

Uso de OLTC e Absorção de Potência Reativa no Aumento da Capacidade de Acomodação de Painéis Fotovoltaicos Residenciais

David A. Sarmiento Nova, Thiago R. Fernandes e Madson C. de Almeida

Departamento de Sistemas de Energia
Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP
Campinas, Brasil

Abstract— A Geração Distribuída (GD) pode fornecer diversos benefícios às redes de distribuição. No entanto, níveis elevados de penetração podem causar problemas técnicos. Assim, os operadores de rede devem considerar soluções alternativas para garantir seu correto funcionamento, mesmo sob níveis de penetração elevados. Neste trabalho é proposta uma abordagem probabilística para estimar a capacidade máxima de penetração de painéis fotovoltaicos em redes de distribuição. Este estudo é feito avaliando-se um sistema de distribuição rural brasileiro. De acordo com os resultados obtidos, a regulação de tensão e sobrecargas em transformadores são as principais limitantes. Portanto, com o objetivo de aumentar a capacidade máxima de penetração em redes de distribuição, foram avaliadas as técnicas de absorção de potência reativa por parte dos painéis fotovoltaicos e o uso de transformadores com tecnologia OLTC.

Palavras-chave— Transformadores OLTC, geração distribuída, painéis fotovoltaicos.

I. INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) pode fornecer diferentes benefícios na operação dos sistemas de energia elétrica atuais. Entre estes benefícios destacam-se a redução das perdas e a melhora dos indicadores de confiabilidade e eficiência [1]. Geralmente, a GD de pequeno porte está destinada a atender as demandas locais. Além disso, ao se comparar com a instalação de grandes usinas hidrelétricas, é possível afirmar que a instalação de GD permite atender as elevações de demanda locais de forma mais rápida.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), impulsionada pela alta disponibilidade de recursos energéticos renováveis e visando diversificar a matriz energética do país, publicou a Resolução 482 estabelecendo as normas técnicas e comerciais para pequenas unidades de GD conectadas às redes de Baixa Tensão (BT), especialmente para Sistemas Fotovoltaicos (FVs) residenciais [2]. Esta resolução busca reduzir as barreiras legais para a interligação de pequenos geradores e aumentar a capacidade instalada de sistemas de geração renováveis, como sistemas solares e eólicos.

Neste cenário futuro em que a inserção de GDs aumenta a complexidade da operação e do planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, as concessionárias devem continuar garantindo o fornecimento de energia dentro dos padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos pelos órgãos reguladores do setor elétrico. Portanto, novas metodologias de operação e de planejamento devem ser incorporadas às práticas vigentes dentro dessas empresas. Desse modo, as concessionárias precisam avaliar a Capacidade Máxima de Penetração (CMP) das redes de distribuição com o objetivo de identificar possíveis problemas técnicos e garantir a operação normal e o nível máximo de penetração, minimizando os reforços nas redes.

A CMP fotovoltaica de uma rede de distribuição pode ser definida como o nível máximo aceitável de penetração FV sobre determinadas circunstâncias [3]. Em um sistema de distribuição de BT, é possível integrar unidades de geração FV enquanto o índice de desempenho está dentro dos limites técnicos. Este índice de desempenho pode ser definido com base nas características da GD ou em parâmetros, tais como o nível de qualidade da energia fornecida pela rede ou as características técnicas das cargas [3].

Portanto, logo que os índices de desempenho extrapolam os limites aceitáveis pré-definidos, a CMP é excedida. Em [4], por exemplo, a regulação de tensão é utilizada como índice de desempenho; em [6], [7], são usados os limites térmicos de cabos e transformadores; enquanto que em [4], [8], são consideradas sobrecargas de transformadores. No entanto, de acordo com [9], [10], a maioria dos impactos limitantes estão na regulação de tensão e nos níveis de desequilíbrio.

Neste trabalho, a CMP de uma rede de distribuição rural brasileira através de uma abordagem probabilística é avaliada com base em simulações Monte-Carlo. Para avaliar a CMP, a regulação de tensão no nível do usuário, o fator de desequilíbrio de tensão na rede primária e as sobrecargas nos transformadores de MT/BT são adotados como indicadores de desempenho. Além disso, a aplicabilidade das tecnologias *On-load Tap Changer* (OLTC) e *PV-Var absorption* como alternativas para aumentar a CMP das redes estudadas são

Este trabalho foi financiado pela CAPES, CNPq e FAPESP.

avaliadas. Um estudo adicional determina o impacto resultante do tempo dos ciclos de controle dos OLTCs na CMP. Todos os estudos são feitos tendo em conta a interação das redes de BT com a rede de Média Tensão (MT).

