

ESTUDO COMPARATIVO DE DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE CONTROLE VOLT-VAR APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

PEDRO A.V. PATO, GUILHERME O. CUSTÓDIO, FERNANDA C. L. TRINDADE

Departamento de Sistemas e Energia, Universidade Estadual de Campinas

Av. Albert Einstein, 400, Cidade Universitária Zeferino Vaz, 13083-852, Campinas, SP, Brasil

E-mails: {ppato, custodio, fernanda}@dsee.fee.unicamp.br

Abstract— The installation of photovoltaic generators is becoming more economically attractive due to the continuous cost reduction and to government incentives – in Brazil, associated with the net metering tariff, for instance. As a result, an increasing number of photovoltaic generators in the distribution systems is being verified, which implies new operational challenges, specially related to the maintenance of the steady state voltages within the regulatory limits. Traditional solutions solely based on the use of capacitor banks, voltage regulators and OLTC (On Load Tap Changer) transformers are sometimes ineffective in distribution systems with high penetration of photovoltaic generators. In this context, the present work investigates the use of smart inverters from the photovoltaic systems to actively regulate the grid voltage through the injection/consumption of reactive power. With this purpose, it proposes simple and intuitive rules to individually assign a Volt-Var control curve for each photovoltaic generator based on its distance from the substation.

Keywords— Distributed generation, photovoltaic systems, smart inverters, steady state voltage violations, Volt-Var control.

Resumo— A instalação de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída vem se tornando cada vez mais economicamente atrativa devido à constante redução dos custos de implantação e às políticas governamentais de incentivo – no Brasil, com enfoque ao *net metering*. Como resultado, o que se vê é um número crescente de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição, o que implica novos desafios operativos, especialmente relacionados à manutenção das tensões de regime permanente dentro dos limites regulatórios quando do pico da geração solar. Soluções tradicionalmente utilizadas e baseadas unicamente no uso de bancos de capacitores, reguladores de tensão e transformadores OLTC (*On Load Tap Changer*) nas subestações por vezes se mostram ineficazes em redes com alta penetração de geradores distribuídos. Neste contexto, o presente trabalho parte do pressuposto de que os inversores inteligentes dos sistemas fotovoltaicos devam ser utilizados para controlar ativamente a tensão da rede por meio da injeção/consumo de potência reativa e propõe regras simples e intuitivas para atribuir uma curva de controle Volt-Var individualizada para cada gerador fotovoltaico, baseada em sua distância da subestação, que procura mitigar as transgressões de tensão e reduzir a injeção/consumo de potência reativa pelos sistemas.

Palavras-chave— Controle Volt-Var, geração distribuída, inversores inteligentes, sistemas fotovoltaicos, transgressões de tensão de regime permanente.

1 Introdução

A crescente adoção da geração distribuída (GD) fotovoltaica representa novos desafios à operação das redes de distribuição com alta penetração de sistemas fotovoltaicos (SFs). Em especial, problemas relacionados ao perfil de tensão da rede, como sobretensões durante os momentos de maior irradiação solar, costumam estar entre os principais impactos apontados na literatura e, por diversas vezes, são o fator técnico limitante do aumento de penetração dos SFs nas redes de distribuição (Masters, 2002) e (Ayres, 2010).

As formas de controle de tensão tradicionalmente empregadas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, como o uso de transformadores do tipo OLTC (*On Load Tap Changer*), bancos de capacitores e reguladores de tensão, costumam ter sua eficácia reduzida em redes com altas penetrações de GD devido ao fato de não terem sido originalmente pensadas para lidar com o fluxo bidirecional de potência e com a intermitência das fontes renováveis (Turitsyn, 2010). Adicionalmente, o emprego de reforços na rede por parte das distribuidoras para lidar

com os impactos causados pelos SFs implica na socialização dos custos entre todos os consumidores e não somente entre aqueles que se beneficiam economicamente por possuírem GD.

Assim, um grande número de trabalhos demonstra a eficácia e propõe, como solução mitigadora, o uso de inversores inteligentes nos SFs para controlar ativamente a tensão na rede por meio da diminuição da potência ativa injetada ou por meio do consumo/injeção de potência reativa.

Particularmente, em Smith (2011), são apresentados os métodos de controle de potência reativa pelos inversores inteligentes mais comumente utilizados, dentre os quais aqui são destacados: fator de potência (FP) fixo e unitário (denotado por $Q=0$); fator de potência fixo mas não unitário (denotado por $Q(P)$); e potência reativa como função da tensão local (denotado por $Q(V)$ ou controle Volt-Var) que é o foco deste artigo. Adicionalmente, inversores inteligentes atuais costumam permitir também a operação com FP dependente da potência ativa ($FP(P)$).

