia de operação. Além disso, os resultados mostraram que o CL não consegue garantir que as barras pontos de conexão dos geradores distribuídos e barras críticas operem dentro dos limites de tensão estipulados por norma.

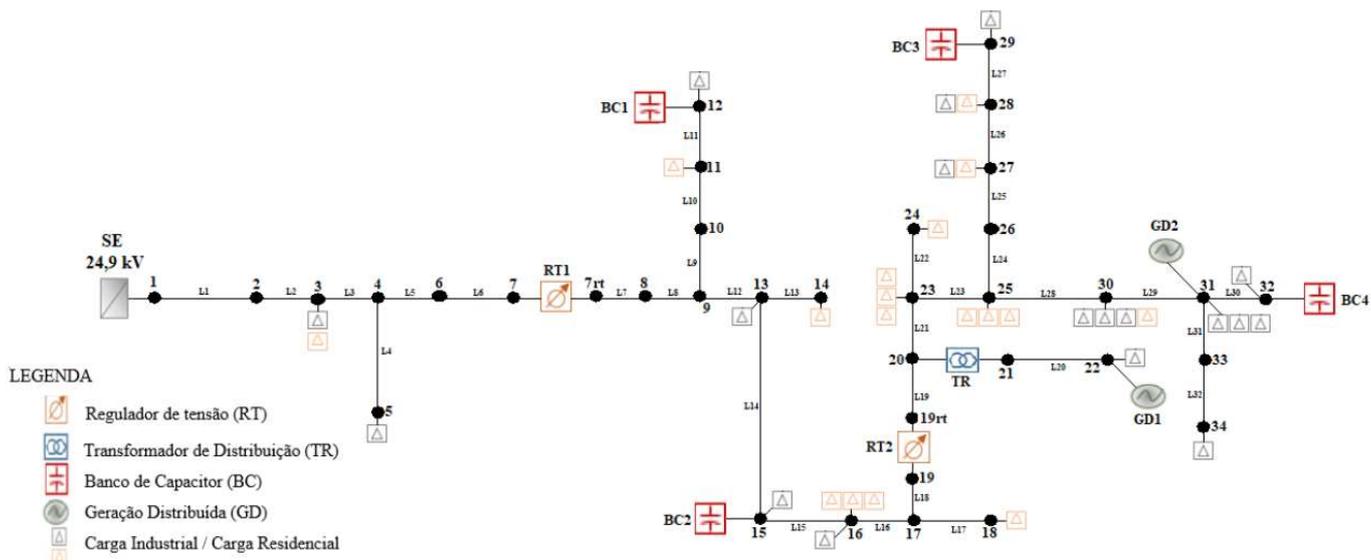


Fig. 3 Topologia do sistema teste IEEE 34 barras após alterações e conexões dos equipamentos de controle.

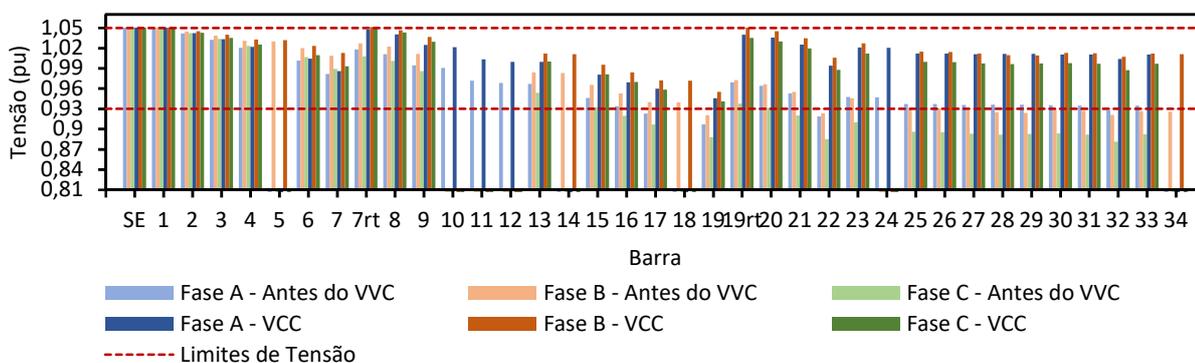


Fig. 4 Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 9).