Embora o uso da tecnologia OLTC e da técnica PV-VAr *absortion* já tenham sido estudadas por vários autores visando aumentar a CMP de redes de distribuição [5], [11], esses trabalhos não consideram a interação da GD com a rede de MT. Em [11], por exemplo, o uso de transformadores com *tap* no lado de baixa tensão é estudado considerando-se apenas a rede secundária. Portanto, os impactos adversos sobre a rede de MT não são analisados. Além disso, não é considerada a possibilidade de controle do Fator de Potência (FP) dos geradores FVs como alternativa para melhorar regulação de tensão. Por outro lado, em [5] é considerada a estratégia PV-VAr *absortion* controlando-se o FP dos geradores FVs melhorando a regulação de tensão sem, no entanto, avaliar os impactos técnicos na rede primária.

II. REDE DE DISTRIBUIÇÃO E PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO

A rede de distribuição estudada é real e localiza-se na cidade de Araras-SP. Esta rede é composta por uma rede primária de MT onde estão alocadas 45 redes trifásicas residenciais de BT. A rede de MT trabalha com 13,8 kV e as redes de BT com 220 V. Os perfis de carga alocados nas redes de BT são representativos de cargas residenciais. Perfis de carga, radiação e temperatura são tomados a partir de um banco de dados da cidade de Campinas-SP.

A. Rede de distribuição

A rede primária da Fig. 1 tem um comprimento de 14,2 km e nela estão alocados 519 clientes residenciais de BT. Na Fig. 1 os pontos azuis representam os transformadores MT/BT e o ponto de cor vermelha o transformador AT/MT. Na rede primária encontram-se alocadas 47 redes secundárias cujas características são descritas na Tabela I.

TABELA I. CARACTERÍSTICAS DAS REDES DE BAIXA TENSÃO

Capacidade nominal transformador MT/BT [kVA]	Número de redes de BT	Comprimento [km]		
		Média	Maior	Menor
15	2	0,45	0,54	0,37
30	9	0,30	0,48	0,03
45	17	0,68	1,96	0,24
75	17	0,70	1,07	0,21
113	2	0,61	0,69	0,52

B. Perfil de radiação e temperatura

A fim de aumentar a confiança dos resultados, dados reais de radiação e temperatura foram adotados para simular o comportamento dos geradores FVs. Em particular, considerou-se um conjunto de 700 perfis diários consecutivos com resolução de 10 minutos. Estes dados foram obtidos do CEPAGRI (Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura) e medidos em Campinas-SP.

C. Perfil de carga

Para o cálculo da CMP, curvas de carga geradas artificialmente são alocadas nas redes de distribuição de BT. Estas curvas descrevem de forma realista o consumo real de energia de edificações residenciais bifásicas.

III. METODOLOGIA

Uma abordagem Monte-Carlo similar à proposta em [5] é adotada considerando-se a imprevisibilidade de características como tamanho e posição dos geradores, bem como perfis de geração e consumo. A abordagem probabilística permite estudar uma amostra representativa de todos os cenários possíveis. Informações como tamanho e localização dos geradores FVs, perfis de radiação, temperatura e carga são selecionadas aleatoriamente para definir uma amostra de acordo com as informações apresentadas na Tabela II.

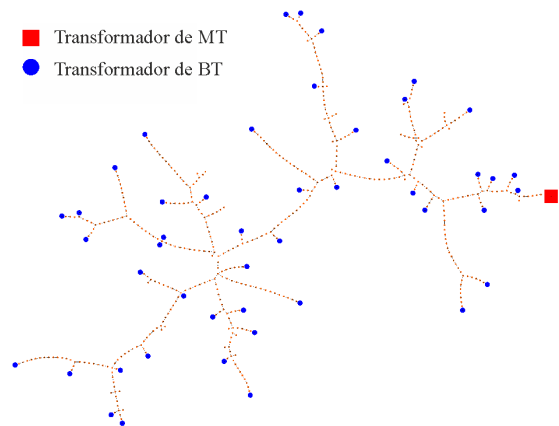


Figura 1. Diagrama de rede de MT.

