

ESTUDO DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

MALINWO E. AYIKPA

KATIA C. DE ALMEIDA

GUILHERME C. DANIELSKI

*GSP-Labspot, Departamento de Eng. Elétrica, Univ. Federal de Santa Catarina
88040-900, Florianópolis, SC*

*E-mails: estone.ayikpa@posgrad.ufsc.br, katia@labspot.ufsc.br,
danielski.guilherme@gmail.com*

Abstract— This paper describes a three phase optimal power flow (TOPF) model that represents photovoltaic generating systems. The TOPF is expressed via current balance equations and the PV systems are modeled via an equivalent circuit. The primal-dual interior point method is used to obtain the optimal operating points for the systems for different scenarios of solar irradiance and temperature, thus providing a detailed view of the impact of photovoltaic distributed generation.

Keywords— three-phase optimal power flow, photovoltaic generation, interior point methods

Resumo— Este artigo apresenta um fluxo de potência ótimo trifásico (FPOT) com representação de geração fotovoltaica (FV). O FPOT é formulado por equações de balanço de correntes e as centrais FV são representadas a partir de um circuito equivalente. O método primal dual de pontos interiores é empregado para obter as condições ótimas de operação dos sistemas para diferentes cenários de radiação solar e temperatura, fornecendo, desta forma, uma visão detalhada do impacto da geração distribuída.

Palavras-chave— fluxo de potência ótimo trifásico, geração fotovoltaica distribuída, método de pontos interiores

1 Introdução

A conexão de fontes de geração aos sistemas de distribuição pode ter impactos significativos que precisam ser estudados. Entre as fontes de geração distribuída, uma das que apresenta maior crescimento é a fotovoltaica (FV). Estima-se que em 2023 haverá aproximadamente 161 mil sistemas de geração FV no Brasil, o que corresponde à inserção de 835 MWp na rede elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014). A geração FV tem características intermitentes que são desafiadoras para as concessionárias. Infelizmente, há ainda poucas ferramentas computacionais para avaliar de forma precisa o impacto da geração FV distribuída. Um dos motivos é a representação aproximada da geração FV e outro é o uso de equivalentes monofásicos para o sistema de distribuição. As ferramentas baseadas em equivalentes monofásicos podem não obter as melhores soluções operativas para os sistemas trifásicos, especialmente quando os circuitos e/ou cargas são consideravelmente desequilibrados (JOUANNE e BANERJEE, 2001). Por esses motivos, este trabalho modela as centrais FV no fluxo de potência ótimo trifásico (FPOT) a partir do circuito equivalente da célula FV e, com FPOT, analisa o impacto da geração FV no sistema de distribuição.

A representação trifásica do sistema de distribuição foi feita, primeiramente, em programas de fluxo de potência que usam a varredura retrocesso/avanço para obter as tensões do sistema (CHENG e SHIRMOHAMMADI, 1995). No entanto, em (GARCIA, PEREIRA, *et al.*, 2000) foi proposto o método baseado em injeções de corrente trifásicas que apresentou propriedades de convergência melhores do que as do método convencional. A mesma formulação foi usada posteriormente no fluxo de potência ótimo trifásico (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013).

Vários trabalhos sobre o problema FPOT foram publicados nos últimos anos. Entre eles podem ser citados (BRUNO, LAMONACA, *et al.*, 2011) que propõe uma solução para um FPO desbalanceado via método Quasi-Newton; (PAUDYAL, CAÑIZARES e BHATTACHARYA, 2011) que considera operações de controle discreto

como comutação de capacitores e ajuste de taps de OLTCs; (DALL'ANESE, ZHU e GIANNAKIS, 2013), baseado em programação semidefinida; (ARAUJO, PENIDO e VIEIRA, 2013) que estende o FPOT baseado em injeções de correntes para otimização de sistemas n -condutores e (BARAN e FERNANDES, 2016) que obtém o ajuste ótimo de bancos de capacitores e reguladores de tensão para minimizar as perdas ativas na rede. Alguns trabalhos apresentam também estudos sobre o impacto de geração FV distribuída no sistema (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013) e (BOZCHALUI, JIN e SHARMA, 2014).