Em Rylander (2016), ressalta-se que a efetividade do controle Volt-Var de cada SF é dependente da potência do sistema, de sua distância elétrica em relação à subestação e de outros SFs conectados à

mesma rede, mesmo assim, avalia-se a eficácia de se utilizar uma mesma curva padrão de controle Volt-Var para diferentes cenários de irradiação solar, perfil de carga e topologia de rede sob o argumento de que, dado o crescente número de novos pedidos de ligação de SFs em redes de distribuição, o dimensionamento ótimo de todos os equipamentos controláveis da rede, como feito em Borghetti (2013), ou mesmo um estudo individual de acesso para cada SF podem não ser técnica e/ou economicamente viáveis para as distribuidoras.

Neste contexto, o presente artigo procura demonstrar como regras simples e intuitivas podem ser utilizadas para atribuir uma curva de controle Volt-Var específica para cada SF baseado somente em sua distância em relação à subestação, visando mitigar as transgressões de tensão em regime permanente e minimizar a injeção/consumo de potência reativa pelos sistemas. O desempenho obtido quando da aplicação das regras é comparado com cenários em que todos os SFs operam com fator de potência constante ou com uma única curva Volt-Var padrão e igual para todos. Pressupõem-se que a ação dos inversores inteligentes deva depender apenas das variáveis localmente disponíveis, como tensão terminal e potência ativa, e que sua coordenação não deva exigir uma infraestrutura de comunicação.

Este trabalho está dividido como segue. Na seção 2, uma breve explanação sobre os fundamentos do controle Volt-Var aplicado a SFs é realizada bem como sobre os parâmetros comumente utilizados na definição das curvas. Na seção 3, apresenta-se a metodologia utilizada no trabalho, sendo a seção 3.1 reservada à modelagem dos SFs no OpenDSS e a seção 3.2, às premissas adotadas para o dimensionamento destes equipamentos. Já na seção 3.3, descreve-se os indicadores utilizados para avaliar as transgressões de tensão. Na seção 4, são detalhadas as especificações da rede e das curvas de demanda utilizadas. A seção 5 é reservada para a descrição dos cenários simulados. A seção 6 apresenta os resultados obtidos e a seção 7 as conclusões.

2 Controle de Potência Reativa por Inversores Inteligentes

No controle Volt-Var, os SFs monitoram continuamente a tensão em seus terminais ajustando a injeção/consumo de potência reativa de acordo com uma curva pré-estabelecida, que visa manter a tensão em um ponto desejado. A Figura 1 é um exemplo de deste tipo de curva em que é possível observar que para tensões maiores que a tensão de referência (V_{ref}) e fora da zona morta (Z_m), o SF consome potência reativa procurando diminuir a tensão em seus terminais. Já para tensões menores que V_{ref} , e fora da Z_m , o oposto ocorre, isto é, o SF injeta potência reativa tentando aumentar a tensão em seus terminais. Além disso, a quantidade de potência reativa injetada no instante t , $Q_{FV}(t)$, deve obedecer à restrição (1), onde

o valor máximo, $Q_{FVmax}(t)$, depende da potência nominal do inversor S_{inv} , e da injeção de potência ativa pelo SF no mesmo instante, $P_{FV}(t)$.

$$|Q_{FV}(t)| \leq Q_{FVmax}(t) = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{FV}^2(t)} \quad (1)$$

Curvas do tipo mostrado na Figura 1, em que a inclinação (α) é constante e existe simetria em relação à V_{ref} , podem ser definidas de duas maneiras distintas, mas análogas: (a) declarando-se as coordenadas dos pontos P_1 a P_3 ; ou (b) declarando-se os valores de V_{ref} , Z_m e α .

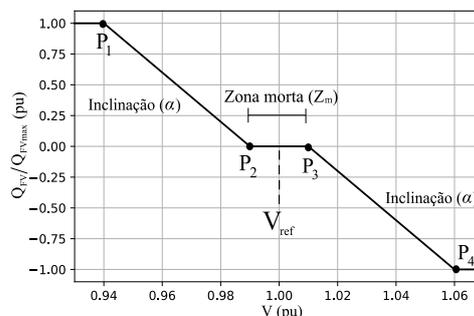


Figura 1. Exemplo de curva Volt-Var linear por partes.

3 Metodologia

Neste trabalho, com o objetivo de avaliar a eficácia de diferentes estratégias de controle Volt-Var local na mitigação das transgressões de tensão de regime permanente, são realizadas simulações série-temporais no software OpenDSS, (EPRI, 2017), da rede real americana ckt24, cujo modelo é disponibilizado publicamente pelo Electric Power Research Institute (EPRI). Cada cenário considerado, e explicado em detalhes na seção 5, é simulado durante 24 horas, com intervalos de 15 minutos, medindo-se o FP na fronteira da subestação com a rede básica, a energia ativa total fornecida ao circuito ao longo do dia, as perdas totais e os indicadores de transgressão de tensão apresentados na seção 3.3.