No total, 1000 cenários são simulados para cada porcentagem de penetração, considerando os valores de 10% a 100% em intervalos de 10%. O número de cenários com problemas de tensão, sobrecarga de transformador, desequilíbrio de tensão ou perdas de energia são quantificados numa base estatística após a análise de cada um dos cenários. Para simular cada cenário utiliza-se o *software* OpenDSS [12], considerando as redes de BT e MT simultaneamente. Além disso, o *software* MATLAB é usado para desenvolver a abordagem Monte-Carlo proposta.

TABELA II. VARIÁVEIS MONTE-CARLO USADAS PARA DEFINIR UMA AMOSTRA

Variável	Tamanho	Domínio	Critério
Tamanho do Sistema FV	Número de clientes x [%FV]	de 3,5 até 4,5kW ^a	Aleatório
Curva de radiação e temperatura	1 curva	700 curvas	Aleatório
Localização dos sistemas FVs	Número de clientes x [%FV]	Número de clientes	Aleatório
Perfil de carga	Número de clientes	30	Aleatório

a. Tamanho médio necessário para que os geradores FVs gerem a mesma quantidade de energia consumida pelo cliente no período de um mês.

Neste trabalho, o nível de penetração (%FV) é definido como o número de clientes com geradores FVs (em porcentagem), como é mostrado na Eq. (1). No entanto, é importante ressaltar que na literatura não há consenso sobre a definição mais adequada, como é demonstrado em [13]–[15].

$$[\%FV] = \frac{\text{Núm. de clientes com sistemas FVs}}{\text{Núm. de clientes}} \times 100\% \quad (1)$$

A Fig. 2 mostra o fluxo da abordagem da simulação Monte-Carlo adotada. As linhas pontilhadas definem os limites para os *loops*. Para cada amostra, simulações são executadas dentro de um período de 24 horas com resolução de 1 minuto. No decorrer da simulação, se algum consumidor tiver problemas de regulação de tensão durante a avaliação de uma amostra no Monte-Carlo, esta amostra será classificada como amostra com problemas de regulação de tensão. Ao final, esta informação é utilizada para a análise estatística. O mesmo procedimento é feito com os indicadores de sobrecarga de transformadores e desequilíbrio de tensão. Todas as questões referentes a regulação de tensão, sobrecarga ou

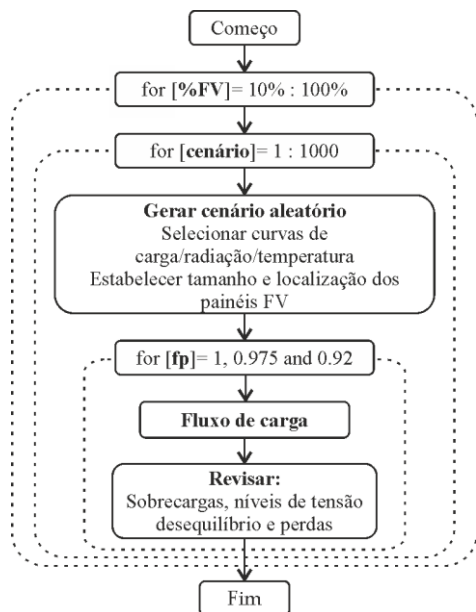


Figura 2. Diagrama da abordagem Monte-Carlo adotada. desequilíbrio são analisadas de acordo com o conjunto de normas para os sistemas de distribuição no Brasil, PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) [16].

Nesta proposta, a CMP das redes de distribuição é calculada usando-se como estratégia para melhorar a regulação de tensão a técnica de PV-var *absortion* e transformadores MT/BT com *tap* do lado de baixa tensão. A CMP é estimada para cada rede secundária, avaliando-se simultaneamente os impactos da alocação de GD sobre as redes MT e BT. O desequilíbrio de tensão nas rede de MT, o aumento de tensão nas redes de BT e as sobrecargas nos transformadores MT/BT são considerados como os índices de desempenho.

A. PV- VAR *absortion*

Segundo [17] [18], uma das propostas mais eficazes para atenuar o aumento de tensão e elevar a CMP sem reforçar as redes é fazendo com que os geradores FVs contribuam com potência reativa. Para determinar como esta técnica impacta as redes de distribuição, cada cenário Monte-Carlo é avaliado usando-se diferentes FPs: unitário, 0,975 e 0,920 (ambos indutivos), calculando assim índices de CMP, perdas de energia, sobrecargas e desequilíbrio.

Com esta técnica, os inversores de cada um dos sistemas FVs estão programados para manter os FPs constantes durante o período inteiro de geração.