Em estudos sobre operação em regime permanente, centrais FV são muitas vezes representadas por injeções de potência ativa de valores iguais às suas capacidades de geração. No entanto, uma visão mais realista das condições operativas do sistema é obtida se a geração FV é calculada a partir de medições de radiação solar e temperatura. Para tanto, pode-se representar a célula FV pelo modelo dos cinco parâmetros (SOTO, KLEIN e BECKMAN, 2006), (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009). Tal representação foi usada no problema de fluxo de potência (YI-BO, CUHN-SHENG, *et al.*, 2008) e, mais recentemente, no problema de fluxo de potência ótimo monofásico (RANGEL, 2015). Este artigo apresenta uma continuação do último trabalho. Descreve-se um modelo de FPOT baseado na formulação proposta em (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013) no qual as centrais FV são representadas pelo modelo dos cinco parâmetros. O FPOT permite a injeção de potência reativa pela central FV, o que reduz o desequilíbrio de tensão entre as fases dos sistemas de distribuição.

O restante do trabalho está organizado da seguinte forma: a próxima seção explica como é calculada a geração FV. A seção 3 descreve o problema FPOT empregado nas simulações. A seção 4 analisa os resultados obtidos e, por fim, a seção 5 resume as principais conclusões do estudo.

2 Cálculo da Geração Fotovoltaica

2.1 O Modelo dos Cinco Parâmetros

A potência elétrica fornecida por um módulo fotovoltaico pode ser obtida a partir do circuito elétrico equivalente da Figura 1 (SOTO, KLEIN e BECKMAN, 2006):

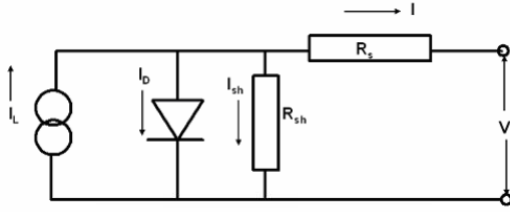


Figura 1: Circuito Elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico.

Aplicando a 1ª Lei de Kirchhoff ao circuito, a corrente injetada pelo módulo é:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{V_t \hat{a}} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

onde I é a corrente injetada, V a tensão terminal, I_L é a corrente gerada pela luz incidente, I_0 é a corrente de saturação do diodo, $V_t = N_s k_b T_c / q$ é a tensão térmica do arranjo com N_s células conectadas em série, k_b é a constante de Boltzmann, T_c a temperatura (K), q a carga do elétron e $\hat{a}$ é a constante de idealidade do diodo. Quando se tem um arranjo de células R_s e R_{sh} são resistências equivalentes.

Conhecidos os cinco parâmetros, I_L , I_0 , R_s , R_{sh} e $\hat{a}$, podem ser calculadas a corrente, a tensão e a potência ativa fornecida pelo módulo em cada cenário de temperatura e radiação solar. Entretanto, nem todos os parâmetros estão disponíveis, pois catálogos de fabricantes de painéis FV fornecem apenas a tensão nominal de circuito aberto, $V_{oc,n}$, a corrente nominal de curto circuito, $I_{sc,n}$, tensão e corrente no ponto de máxima potência, V_{mp} e I_{mp} , os coeficientes de temperatura para tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, K_V e K_I , e a potência máxima produzida experimentalmente, $P_{max,e}$. Os valores são referentes às condições STC (standard test conditions). Alguns fabricantes fornecem também as curvas I-V para diferentes níveis de radiação e temperatura. Em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) é proposto um método iterativo para obter os parâmetros do circuito equivalente a partir das informações fornecidas pelos fabricantes. Esse método é usado no cálculo da geração FV.

2.2 Obtenção dos Cinco Parâmetros e da Potência CC

O método parte do fato que I_L varia com a temperatura e a radiação solar incidente no painel de acordo com:

$$I_L = (I_{L,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2)$$

sendo $I_{L,n}$ a corrente gerada nas condições nominais, G a radiação na superfície do arranjo, G_n a radiação nominal e $\Delta T = T - T_n$, sendo T a temperatura medida e T_n a temperatura nas condições nominais.