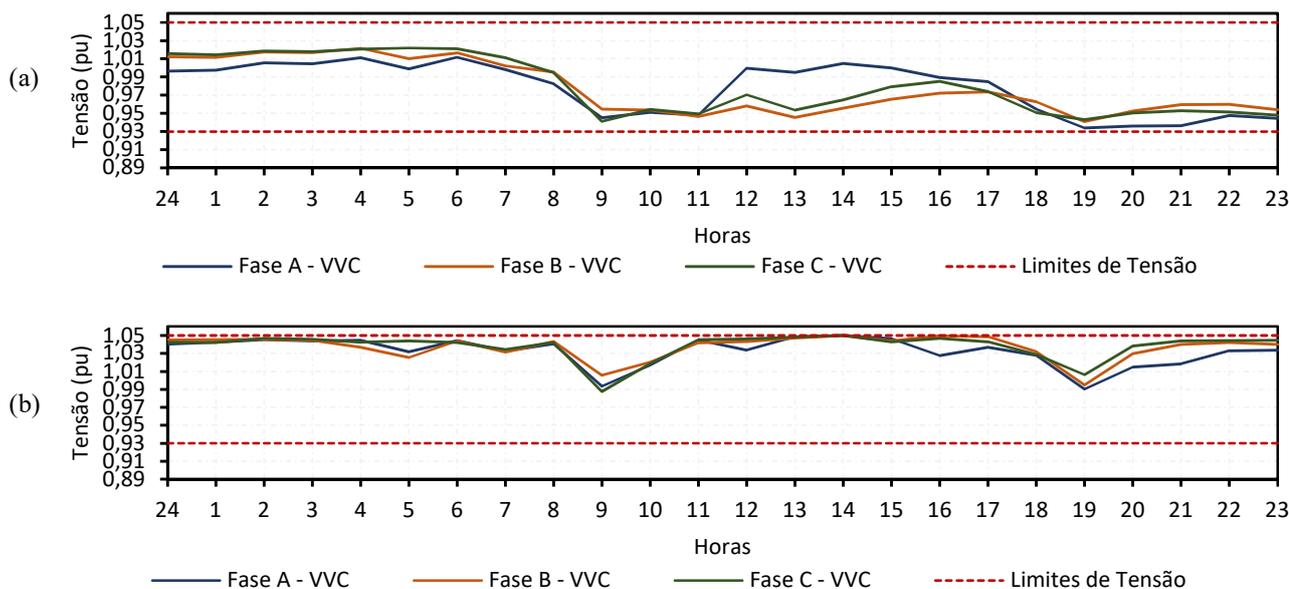


Fig. 5 Comportamento das tensões (fases ABC), após o VVC, para as 24 horas analisadas. (a) barra 19 e (b) barra 22, PCC do GD1.

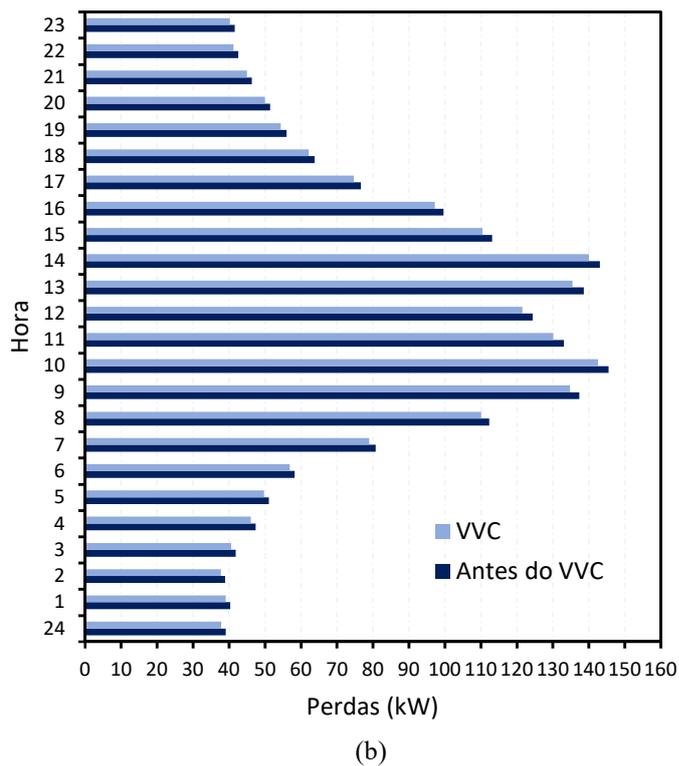
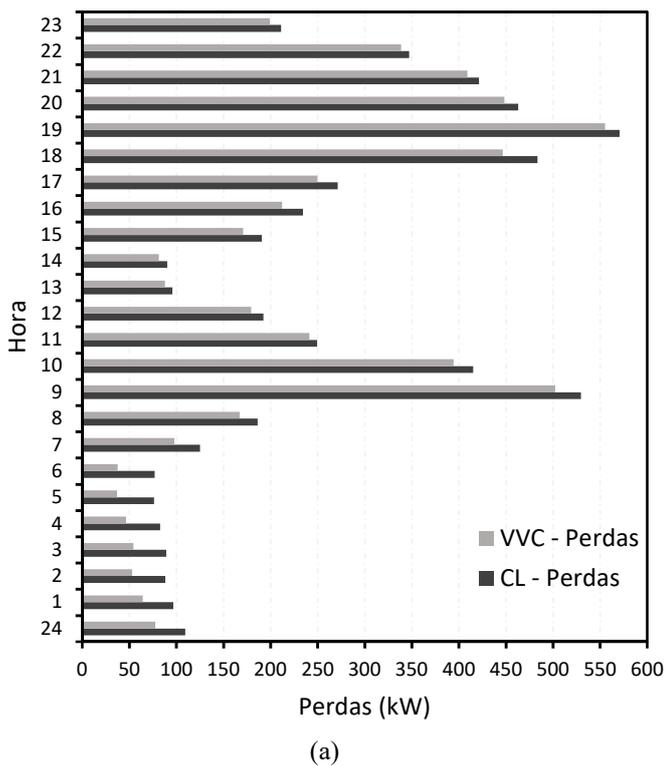