B. Transformadores com tecnologia OLTC

Com transformadores que ajustam a relação de transformação, ao mudar a posição do *tap* sem desligar a carga é possível manter os níveis de tensão nas barras controladas dentro de uma faixa estabelecida, como é mostrado em (2).

$$V_{max} \geq V_{barra} \geq V_{min} \quad (2)$$

Onde V_{barra} é a tensão nas barras controladas; V_{max} e V_{min} são os valores máximo e mínimo estabelecidos como adequados para as redes de distribuição segundo o PRODIST.

Com os limites de tensão já definidos pela norma brasileira e com a ajuda do monitoramento da tensão nas barras controladas, o controlador irá ajustar a posição dos *taps* conforme os valores estabelecidos. A tensão das barras controladas é verificada com frequência de 1 minuto, porém a alteração da posição do *tap* ocorre apenas se o algoritmo encontra-se dentro do ciclo de controle (a cada 1, 5 ou 10 minutos) e se os limites de tensão forem ultrapassados, como mostrado na Fig. 3.

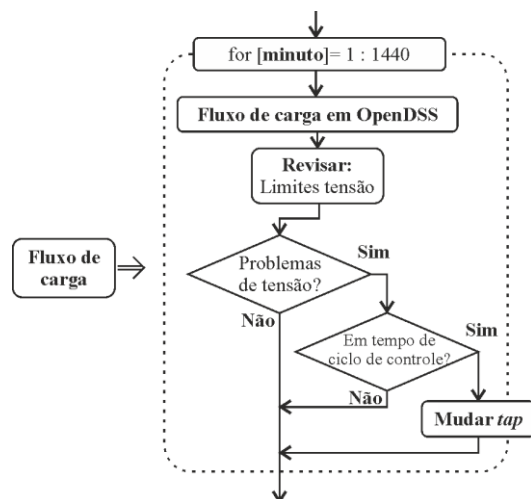


Figura 3. Metodologia para controle do *tap* nos transformadores OLTC.

O transformador utilizado nas simulações possui uma faixa de operação de +/- 8% da tensão nominal com variação de 2% para um total de 9 posições de *tap*. Assumindo que a tensão no primário do transformador é 13,8 kV, a tensão no secundário do transformador poderá ser: 193,6; 198; 202,4; 206,8; 211,2; 215,6; 220; 228 e 224,4 V a depender da posição do *tap* (de 1 até 9).

C. Estudos de caso

Neste trabalho dois estudos de caso são considerados. No primeiro caso, a CMP é estimada para cada rede de BT avaliando os impactos sobre a rede MT. O desequilíbrio de tensão, o aumento da tensão nas barras de BT e as sobrecargas nos transformadores de MT/BT são considerados como índices de desempenho. Para aumentar a CMP, um esquema de contribuição de potência reativa por parte dos sistemas FVs é considerado, o que pode melhorar a regulação de tensão.

O segundo caso considera os transformadores de MT/BT com tecnologia OLTC para ajustar a relação de tensão entre o primário e o secundário. Para definir a posição inicial do *tap* dos transformadores usa-se o valor mínimo no qual não haja

problemas de regulação de tensão sem sistemas FVs instalados (ou seja, com 0% de nível de penetração).

Os dispositivos de monitoramento remoto de tensão estão instalados em cada uma das barras onde se encontram alocados os consumidores. Estes dispositivos enviam informação do nível de tensão a uma unidade de controle localizada na subestação. Com base nessa lógica, se a unidade de controle recebe informação sobre consumidores com níveis de tensão fora dos limites estabelecidos, o controlador do *tap* recebe um comando para mudar de posição.

Para avaliar o impacto dos diferentes ciclos de controle, neste trabalho são estudados ciclos de controle de 1, 5 e 10 minutos. Assim, pode-se determinar o ciclo de controle mais adequado em relação à CMP, limitando ao máximo a quantidade de mudanças de posição do *tap* de cada transformador.

IV. CASO I: PV-VAR ABSORTION

Nesta seção os resultados relacionados ao primeiro caso de estudo são apresentados. Na Fig. 4 é mostrado o processo de convergência do processo de simulação Monte-Carlo para cada nível de penetração considerando uma rede de distribuição de BT. Pode-se observar que antes das 1000 iterações a convergência no Monte-Carlo é alcançada e em seguida a porcentagem de cenários com problemas de tensão é calculada. No entanto, por razões de confiabilidade dos resultados, 1000 simulações foram realizadas para todos os casos.