A corrente de saturação do diodo é obtida de forma a igualar a tensão de circuito aberto com dados experimentais obtidos para diferentes temperaturas. O ponto de partida é a corrente de saturação nominal

$$I_{0,n} = I_{sc,n} / \left[\exp \left(\frac{V_{oc,n}}{V_{t,n} \hat{a}} \right) - 1 \right] \quad (3)$$

calculada na tensão térmica das N_s células conectadas em série, $V_{t,n}$, na temperatura T_n .

I_0 é obtida a partir de (4) empregando-se os coeficientes de tensão e corrente K_V e K_I e o fator de correção de temperatura ΔT :

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta T}{\exp \left(\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta T}{V_{t,n} \hat{a}} \right) - 1} \quad (4)$$

$\hat{a}$ é determinado de acordo com o tipo de tecnologia utilizada na placa solar. Para a placa utilizada (Hanwha), $\hat{a} = 1,3$ (HUAN-LIANG, CI-SIANG e YI-JIE, 2008).

R_s e R_{sh} são calculadas a partir da suposição que somente um par $\{R_s, R_{sh}\}$ leva à potência máxima medida experimentalmente, $P_{max,e} = V_{mp} I_{mp}$, nas condições fornecidas pelo fabricante. Usando (1), obtém-se a equação que R_s e R_{sh} devem respeitar:

$$P_{max,e} = V_{mp} \left\{ I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{V_t \hat{a}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_{sh}} \right\} \quad (5)$$

No processo de solução de (5), R_s é incrementada a partir de zero. R_{sh} é inicializada no valor mínimo obtido pela inclinação do segmento de reta que une os pontos, na curva I-V, definidos pela condição de curto-circuito e de máxima potência:

$$R_{sh,min} = \frac{V_{m,p}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{m,p}}{I_{m,p}} \quad (6)$$

A cada novo par $\{R_s, R_{sh}\}$ atualiza-se o valor de I_L usando a relação entre as correntes do circuito:

$$I_{L,n} = \frac{R_s + R_{sh}}{R_s} I_{sc,n} \quad (7)$$

A Figura 2 indica como são obtidos R_s e R_{sh} :

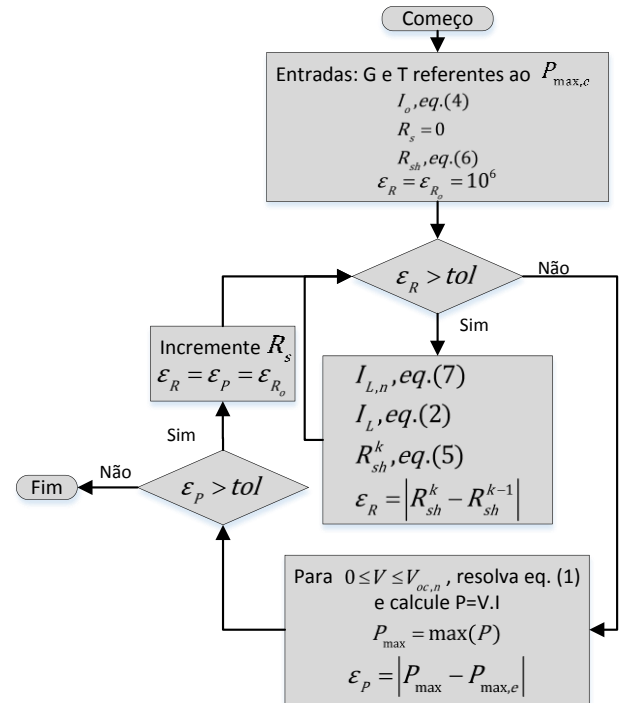


Figura 2: Cálculo de R_s e R_{sh} .

Tendo sido encontradas R_s e R_{sh} , I_L , I_0 e a potência gerada para cada cenário ω de temperatura e radiação solar são obtidas pelo algoritmo da Figura 3, na qual P_ω é a potência CC de um módulo composto por N_s células e $I_{mp,\omega}$ e $V_{mp,\omega}$ são a corrente e tensão associadas.