3.1 Modelo dos Sistemas Fotovoltaicos

No OpenDSS, os sistemas fotovoltaicos são modelados como uma injeção de potência ativa nos terminais em que se encontram conectados. Tal injeção é obtida pela combinação das equações (2) e (3), em que:

- $P_{cc}(t)$ é a potência em kW no instante t do lado do barramento CC do SF;
- $\eta_{inv}(P_{cc}(t))$ é a eficiência do inversor na potência $P_{cc}(t)$;
- P_{mp} é a potência nominal total dos painéis solares, em kW, no ponto de máxima potência, sendo normalmente definida para uma

irradiação solar de 1 kW/m² e uma temperatura de 25 °C;

- $F_T(T(t))$ é um fator de ajuste, em pu, da P_{mp} para a temperatura $T(t)$ dos painéis;
- $Ir_{pu}(t)$ é a irradiação solar, em pu, no instante de tempo t ;
- Ir_{base} é a irradiação solar de pico, em kW/m², do período de análise considerado.

$$P_{FV}(t) = P_{cc}(t) \cdot \eta_{inv}(P_{cc}(t)) \quad (2)$$

$$P_{cc}(t) = P_{mp} \cdot F_T(T(t)) \cdot Ir_{pu}(t) \cdot Ir_{base} \quad (3)$$

A injeção de potência reativa pelo SF depende da maneira como se escolhe operar os sistemas, mas deve sempre respeitar a restrição dada por (1).

3.2 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

Os SFs foram dimensionados considerando a adoção da tarifa *net metering*, em que a energia gerada em um determinado mês é descontada da energia consumida no mesmo período e o excedente torna-se crédito nos meses posteriores. Portanto, a P_{mp} designada para cada sistema é aquela que, sem sobredimensionamento, garante que a energia total demandada pelo consumidor genérico C_n no dia simulado poderá ser suprida inteiramente pelo SF considerando-se as curvas de: irradiação solar do dia limpo (Figura 2), temperatura diária dos painéis (Figura 3), eficiência do inversor (Figura 4), coeficiente de ajuste térmico (Figura 5) e demanda diária (Figura 6). Por simplicidade, estas curvas foram consideradas as mesmas para todos os consumidores. Adicionalmente, exige-se que a P_{mp} seja múltipla de um valor comercial, em kW_p, de potência de pico de módulos solares. A regra de dimensionamento é detalhada na equação (4), em que:

- $\text{int}()$ é a função que fornece o valor inteiro de um número decimal;
- P_{mod} é o valor comercial mínimo dos módulos e foi escolhido como sendo 0,14 kW_p;
- P_{base} é a potência nominal, em kW, do consumidor C_n ;
- $Dem(t)$ é o valor, em pu, da curva de demanda diária de C_n no instante t , sendo esta curva dependente da fase de conexão de C_n , e apresentada na Figura 6, obtida conforme explicado na seção 4;
- F_{tp} representa o fator de correção de temperatura escolhido para compensar o fato de que o SF trabalhará com temperatura média dos painéis próxima de 50°C nos horários de maior geração, conforme mostra a Figura 3, seu valor é igual a 0,9 e é obtido da Figura 5 ao se fazer $F_{tp} = F_T(50^\circ\text{C})$;
- F_η é fator de correção do rendimento do inversor e seu valor é 0,95, sendo obtido da Figura 4 ao se observar que nos horários de

maior geração, devido à temperatura dos painéis, a razão P_{cc}/P_{mp} fica em torno de 70%;

- Ir_{base} é a irradiação solar de pico do dia simulado e foi fixada em 1 kW/m²;
- $Ir_{pu}(t)$ é o valor da curva de irradiação solar de dia limpo no instante t .

$$P_{mp} = \text{int} \left(\frac{P_{base} \cdot \int_0^{24h} Dem(t) \cdot dt}{P_{mod} \cdot F_{tp} \cdot F_\eta \cdot Ir_{base} \cdot \int_0^{24h} Ir_{pu}(t) \cdot dt} \right) \cdot P_{mod} \quad (4)$$

O dimensionamento do inversor assume que o SF de cada consumidor deve conseguir operar com FP de até 0,92, indutivo ou capacitivo, mesmo no momento em que está gerando sua máxima potência nominal. Tal afirmação leva à equação (5) e é motivada pelo fato de que em países com maior penetração de geração solar fotovoltaica, as concessionárias já impõem, em alguns casos, restrições aos SFs para que estes sejam capazes de ajudar na mitigação dos impactos causados por sua conexão na rede (Appen et al, 2013). Adicionalmente, exige-se que a potência nominal do inversor em kVA, S_{inv} , seja múltipla de uma potência mínima, S_{min} , de 100 VA.

$$S_{inv} = \text{int} \left(\frac{P_{mp}}{S_{min} \cdot 0,92} \right) \cdot S_{min} \quad (5)$$

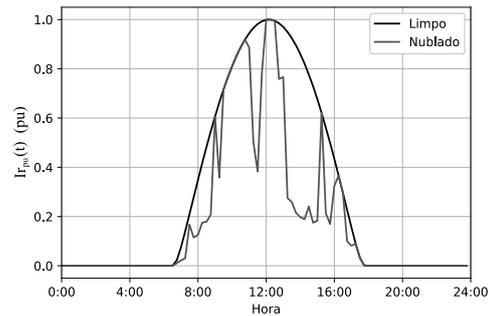


Figura 2. Curvas de irradiação solar utilizadas no dimensionamento dos SFs e nas simulações.