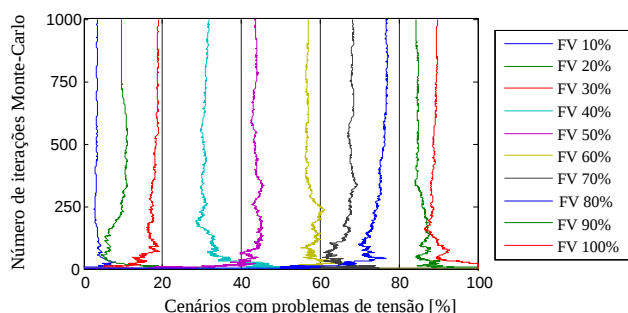


Figura 4. Processo de convergência do estudo Monte-Carlo para rede de distribuição de BT número 7.

Neste primeiro caso a capacidade de hospedagem foi estimada considerando como aceitável um risco menor ou igual a 3% para problemas de tensão. Os resultados obtidos encontram-se resumidos na Tabela III. Nesta tabela é mostrada a CMP de 10 redes de distribuição de BT que foram escolhidas por serem as redes de maior e menor tamanho para transformadores de diferentes potências nominais.

De acordo com estes resultados é possível observar que, para os alimentadores maiores, a CMP é limitada por problemas de regulação de tensão, enquanto que para os alimentadores com transformadores de menor potência nominal, a penetração máxima é limitada por problemas de sobrecarga no transformador MT/BT.

Para avaliar a eficácia da absorção de potência reativa por parte dos sistemas FVs como técnica para aumentar a CMP, os riscos de sobretensão e sobrecarga são calculados para cada nível de penetração e cada FP. Este risco é definido como a frequência em que ocorrem problemas de tensão ou de sobrecarga. Portanto, a Fig. 5 mostra os resultados

relacionados à frequência de problemas de tensão para a rede de distribuição de BT número 7. De acordo com estes resultados, as concessionárias poderiam permitir um %FV de 40% se todos os sistemas FVs trabalhassem com FP de 0,920. Isto indica que no máximo cinco clientes poderiam instalar sistemas FVs. Para um FP de 0,975 ou unitário, a CMP seria de 20%.

TABELA III. CPM PARA 10 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BT

Capacidade nominal transformador [kVA]	Rede #	Tamanho da rede [km]	Número de clientes	CMP [%]
15	1	0,54	3	0 ^a
	2	0,37	3	30 ^a
30	3	0,48	6	100
	4	0,03	6	100
45	5	1,96	9	0 ^b
	6	0,24	10	100
75	7	1,07	17	40 ^b
	8	0,21	17	60 ^b
113	9	0,69	25	100
	10	0,52	24	40 ^b

- a. Limitação dada por sobrecarga no transformador
b. Limitação dada por problemas de regulação de tensão

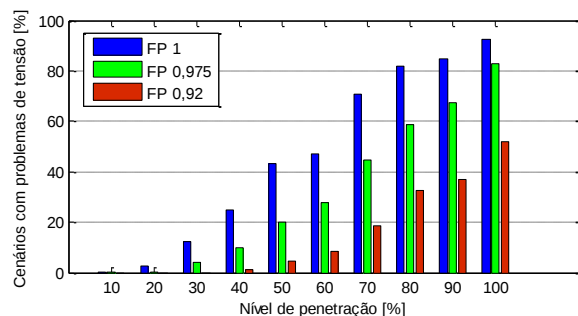


Figura 5. Histograma de cenários com problemas de regulação de tensão na rede de BT número 7.

Para a rede número 7, não foram detectados problemas de sobrecarga. No entanto, para alcançar tais resultados, a absorção de potência reativa só será possível com o uso de inversores capazes de variar o FP em tais níveis.

Com FP indutivos a quantidade de potência ativa que poderia ser entregue pelos sistemas FVs diminui. Neste sentido, modificar FP dos sistemas FVs para permitir a absorção de potência reativa não é considerada uma técnica atrativa, já que os clientes são economicamente beneficiados pela quantidade de potência ativa que é entregue ao alimentador de distribuição. Regularizar este tipo de técnicas para fixar FP indutivos nos geradores instalados seria uma alternativa para aumentar a CMP do alimentador.

À medida que o %FV aumenta, a probabilidade de que o número de clientes com problemas de tensão aumente é maior. Isto pode ser observado na Fig. 6, onde se mostra também como um FP de 0,920 pode reduzir o número de clientes com problemas de regulação de forma significativa. Por outro lado, em termos de perdas de energia, quando o %FV aumenta, a quantidade de perdas de energia é maior, especialmente quando o FP é mais indutivo, como é mostrado na Fig. 7.