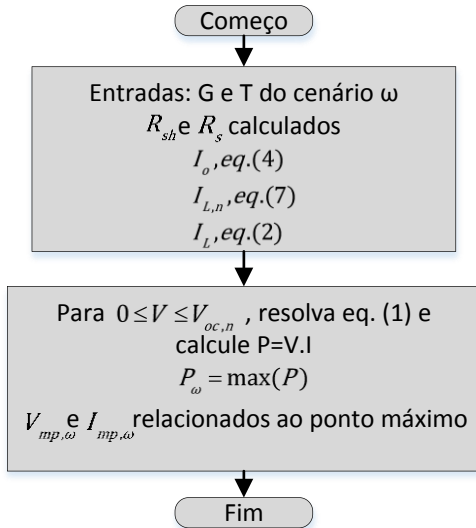


Figura 3: Cálculo de P_ω , $I_{mp,\omega}$ e $V_{mp,\omega}$.

2.3 Modelagem do Inversor e Potência CA

Os módulos FV são conectados em série formando *strings* e esses são conectados em paralelo aos inversores. O número de módulos por *string*, $N_{PV,s}$, e o número de *strings*, N_{str} , são escolhidos de forma a obter uma boa eficiência de conversão CC - CA. A eficiência do inversor foi calculada através de interpolação exponencial dos dados indicados no catálogo do fabricante para cada curva de tensão, com coeficiente de determinação $R^2 = 0,99$. A potência ativa CA na saída do inversor é:

$$P_{PV,inv,\omega} = \eta_{inv,\omega} N_{PV,s} N_{str} P_\omega \quad (8)$$

sendo o rendimento do inversor obtido na função que interpola os dados do fabricante ($\eta_{inv,\omega} = f_V(V_{mp,\omega}, I_{mp,\omega})$).

3 Fluxo de Potência Ótimo Trifásico

O problema FPOT é formulado a partir de injeções de corrente (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013). No problema, a potência ativa fornecida pelas centrais FV não é controlável. No entanto, essas centrais podem gerar potência reativa uma vez que os inversores podem operar com fatores de potência (FP) menores do que 1.

3.1. Modelagem da Central Fotovoltaica no FPOT

A central fotovoltaica é conectada à rede através de um transformador. Dependendo da capacidade da central, a conexão pode ser monofásica ou trifásica. A potência AC fornecida pela central é igual a

$$P_{PV,\omega} = P_{PV,inv,\omega} N_{inv} \quad (9)$$

sendo N_{inv} o número de inversores.

Se a central FV opera com fator de potência ajustável dentro dos limites dos inversores, sua geração de reativos, $Q_{PV,\omega}$ deve respeitar a capacidade nominal do inversor, S_{inv}^{max} , e seu fator de potência, FP_{inv} :

$$|Q_{PV}| \leq \min \left\{ \sqrt{\left(\frac{P_{PV,\omega}}{FP_{inv}} \right)^2 - (P_{PV,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \times N_{inv})^2 - (P_{PV,\omega})^2} \right\} \quad (10)$$

3.2 Formulação e Resolução do Problema FPOT

A) *Função objetivo*. Foram considerados dois índices de desempenho do sistema: mínimas perdas de transmissão,

$$F_1 = \min \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 (P_{g_k}^i - P_{d_k}^i) \quad (11)$$

sendo n o número de barras, i o índice da fase da rede e $P_{g_k}^i$ e $P_{d_k}^i$ a geração e carga de potência ativa; e mínimo desbalanceamento de tensão nas três fases,

$$F_2 = \min \sum_{k=1}^n (V_{Re,k,-}^2 + V_{Im,k,-}^2) \quad (12)$$

onde

$$V_{k,-} = V_k^a + a^2 V_k^b + a V_k^c, \quad a = 1 \angle 120^\circ$$

$$V_k^{abc} = V_{Re,k}^{abc} + j V_{Im,k}^{abc}$$

V_k^{abc} é o fasor de tensão nas três fases e os subscritos “Re” e “Im” indicam as componentes real e imaginária do fasor.