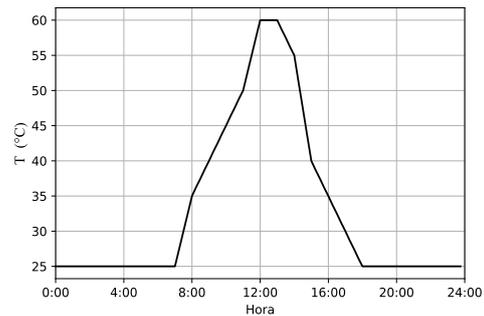


Figura 3. Curva da temperatura diária considerada para todos os SFs modelados (adaptada de Freitas (2015)).

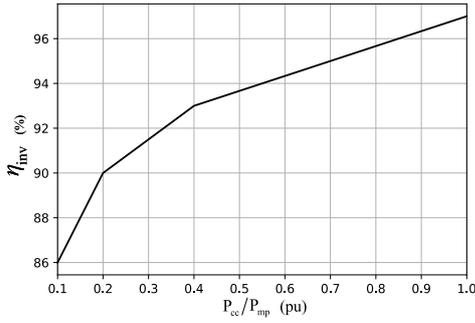


Figura 4. Curva de eficiência do inversor utilizada em todos os SFs modelados (adaptado de Freitas (2015)).

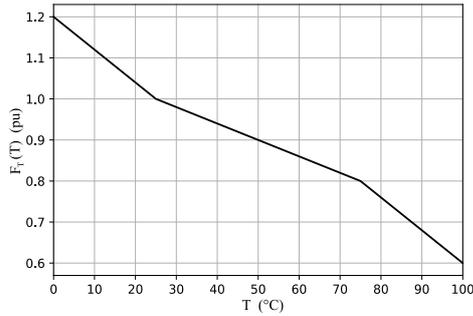


Figura 5. Curva do coeficiente de ajuste térmico utilizada em todos os SFs modelados (adaptado de Freitas (2015)).

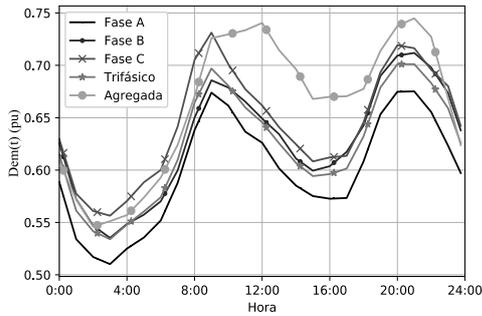


Figura 6. Curvas de demanda das cargas monofásicas, trifásicas e da carga agregada.

3.3 Indicadores de Transgressão de Tensão em Regime Permanente

Para que se pudesse quantificar as transgressões por sobretensão decorrentes da instalação dos SFs e comparar os cenários propostos para sua mitigação, o presente trabalho considerou as definições de qualidade do produto contidas no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2018). Mais especificamente, adaptou-se a formulação de cálculo dos indicadores de transgressão de tensão em regime permanente, DRP (Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária) e DRC (Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica) para o escopo do trabalho, que consiste na simulação de um dia com intervalos de 15 min. Portanto, para cada consumidor genérico C_n , ao fim da simulação, tem-se um indicador DRP e um DRC calculados, respectivamente,

pelas equações (6) e (7), sendo 96 o número total de amostras de tensão do consumidor C_n , nlp , o número de amostras em que a tensão ficou na região precária e nlc , o número de amostras em que a tensão ficou na região crítica, ambos avaliados de acordo com a Tensão de Atendimento (TA) e a faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Nominal (TN), mostradas na Tabela 1 e na Tabela 2.

$$DRP = \frac{nlp}{96} \cdot 100 [\%] \quad (6)$$

$$DRC = \frac{nlc}{96} \cdot 100 [\%] \quad (7)$$

Tabela 1. Faixas de classificação de tensões - tensões nominais entre 1 kV e 69 kV (adaptado de ANEEL (2018))

TA	TL em relação à TN
Adequada	$0,93TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,90TN \leq TL < 0,93TN$
Crítica	$TL < 0,90TN$ ou $TL > 1,05TN$

Tabela 2. Faixas de classificação de tensões - tensões nominais inferiores a 1 kV (adaptado de ANEEL (2018))

TA	TL em relação à TN
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Para cada consumidor, caso o valor calculado de DRP seja maior que 3% ou o valor de DRC seja maior que 0,5%, limites impostos em ANEEL (2018), computa-se um adicional de uma transgressão de regime permanente. Adicionalmente, define-se N_{ig} como o número total de transgressões verificadas ao fim da simulação considerando todos os consumidores.