Finalmente, a Fig. 8 mostra o fator de desequilíbrio de tensão média analisada na rede de MT. Como pode ser observado, o desequilíbrio de tensão é pequeno, uma vez que

os clientes e, por conseguinte, os painéis fotovoltaicos são bem distribuídos em todas as fases das redes de baixa tensão.

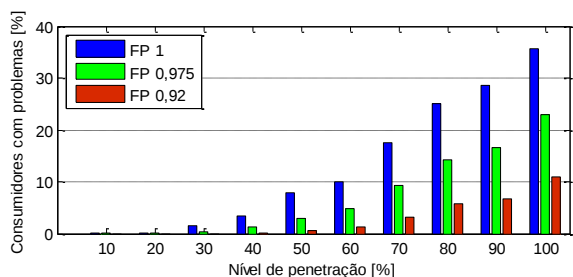


Figura 6. Clientes com problemas de regulação de tensão na rede de BT número 7.

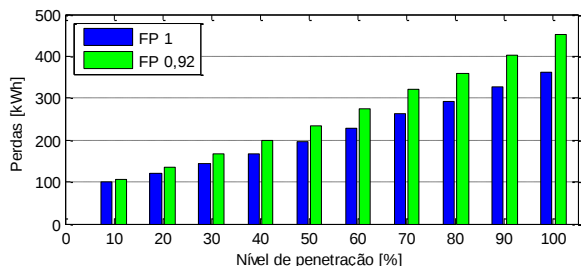


Figura 7. Perdas de energia na rede de distribuição MT/BT.

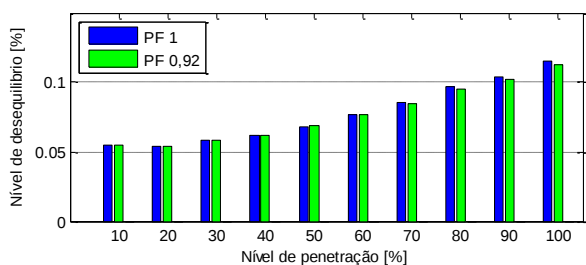


Figura 8. Níveis máximos de desequilíbrio na rede de MT.

V. CASO II: PV-VAR ABSORTION E CONTROLE REMOTO DO TRANSFORMADOR COM OLTC

Nesta seção, além da absorção de potência reativa por parte dos sistemas FVs, é considerado o uso de transformadores de MT/BT com tecnologia que permite modificar a posição do *tap* do lado de baixa tensão. A utilização destes dispositivos destina-se a reduzir o número de clientes com problemas de regulação de tensão.

Neste trabalho o controle dos *tap* dos transformadores de MT/BT é feito remotamente. Assim, o controlador dos *tap* possui informação relacionada aos níveis de tensão de cada um dos clientes. Portanto, o comutador do *tap* do transformador varia a relação de transformação para regular a tensão no nível dos consumidores, visando reduzir a quantidade de clientes com problemas de tensão e aumentar a CMP dos alimentadores.

Considerando a estratégia de controle proposta, a simulação Monte-Carlo foi executada para 1.000 cenários, como no primeiro caso de estudo. A CMP das 10 redes de distribuição escolhidas foi calculada para cada FP e para diferentes ciclos de controle (1, 5 e 10 minutos). De acordo com os resultados resumidos na Tabela IV é possível observar que a CMP aumenta se o tempo do ciclo de controle é menor.

As redes de BT com transformadores de MT/BT de menor potência nominal são mais propensas a ter problemas de sobrecarga. Desse modo, a CMP é limitada pela sobrecarga no

transformador de distribuição e não por questões de regulação de tensão. Na Tabela IV pode-se observar também uma redução no número de redes com CMP limitada pela regulação de tensão, atingindo em quase todas uma CMP de 100%. Isto significa que em quase todas as redes de baixa tensão é possível instalar um sistema FV em todos os consumidores. No entanto, redes de maior tamanho, como é o caso da rede número 5, não apresentam resultados positivos quanto ao uso de controladores de *tap* do lado de baixa tensão, já que a CMP chega no máximo a 50% com um tempo de ciclo de controle de 1 minuto. Ao trabalhar com ciclos de controle com tempo maior (5 ou 10 minutos) a CMP da rede número 5 continua em 0%, o que indica que esta rede possui características que exigem o uso de uma outra técnica para regular a tensão.