B) *Restrições de igualdade*. O balanço de corrente em uma barra k do sistema é feito somando-se as injeções de corrente por fase dos elementos conectados a essa barra:

$$I_{g,k}^{abc} - I_{d,k}^{abc} - I_k^{abc} = 0 \quad (13)$$

onde $I_{d,k}^{abc}$ são as contribuições dos geradores, I_k^{abc} as contribuições das cargas e $I_{g,k}^{abc}$ a contribuição das linhas conectadas às fases a , b e c da barra k .

Separando as partes real e imaginária de (13), são obtidas as equações de balanço de corrente do FPOT:

$$\begin{aligned} I_{Re,g,k}^{abc} - I_{Re,d,k}^{abc} - I_{Re,k}^{abc} &= 0 \\ I_{Im,g,k}^{abc} - I_{Im,d,k}^{abc} - I_{Im,k}^{abc} &= 0 \end{aligned} \quad (14)$$

As correntes injetadas pelo gerador são expressas:

$$I_{g,k}^{abc} = I_{Re,g,k}^{abc} + j I_{Im,g,k}^{abc} = \left(\frac{P_{g,k}^{abc} + j Q_{g,k}^{abc}}{V_k^{abc}} \right)^*, \quad (16)$$

sendo $P_{g,k}^{abc}$ e $Q_{g,k}^{abc}$ as potências ativa e reativa geradas. Por outro lado, as correntes consumidas pelas cargas são:

$$I_{d,k}^{abc} = I_{Re,d,k}^{abc} + j I_{Im,d,k}^{abc} = \left(\frac{P_{d,k}^{abc} + j Q_{d,k}^{abc}}{V_k^{abc}} \right)^*, \quad (17)$$

sendo $P_{d,k}^{abc}$ e $Q_{d,k}^{abc}$ as potências ativa e reativa consumidas.

As contribuições de corrente das linhas são calculadas pelas equações da rede, matricialmente expressas como:

$$\begin{bmatrix} I_{Re,k}^{abc} \\ I_{Im,k}^{abc} \\ \vdots \\ I_{Re,m}^{abc} \\ I_{Im,m}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G^{abc} & -(B^{abc})^t & \dots & -G^{abc} & B^{abc} \\ (B^{abc})^t & G^{abc} & \dots & -B^{abc} & -G^{abc} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ -G^{abc} & B^{abc} & \dots & G^{abc} & -(B^{abc})^t \\ -B^{abc} & -G^{abc} & \dots & (B^{abc})^t & G^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Re,k}^{abc} \\ V_{Im,k}^{abc} \\ \vdots \\ V_{Re,m}^{abc} \\ V_{Im,m}^{abc} \end{bmatrix} \quad (15)$$

Em (15), G^{abc} e B^{abc} são matrizes 3×3 compostas pelas partes real e imaginária dos elementos da matriz admitância de barra do sistema, $I_{Re,k}^{abc}$, $I_{Re,k}^{abc}$, $I_{Im,k}^{abc}$ e $I_{Im,m}^{abc}$ são vetores 3×1 e t indica matriz transposta.

Os transformadores são considerados fixos e representados pelo circuito π -equivalente (MONTICELLI, 1983).

Para que as tensões na barra de referência (*ref*) estejam defasadas em 120° , são impostas as equações:

$$\begin{aligned} V_{lm,ref}^a &= 0 \\ V_{lm,ref}^b - V_{Re,ref}^b \tan(-2\pi/3) &= 0 \\ V_{lm,ref}^c - V_{Re,ref}^c \tan(2\pi/3) &= 0 \end{aligned} \quad (18)$$

Por fim, para que, na barra de referência, as magnitudes das tensões nas três fases sejam iguais, no modelo FPOT podem ser inseridas as equações:

$$\begin{aligned} V_{Re,ref,a}^2 + V_{lm,ref,a}^2 - V_{Re,ref,b}^2 - V_{lm,ref,b}^2 &= 0 \\ V_{Re,ref,a}^2 + V_{lm,ref,a}^2 - V_{Re,ref,c}^2 - V_{lm,ref,c}^2 &= 0 \end{aligned} \quad (19)$$