Também de acordo com ANEEL (2018), calculam-se os valores equivalentes de DRP e DRC por consumidor, denominados DRP_E e DRC_E , e obtidos a partir das equações (8) e (9), respectivamente, em que:

- N_{UCs} é o número total de unidades consumidoras (UCs);
- DRP_i é o valor calculado de DRP da i -ésima unidade consumidora;
- DRC_i é o valor calculado de DRC da i -ésima unidade consumidora.

$$DRP_E = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \frac{DRP_i}{N_{UCs}} \quad (8)$$

$$DRC_E = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \frac{DRC_i}{N_{UCs}} \quad (9)$$

4 Rede Utilizada e Curvas de Demanda

Para a realização das simulações, utiliza-se a rede real americana denominada ckt24, cuja tensão nominal na fronteira com a rede básica é de 230 kV e nos circuitos primários é de 34,5 kV e 13,2 kV. A rede possui o modelo completo de um dos alimentadores, incluindo os transformadores de distribuição e condutores da rede secundária; os demais alimentadores são representados por uma carga agregada equivalente localizada no barramento de baixa tensão do transformador da subestação.

A rede ckt24 possui 3 bancos de capacitores trifásicos de valores fixos e iguais a 900 kvar, 1200 kvar e 1200 kvar, respectivamente, todos ligados em estrela. O transformador da subestação é do tipo OLTC podendo variar o tap do secundário (alimentadores) de um mínimo de 0,9 pu até um máximo de 1,1 pu em 32 passos. Para as simulações realizadas, o tap varia buscando uma tensão de referência de 1,025 pu com largura de banda de $\pm 0,0125$ pu, e tempo de atraso de 45 segundos.

A rede possui um total de 3.890 cargas cujas potências ativa e reativa são modeladas de acordo com (10) e (11), sendo P_C e Q_C , respectivamente, as potências ativa e reativa consumidas pela carga; P_{nom} e Q_{nom} , as potências ativa e reativa nominais; V_C a tensão sobre a carga e V_{nom} a sua tensão nominal. Os expoentes np e nq são 0,8 e 3,0, respectivamente, valores presentes nos arquivos de modelo de carga disponibilizados pelo EPRI para a rede ckt24. A carga agregada representante dos alimentadores não completamente modelados é a única a possuir modelo de potência ativa e reativa constantes, seguindo a curva de carga correspondente mostrada na Figura 6.

As curvas de demanda utilizadas foram extraídas dos arquivos fornecidos publicamente pelo próprio EPRI para simulações série-temporais anuais na ckt24 e escalonam os valores de P_{nom} e Q_{nom} das equações (10) e (11). Em particular, escolheu-se um dia cuja demanda não fosse atípica quando comparada aos demais perfis diários ao longo do ano. A Figura 6 apresenta as curvas de carga utilizadas, sendo que todas as cargas monofásicas ligadas à fase A, B ou C, todas as cargas trifásicas e a carga agregada localizada no transformador da subestação têm suas demandas diárias ditadas pela respectiva curva de mesmo nome. Observa-se que as curvas de carga não chegam ao valor de 1,0 pu pois no dia escolhido não se atinge a máxima anual. Além disso, não existem cargas bifásicas na rede ckt24.

$$P_C = P_{nom} \left(\frac{V_C}{V_{nom}} \right)^{np} \quad (10)$$

$$Q_C = Q_{nom} \left(\frac{V_C}{V_{nom}} \right)^{nq} \quad (11)$$

5 Cenários Estudados

Um total de oito cenários foram simulados. Nos cenários com GD fotovoltaica, os SFs foram dimensionados conforme exposto na seção 3.2, sendo a penetração fixada em 40% e definida como a razão entre o número de unidades consumidoras com SFs e o número total de UCs da rede. Os consumidores com SFs instalados foram escolhidos aleatoriamente dentre aqueles com potência nominal entre 1,0 e 20,0 kW, visando com isso priorizar a instalação de sistemas residenciais. Adicionalmente, instalou-se um SF com 40% da potência nominal da carga agregada e localizada no secundário do transformador da subestação para representar a GD equivalente dos alimentadores da ckt24 que não foram modelados em detalhes. Tais regras levaram à instalação de 1.556 SFs residenciais com potência nominal total de 18,68 MW e 1 (um) SF agregado de 9,32 MW. Todos os cenários com GD fotovoltaica foram simulados considerando os perfis de irradiação solar de um dia limpo e de um dia nublado, ambos apresentados na Figura 2. A seguir, descreve-se cada um dos cenários estudados, sendo o cenário 1 o único sem GD fotovoltaica.