TABELA IV. CPM DE 10 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BT COM USO DE TRANSFORMADORES COM TECNOLOGIA OLTC

Grid #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 min.	0 ^a	30 ^a	100	100	50 ^b	100	100	100	100	100
5 min	0 ^a	30 ^a	100	100	0 ^b	100	90 ^b	100	100	80 ^b
10 min	0 ^a	30 ^a	100	100	0 ^b	100	60 ^b	60 ^b	100	60 ^b

a. Limitação dada por sobrecarga no transformador.

b. Limitação dada por problemas de regulação de tensão.

A Fig. 9 mostra a porcentagem de casos com problemas de regulação de tensão para a rede número 7 quando o transformador distribuidor trabalha com um tempo de ciclo de controle de 5 minutos. De acordo com esta figura é possível observar que a porcentagem de casos com problemas de regulação de tensão em comparação com o Caso I diminui consideravelmente, elevando assim a CMP a 90%.

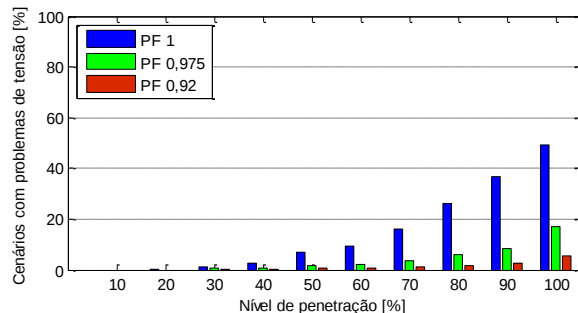


Figura 9. Histograma de cenários com problemas de regulação de tensão para rede de BT número 7 - OLTC 5 min.

À medida que %FV aumenta, a probabilidade de ter um maior número de clientes com problemas de tensão irá aumentar proporcionalmente. Isto pode ser observado na Fig. 10, onde se mostra também como o uso de transformadores e a variação do tempo dos ciclos de controle podem reduzir o número de clientes com problemas de regulação, indicando que a adoção da tecnologia OLTC nos transformadores de distribuição pode ser uma alternativa poderosa para lidar com problemas técnicos associados a redes de baixa tensão para o aumento do nível de penetração FV.

Por outro lado, na Fig. 11 é possível observar o número médio de mudanças na posição dos *taps* que ocorreram na rede número 7 para os diferentes ciclos de controle. Observa-

se ainda que os tempos de ciclo de controle influenciam diretamente o número de mudanças. Para determinar o tempo de ciclo de controle ótimo devem ser tomadas em conta variáveis como CMP, tecnologia de comunicação, custos de operação e manutenção dos transformadores.

Por outro lado, em termos de perdas de energia e desequilíbrio da rede, estes indicadores continuam sendo similares aos do Caso I.

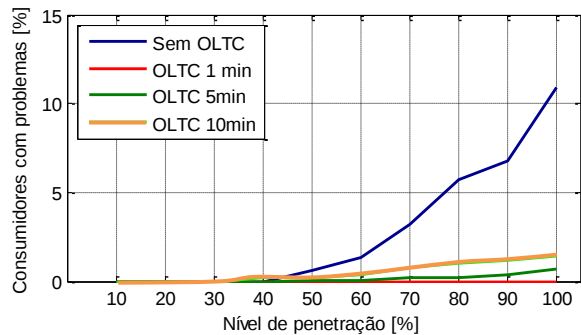


Figura 10. Número máximo de consumidores com problemas.

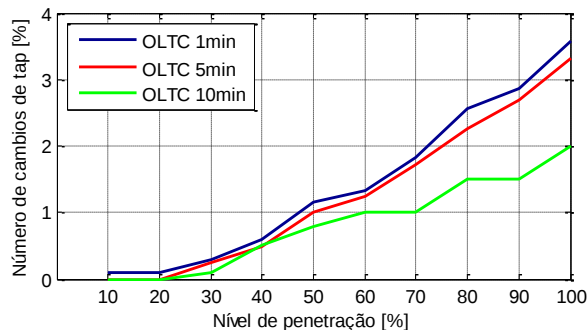


Figura 11. Mudanças de tap por nível de penetração.