C) Restrições de desigualdade. Representam limites operacionais e/ou aspectos de segurança do sistema. Para cada barra k e fases a, b e c , essas restrições são:

$$\begin{aligned} V_{min,k}^{2abc} &\leq V_{Re,k}^{2abc} + V_{lm,k}^{2abc} \leq V_{max,k}^{2abc} \\ P_{gmin,k}^{abc} &\leq P_{g,k}^{abc} \leq P_{gmax,k}^{abc} \\ Q_{gmin,k}^{abc} &\leq Q_{g,k}^{abc} \leq Q_{gmax,k}^{abc} \end{aligned} \quad (20)$$

Se na barra k há uma usina FV, em (20), $P_{gmin,k}^{abc} = P_{PV,\omega}$ e $Q_{g,k} = Q_{PV,\omega}$ com limites dados em (10).

O problema foi resolvido pelo método primal-dual de pontos interiores (FANG e PUTHEMPURA, 2003).

4. Resultados

São analisados resultados obtidos para os painéis FV TSM-245-PC/PA05 (245Wp) e Hanwha HSL60P6-PC-1-240 (240Wp) e inversor SUNNY TRIPOWER 12000TL (12kVA, FP≥0,8). Os estudos foram feitos com o sistema IEEE de 34 barras (IEEE34) (IEEE TEST FEEDERS, 2013) e um sistema de 70 barras (SIS70) (CHIANG e JEAN-JUMEAU, 1990). Dados de radiação solar e temperatura foram obtidos na estação INMET em Santa Marta (SC) em Janeiro, Abril, Julho e Outubro de 2014.

4.1 Cálculo de $P_{PV,\omega}$

A Figura 4 indica as curvas I-V do painel TSM-245-PC/PA05 disponibilizadas pelo fabricante (linhas cheias) e obtidas por simulação (linhas pontilhadas). Nota-se que as curvas estão quase sobrepostas e que as diferenças se acentuam quando a tensão e a radiação solar aumentam. Na condição STC, a diferença entre $P_{max,e}$ e P_{ω} é de 0,04%.

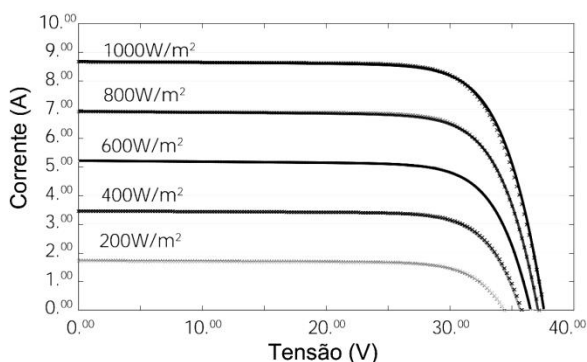


Figura 4: Curvas I-V do Fabricante e Calculadas.

A Figura 5 mostra a de potência na saída do inversor nos dias considerados considerando painéis HSL60P6-PC-1-

240. Tal potência é afetada pela eficiência do inversor, que varia entre 80% e 97% aproximadamente, dependendo da radiação e temperatura. Sendo assim, ela se altera ao longo dos dias e também das estações do ano.

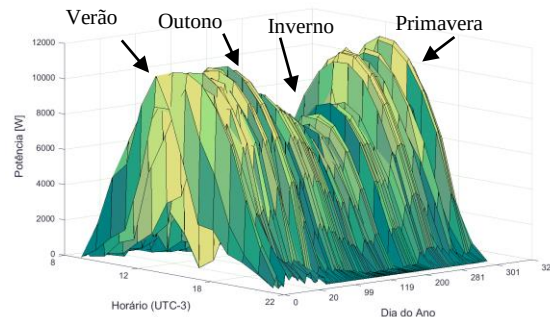


Figura 5: Potência de Saída do Inversor.

4.2. Impacto da Geração FV no Sistema

As centrais FV foram formadas conectando-se 48 painéis HSL60P6-PC-1-240 por inversor, sendo 24 ligados em série ($N_{PV,s} = 24$ e $N_{str} = 2$). O número de inversores foi escolhido de acordo com a capacidade da central. Os estudos inicialmente supõem duas centrais FV trifásicas de mesma capacidade, inseridas nas barras 890 e 848 do exemplo IEEE34 e nas barras 58 e 62 do exemplo SIS70.