- Cenário 1 – rede sem SFs. Neste artigo, o cenário 1 é tido como o caso base;
- Cenário 2 – todos os SFs operam com fator de potência constante e unitário;
- Cenário 3 – todos os SFs operam com fator de potência constante e igual a 0,92 indutivo;
- Cenário 4 – todos os SFs operam com a mesma curva Volt-Var da Figura 8, cujos parâmetros são: $V_{ref} = 1,00$ pu, $\alpha = -20,0$ pu e $Z_m = 0,00$ pu;
- Cenário 5 – cada SF indexado por i e distante $dist_i$, em km, da subestação opera com uma curva Volt-Var de parâmetros $\alpha = -20,0$ pu, $Z_m = 0,00$ pu e V_{ref} dado pela equação (12), onde os coeficientes C_0 e C_1 valem, respectivamente, 1,0293 e -0,0014, e são obtidos por meio do melhor ajuste do polinômio de primeira ordem, segundo o critério de mínimo erro quadrático, ao perfil de tensão do caso base às 12:00 h (quando ocorre o pico de geração fotovoltaica). A Figura 7 apresenta o polinômio obtido e o perfil de tensão ao qual ele se ajusta. A Figura 9 é um exemplo de algumas das curvas Volt-Var do cenário 5;
- Cenário 6 – cada SF segue uma curva Volt-Var de parâmetros $\alpha = -20,0$ pu, V_{ref} calculado por (12) e Z_m dado pela equação (13), onde os coeficientes C_2 e C_3 valem, respec-

tivamente, 0,01 e -0,000833, tendo sido escolhidos para garantir uma Z_m de 0,01 pu a 0,0 km da subestação e 0,00 pu a 12 km dela. Caso a Z_m calculada seja negativa, assume-se um valor nulo para a Z_m . A Figura 10 traz algumas das curvas Volt-Var do cenário 6;

- Cenário 7 – cada SF opera com um curva Volt-Var de parâmetros $Z_m = 0,00$ pu, V_{ref} calculado por (12) e α obtido por meio da equação (14), onde os coeficientes C_4 e C_5 valem, respectivamente, -10 e -1,667, e foram escolhidos para garantir um α de -10,0 pu para uma distância de 0,0 km e -20,0 pu para 6,0 km. A Figura 11 traz algumas das curvas Volt-Var do cenário 7;
- Cenário 8 – cada SF opera segundo uma curva de controle Volt-Var cujos parâmetros V_{ref} , Z_m e α são calculado através de (12), (13) e (14), respectivamente. A Figura 12 apresenta exemplos de curvas Volt-Var obtidas pelas regras do cenário 8.

$$V_{ref_i} = C_1 \cdot dist_i + C_0 \quad (12)$$

$$Z_{mi} = C_3 \cdot dist_i + C_2 \quad (13)$$

$$\alpha_i = C_5 \cdot dist_i + C_4 \quad (14)$$

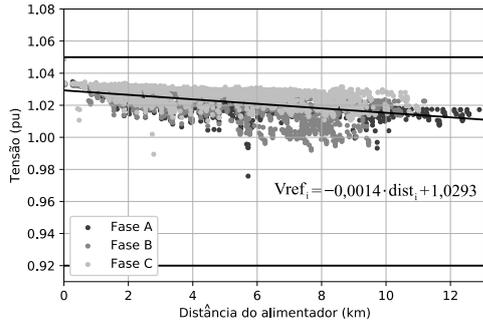


Figura 7. Perfil de tensão do caso base às 12:00 h indicando o polinômio ajustado por mínimos quadrados.

Observa-se que os cenários 5 a 8 individualizam a curva Volt-Var para cada SF. O cenário 5 traz a V_{ref} para valores mais próximos do perfil de tensão real da rede e os cenários 6 a 8 fazem o mesmo com a característica adicional de forçarem um controle mais agressivo por parte dos SFs mais distantes da subestação, seja por meio de uma Z_m decrescente com a distância (cenário 6), seja com um α crescente em módulo com a distância (cenário 7), seja com uma combinação dos dois (cenário 8).

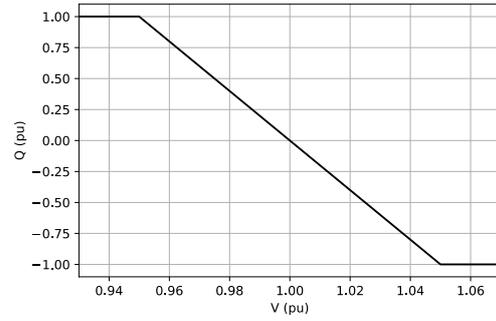


Figura 8. Curva Volt-Var dos SFs do cenário 4.

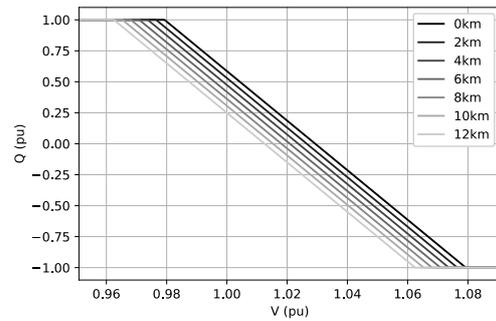


Figura 9. Exemplo de curvas Volt-Var do cenário 5.