Fig. 6 Resultados a nível de perdas elétricas. (a) Sistema 34 barras, controle Local Vs VVC e (b) Rede UFSM, antes e após o VVC.

4.2 Rede UFSM

A rede interna da UFSM foi modelada no software OpenDSS respeitando todos os dados de geração, cargas e equipamentos como transformadores e bancos de capacitores existentes. A rede conta com a participação de três equipamentos de controle: uma minigeração fotovoltaica e dois bancos de capacitores com potência nominal de 300 kVAr. Todos os equipamentos citados foram instalados recentemente e são provenientes do projeto de eficiência energética em parceria com o grupo CPFL Energia. O propósito principal das simulações nessa rede é analisar as contribuições geradas antes do projeto e depois, perante conexão dos novos equipamentos os quais foram coordenados pelo controle volt/var desenvolvido. A rede opera com um carregamento entorno de 7,2MW sendo o pico as 14 horas.

Aplicando o VVC ao sistema, a Fig. 6(b) traz a contribuição nas perdas elétricas para as 24 horas analisadas. Nota-se que para todos os horários, as perdas foram reduzidas em relação a rede anterior ao projeto. Analisando o fator de potência da SE, a Fig. 7 e Fig. 8, trazem respectivamente, a curva de potência reativa e o fator de potência, antes e após o VVC. Os resultados mostraram-se promissores visto que a universidade é taxada quando opera fora do limite permitido de 0,92 mínimo. A contribuição de potência reativa fornecida localmente pelos bancos de capacitores e pelo ajuste gradual do FP do inversor pertencente à minigeração fotovoltaica, diminuem o montante solicitado pelas cargas, e conseqüentemente, as perdas elétricas ao longo das linhas do sistema. Com o objetivo de demonstrar que não há violações nas restrições referente a

tensão de operação, a Fig. 9 traz o perfil em todas as barras para o horário de maior carregamento.

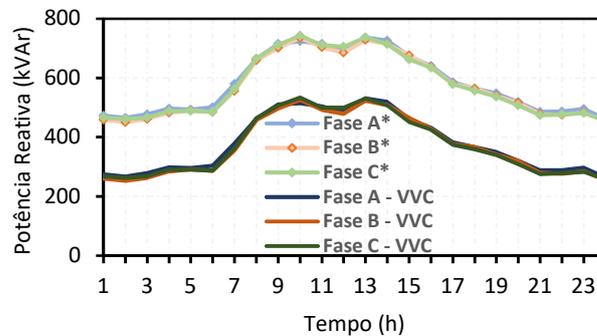


Fig. 7 Curva de potência reativa na SE antes (fases ABC*) e após o VVC, para as 24 horas analisadas.

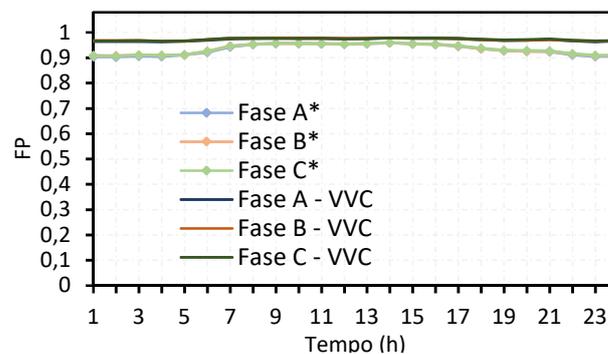


Fig. 8 FP na SE antes (fases ABC*) e após o VVC.