A) Resultados para um cenário específico de radiação e temperatura. Os resultados a seguir foram obtidos com as centrais operando à máxima potência. A Tabela 1 indica as soluções do FPOT para o caso sem centrais FV (base), com as centrais FV operando com FP unitário ou superior a 0,8. Observa-se que a inserção das centrais: (i) reduz substancialmente as perdas de potência, pois as cargas são atendidas localmente; e (ii) reduz o desbalanceamento entre as fases.

Tabela 1: Impacto das Centrais FV nas Perdas e Desbalanceamento

Sist.	Min. Perdas (kW)			Min. Desb. (%)		
	Base	FV FP = 1	FV FP ≥ 0,8	Base	FV FP = 1	FV FP ≥ 0,8
IEEE34	100,02	19,72	15,86	0,081	0,029	0,030
SIS70	37,43	19,77	16,48	0,11	0,062	0,064

A Tabela 2 indica as potências injetadas na barra de referência (subestação) e pelas centrais nos casos de mínimas perdas do sistema IEEE34. Nota-se que, no caso base, a subestação fornece em média 623kW e 127kVar por fase.

Tabela 2: Injeções de Potência – Min. Perdas, IEEE34

Caso	Pot Ativa (kW) e Reativa (kVar)					
	Pg _{refa}	Pg _{refb}	Pg _{refc}	Qg _{refa}	Qg _{refb}	Qg _{refc}
Caso Base	640,02	615,46	613,54	138,01	119,94	122,36
Centrais FV c/ FP=1	Pg _{refa}	Pg _{refb}	Pg _{refc}	Qg _{refa}	Qg _{refb}	Qg _{refc}
	298,64	274,45	270,62	98,57	83,78	81,68
	P _{FVa}	P _{FVb}	P _{FVc}	Q _{FVa}	Q _{FVb}	Q _{FVc}
	315	315	315	-	-	-
Centrais FV c/ FP ≥ 0,8	Pg _{refa}	Pg _{refb}	Pg _{refc}	Qg _{refa}	Qg _{refb}	Qg _{refc}
	297,36	273,23	269,27	55,5	40,53	40,5
	P _{FVa}	P _{FVb}	P _{FVc}	Q _{FVa}	Q _{FVb}	Q _{FVc}
	157,5	157,5	157,5	50	50	50
	157,5	157,5	157,5	-15,6	-15,6	-15,6

A Tabela 2 mostra que a injeção de potência ativa cai para 281kW/fase com as centrais operando com fator de potência unitário. A injeção de reativos cai para 46kVAr/fase quando as centrais operam com $FP \geq 0,8$. Nota-se que as centrais FV têm participações bem distintas no controle de reativos do sistema.

A Figura 6 mostra o perfil de tensão do sistema IEEE34. Observa-se que o controle de reativos pelas centrais FV possibilita a operação com tensões mais elevadas e menos desbalanceadas, reduzindo as perdas nos circuitos.

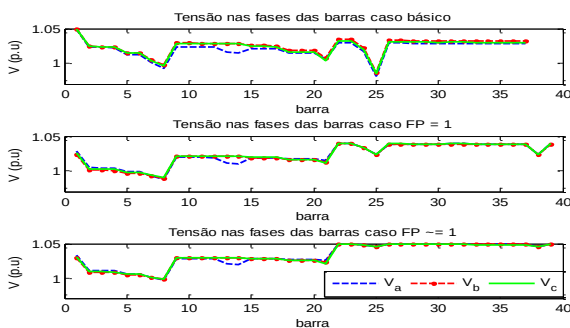


Figura 6: Tensões, Caso de Min. Perdas – IEEE34.

A Tabela 3 indica as potências injetadas pela subestação e pelas centrais FV do sistema SIS70 nos casos em que se minimiza o desbalanceamento entre fases. No caso base, a subestação injeta no sistema em média 900kW e 710kVAr por fase. Com a inserção das centrais FV, a injeção de potência ativa na subestação cai para 574kW/fase. Mesmo quando as centrais operam com $FP \neq 1$, a injeção de reativos é feita principalmente pela subestação. Apesar disso, a Figura 7 indica que, se as centrais FV fornecem reativos, o perfil de tensão fica mais próximo do nominal.