VI. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi analisada a CMP de uma rede de distribuição rural brasileira. Foram avaliados aspectos relacionados à regulação de tensão, desequilíbrio de tensão e sobrecargas nos transformadores de distribuição. Na análise das redes foi levada em conta a interação das redes de BT com a rede de MT, avaliando o desempenho das mesmas através de simulações Monte-Carlo, com o objetivo de tratar estatisticamente as incertezas associadas ao tamanho e localização dos sistemas FVs, e aos perfis de radiação, temperatura e carga.

A absorção de potência reativa por parte dos sistemas FVs e o uso de transformadores com tecnologia OLTC foram avaliadas como técnicas para aumentar a CMP. Em termos de impactos técnicos, os limites de tensão foram a principal limitação para a CMP. Assim, a instalação de sistemas FVs com FP indutivo e a substituição de transformadores de MT/BT por transformadores com tecnologia OLTC pode aumentar significativamente a CMP. No entanto, modificar o FP para permitir a absorção de potência reativa não é uma técnica atrativa, já que os clientes são economicamente beneficiados pela quantidade de potência ativa entregue. Regular este tipo de técnicas para fixar FP indutivos nos geradores instalados seria uma alternativa para aumentar a CMP. Finalmente, é necessário fazer análises econômicas a

fim de definir tempos de ciclo de controle ótimos, visando aumentar a vida útil dos transformadores.

REFERENCES

- [1] P. Chiradeja, "Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis," *2005 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific*, pp. 1–5, 2005.
- [2] R. Torquato, F. C. L. Trindade, and W. Freitas, "Analysis of the harmonic distortion impact of photovoltaic generation in Brazilian residential networks," in *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2014, pp. 239–243.
- [3] J. Seuss, M. J. Reno, R. J. Broderick, and S. Grijalva, "Improving distribution network PV hosting capacity via smart inverter reactive power support," *2015 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. 1, pp. 1–5, Jul. 2015.
- [4] N. Etherden and M. H. J. Bollen, "Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources," *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1–7, Jun. 2011.
- [5] A. Ballanti, F. Pilo, A. Navarro-Espinosa, and L. F. Ochoa, "Assessing the benefits of PV var absorption on the hosting capacity of LV feeders," in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5.
- [6] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, S. Member, H. Margossian, and N. D. Hatzigiorgiou, "Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems," vol. 30, no. 1, pp. 346–356, 2015.
- [7] M. Rylander, J. Smith, and W. Sunderman, "Streamlined Method for Determining Distribution System Hosting Capacity," *2015 IEEE Rural Electr. Power Conf.*, pp. 3–9, Apr. 2015.
- [8] S. K. Chaudhary, E. Demirok, and R. Teodorescu, "Distribution system augmented by DC links for increasing the hosting capacity of PV generation," in *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 2012, pp. 1–5.
- [9] R. A. Shayani, S. Member, M. Aurélio, G. De Oliveira, and S. Member, "Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems," vol. 26, no. 3, pp. 1625–1631, 2011.
- [10] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. a. F. Ferreira, "Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 766–772, May 2008.
- [11] A. Navarro-Espinosa and L. F. Ochoa, "Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements," *2015 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 1–5, Feb. 2015.
- [12] EPRI, "OpenDSS Tool," 2013.
- [13] M. H. Coddington, D. Baca, B. D. Kroposki, and T. Basso, "Deploying high penetration photovoltaic systems — A case study," in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 002594–002599.
- [14] C. Gonzalez, J. Geuns, S. Weckx, G. S. Member, T. Wijnhoven, S. Member, P. Vingerhoets, T. De Rybel, J. Driesen, and S. Member, "LV Distribution Network Feeders in Belgium and Power Quality Issues due to Increasing PV Penetration Levels," pp. 1–8.
- [15] Y. Yang, S. Member, H. Li, S. Member, and A. Eichhorn, "Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving," vol. 5, no. 2, pp. 982–991, 2014.
- [16] L. A. Felber, H. Arango, B. D. Bonatto, and M. R. Gouvea, "Voltage regulation in electric energy distribution substations," in *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, 2010, pp. 846–852.
- [17] A. Einfalt, F. Zeilinger, R. Schwalbe, B. Bletterie, and S. Kadam, "Controlling active low voltage distribution grids with minimum efforts on costs and engineering," *IECON 2013 - 39th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 7456–7461, Nov. 2013.
- [18] A. Samadi, E. Shayesteh, R. Eriksson, B. Rawn, and L. Söder, "Multi-objective coordinated droop-based voltage regulation in distribution grids with PV systems," *Renew. Energy*, vol. 71, pp. 315–323, Nov. 2014.