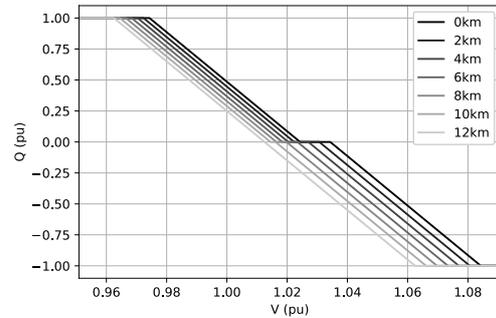


Figura 10. Exemplo de curvas Volt-Var do cenário 6.

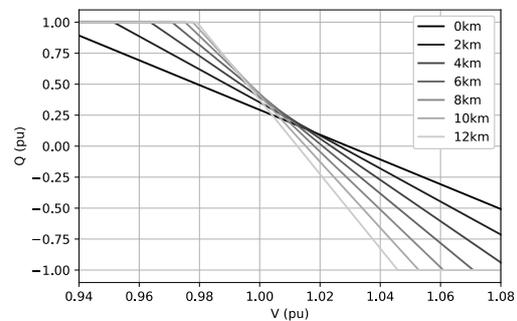


Figura 11. Exemplo de curvas Volt-Var do cenário 7.

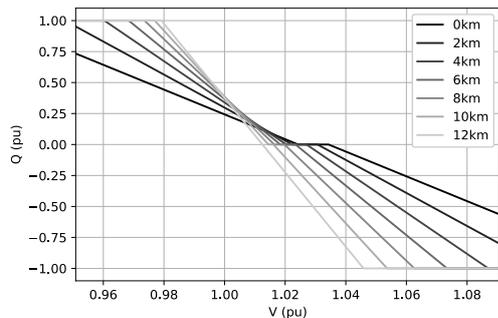


Figura 12. Exemplo de curvas Volt-Var do cenário 8.

6 Resultados

Por conveniência os resultados referentes às simulações do dia limpo são separados dos do dia nublado. A Tabela 3 resume, para o dia limpo e para cada cenário, os indicadores de transgressão de tensão e as medidas de energia total fornecida pela subestação, perdas e mínimo FP, sendo o último definido como o menor valor medido durante as 24 horas de simulação (entre as três fases) na fronteira com a rede básica. O perfil completo do FP do dia limpo pode ser visto na Figura 13.

Tabela 3. Indicadores de transgressão de tensão, energia ativa, perdas e mínimo FP para todos os cenários – dia limpo.

C.	N_{ig}	DRPE (%)	DRC _E (%)	Energia total (MWh)	Perdas (MWh)	Min FP
1	0	0,000	0,000	803,0	3,439	0,989
2	32	0,106	0,005	640,5	3,031	0,986
3	0	0,000	0,000	639,5	3,034	0,807
4	0	0,000	0,000	638,6	3,043	0,826
5	0	0,000	0,000	641,7	3,035	0,953
6	0	0,000	0,000	641,3	3,034	0,975
7	0	0,000	0,000	641,4	3,034	0,971
8	3	0,006	0,000	641,1	3,032	0,977

Observa-se que o caso base (cenário 1) não apresenta transgressões, mas a inserção dos SFs operando com FP unitário (cenário 2) leva a problemas de sobretensão que se refletem nos indicadores da Tabela 3. Com exceção do cenário 8, todas as demais técnicas de mitigação são eficazes em anular as transgressões de tensão, no entanto, nos cenários 3 e 4, o consumo de potência reativa pelos SFs leva a um FP próximo a 0,8 na fronteira com a rede básica, o que não é permitido pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) que fixam o limite em 0,95 para o nível de tensão de 230 kV, (ONS, 2008). Em termos de perdas e energia injetada pela subestação, os cenários 2 a 8 são praticamente equivalentes.

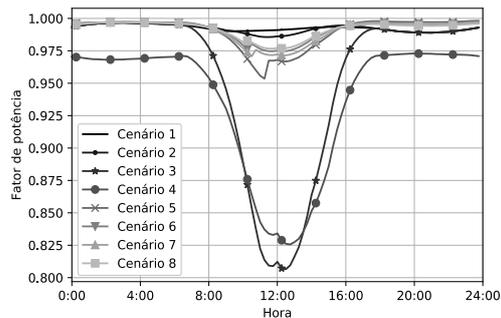


Figura 13. Perfil diário do FP (indutivo) na fronteira com a rede básica para os diferentes cenários - dia limpo.

Os resultados do dia nublado são apresentados na Tabela 4 e na Figura 14. De maneira similar aos resultados obtidos para o dia limpo, observa-se no cenário 2 transgressões de tensão inexistentes no caso base. No cenário 8, consegue-se reduzir significativamente o número destas transgressões, mas não o anular totalmente como nos cenários 3 a 7. Porém, as técnicas de controle dos cenários 3 e 4 exigem o consumo excessivo de potência reativa pelos SFs e implicam um FP abaixo do limite regulatório na fronteira com a rede básica.