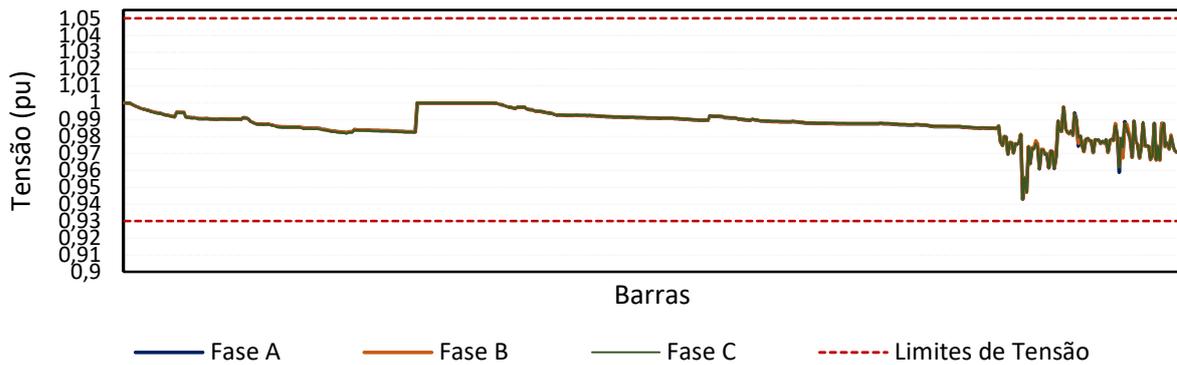


Fig. 9 Tensões nas barras da UFSM para o horário de maior carregamento (14 horas) após o VVC.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho trouxe uma nova metodologia de controle volt/var para rede de distribuição inteligente onde prioriza a minimização das perdas elétricas seguindo princípios heurísticos. A técnica tem capacidade de atuar na coordenação entre equipamentos tradicionais e equipamentos oriundos da eletrônica de potência. Nas duas aplicações da metodologia, rede teste IEEE 34 barras e rede interna da UFSM, o VVC respondeu de forma satisfatória atendendo aos requisitos estabelecidos na formulação do problema. Além disso, os resultados mostraram a contribuição dos inversores controlados remotamente junto com os demais equipamentos, tanto a nível de perdas como no controle dos níveis de tensão. Em nenhuma das aplicações foi detectado problemas de sobretensão ou subtensão no ponto de conexão dessas fontes de geração com a rede elétrica. Simulando a rede teste IEEE 34 barras apenas com um controle local de tensão e corrente, os resultados não foram tão promissores. As perdas pelo CL superaram às obtidas pelo VVC proposto além de apresentarem violação nas restrições, principalmente nas barras ponto de conexão dos geradores distribuídos. Tal resultados reiteram a impotência da adoção de estratégias de controle apropriados, capazes de analisar o sistema como um todo e adotar medidas que atendam o status de operação atual do sistema. Para as simulações envolvendo a rede da UFSM, além de obter resultados promissores na minimização das perdas elétricas, o controle trouxe contribuição na correção do FP da rede. Desta forma, evita que a instituição seja taxada por operar fora dos limites permitidos por norma.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da CPFL Energia pelo projeto “Sistema para detectar perdas não Técnicas em Áreas de Irrigação Empregando Técnicas de Inteligência Artificial” (PD-00063-3065/2020, desenvolvido no âmbito do programa de P&D/ANEEL). Este estudo também foi financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001 e pelo Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Geração Distribuída (INCT – GD) da UFSM (CNPq 465640/2014-1, CAPES 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- Bernardon, D. P., et al. (2015). *Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes*, 09-46, Agepoc, Santa Maria, RS.
- Howlander, M. A., Sadoyama, S., Roose, R. L., Chen, Y. (2020). Active power control to mitigate voltage and frequency deviations for the smart grid using PV inverters. *Applied Energy*, vol. 258.
- Kagan, N., et al. (2009). *Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência*, 107-128, Edgard Blücher Ltda, São Paulo.
- Kim, I., Harley, R. (2020). Examination of the effect of the reactive power control of photovoltaic systems on electric power grids and the development of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity. *Electric Power System Research*, vol. 180.
- Mello, A. P. C., Pfitscher, L. L., Bernardon, D. P. (2017). Coordinated Volt/Var Control for Real-time Operation of Smart Distribution Grids. *Electric Power System Research*, vol. 151, 233-242.
- Nowak, S., Wang, L., Metcalfe, M. S. (2020). Two-level centralized and local voltage control in distribution systems mitigating effects of highly intermittent renewable generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems - IJEPES*, vol. 119.
- Sun, C., Hahn, A., Liu, C. (2018). Cyber Security of a Power Grid: State-of-the-Art. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems - IJEPES*, vol. 99, 45-56.
- Yilmaz, M., El-Shatshat, R. (2018). State-based Volt/Var Control Strategies for Active Distribution. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems - IJEPES*, vol. 100, 411-421.