Tabela 4. Indicadores de transgressão de tensão, energia ativa, perdas e mínimo FP para todos os cenários – dia nublado.

C.	N_{ig}	DRPE (%)	DRC _E (%)	Energia total (MWh)	Perdas (MWh)	Min FP
1	0	0,000	0,000	803,0	3,439	0,989
2	30	0,034	0,002	697,1	3,154	0,986
3	0	0,000	0,000	696,9	3,157	0,806
4	0	0,000	0,000	695,5	3,167	0,826
5	0	0,000	0,000	698,8	3,161	0,953
6	0	0,000	0,000	698,2	3,158	0,975
7	0	0,000	0,000	698,3	3,159	0,971
8	3	0,002	0,000	697,9	3,157	0,977

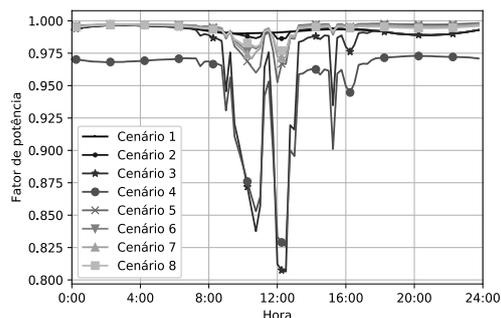


Figura 14. Perfil diário do FP (indutivo) na fronteira com a rede básica para os diferentes cenários - dia nublado.

7 Conclusão

O caso estudado reafirma que problemas de sobretensão em redes com GD fotovoltaica merecem atenção especial por parte das distribuidoras por ocorrerem com regularidade em redes com penetrações elevadas de SFs. Como forma de mitigação, o uso de inversores inteligentes com funcionalidades de controle de tensão por meio de injeção/consumo de potência reativa se mostra promissor.

Considerando uma situação em que as distribuidoras têm o poder de sugerir ou impor as configurações de controle dos inversores dos consumidores conectados à sua rede, a opção por regras de controle simples como FP indutivo constante (cenário 3) ou curvas Volt-Var iguais para todos os SFs (cenário 4) é atrativa por demandar pouco tempo de análise, no entanto, podem levar ao consumo desnecessário de potência reativa com a possibilidade de causar até transgressões do limite regulatório do FP na fronteira com a rede básica.

Neste contexto, o uso de regras para definir curvas Volt-Var como as propostas nos cenários 5 a 8 deste artigo, conseguem individualizar a ação de controle dos SFs baseados em sua distância em relação à subestação e se apresentam promissoras em diminuir esse consumo desnecessário de potência reativa bem como as transgressões de tensão, ainda que exijam algum estudo na definição dos coeficientes C_0 a C_5 das equações (12), (13) e (14), uma vez que estes serão particulares a cada rede, mas têm a vantagem de poderem ser escolhidos de maneira intuitiva e validados por simulações simples de fluxo de carga e, posteriormente, evitarem a necessidade de um estudo individualizado para cada SF a ser conectado.

Por fim, afirma-se que o uso destas regras não garante o controle de tensão ótimo da rede, mas pode ser utilizado como alternativa aos casos em que estudos de otimização se mostrem financeiramente desinteressantes ou inviáveis, ou que haja restrições técnicas, como a falta de infraestrutura de comunicação entre os equipamentos controláveis.

Agradecimentos

Este trabalho foi realizado com recursos financeiros do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) (processo nº 166630/2017-9) e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) (processo nº 2017/21058-8).

Referências Bibliográficas

ANEEL, 2018. *PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. [online] Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8> [Acesso em Fevereiro 2018].

- Appen J. von, Braun M., Stetz T., Diwold K. e Geibel D. (2013). Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 2, pp. 55-64.
- Ayres, H. M., Freitas, W., De Almeida, M. C. e Da Silva, L. C. P. (2010). Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations. *IET generation, transmission & distribution*, vol.4, Iss.4, pp.495-508.
- Borghetti, A. (2013). Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders. *Electric Power Systems Research*, vol. 98, pp. 39-50.
- EPRI, 2017. *OpenDSS – Open Distribution System Simulator*. [online] Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>. [Acesso em Janeiro 2018].
- Freitas R. P. (2015). *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. BEng. Universidade de São Paulo.
- Masters C. L. (2002). Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power engineering journal*, pp. 5-12.
- ONS, 2008. *Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica*. [online] Disponível em: <http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%20C3%B3dulo%203%2FSubm%20C3%B3dulo%203.6%2FSubm%20C3%B3dulo%203.6%202016.12.pdf> [Acesso em Fevereiro, 2018].
- Rylander, M., Li, H., Smith, J. e Sunderman, W. (2016). Default Volt-Var Inverter Settings to Improve Distribution System Performance. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5.
- Smith J. W., Sunderman W., Dugan R. e Seal B. (2011). Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1-6.
- Turitsyn, K., Sulc, P., Backhaus, S. e Chertkov, M. (2010). Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, pp. 79-84.