Tabela 3: Injeções de Potência – Min. Desbal., SIS70

	Pot. Ativa (kW) e Reativa (kVar)					
Caso básico	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	1127,1	898,5	671,6	889,36	710,14	531,60
Centrais FV c/ $FP=1$	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	798,74	572,53	347,85	885,79	707,55	529,97
	P_{FVa}	P_{FVb}	P_{FVc}	Q_{FVa}	Q_{FVb}	Q_{FVc}
	320	320	320	-	-	-
Centrais FV c/ $FP \geq 0,8$	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	797,32	571,34	346,94	811,93	633,79	456,33
	P_{FVa}	P_{FVb}	P_{FVc}	Q_{FVa}	Q_{FVb}	Q_{FVc}
	160	160	160	23,27	23,27	23,27
	160	160	160	50	50	50

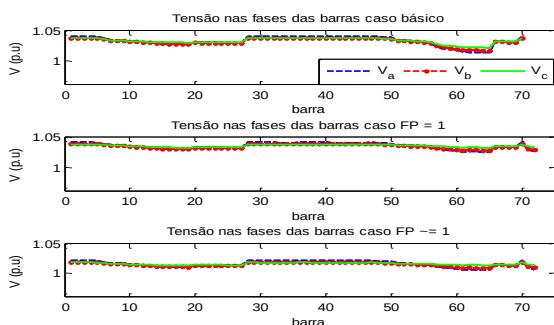


Figura 7: Tensões, Caso de Min. Desbal. – SIS70

B) Geração FV diária e seu impacto no sistema. São analisadas as soluções operativas de mínimas perdas para o sistema IEEE34 num dia de verão (02/01/2014) e num dia de inverno (16/07/2014). O mesmo cenário de radiação e temperatura foi considerado para as duas centrais FV, o que implica que as centrais geram a mesma potência ativa.

A Figura 8 indica a carga ativa total do sistema e as potências ativas injetadas pela subestação e pelas centrais FV nos dias de verão e inverno. A mesma curva de demanda foi considerada nos dois dias. No cenário de verão, nas horas de maior radiação solar e temperatura, as centrais FV suprem quase que 50% da demanda do sistema.

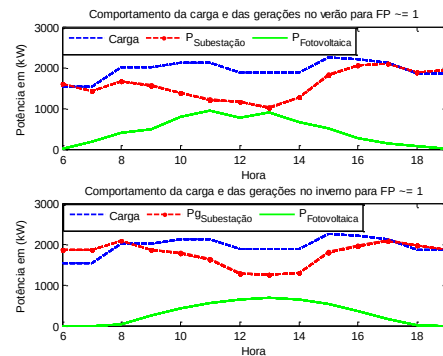


Figura 8: Carga Total e Gerações do Sistema IEEE34.

A Figura 9 mostra a geração de potência ativa em cada fase de cada central FV durante o dia de verão. A potência ativa atinge o máximo (157kW/fase) às 11h. A geração média no dia é igual a 75kW/fase, o que equivale a 47% da capacidade de cada central FV.

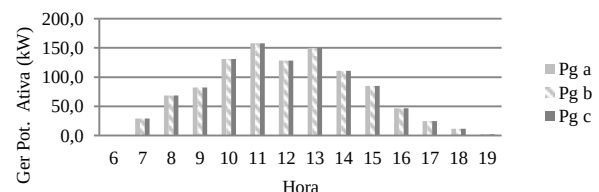


Figura 9: Geração de Pot. Ativa – Verão.

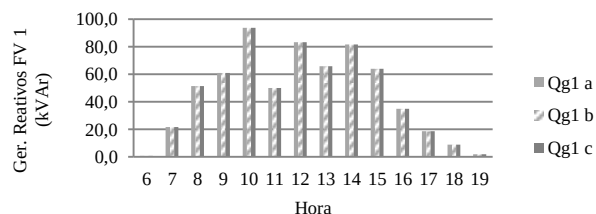


Figura 10: Geração de Reativos, Central 1 – Verão.

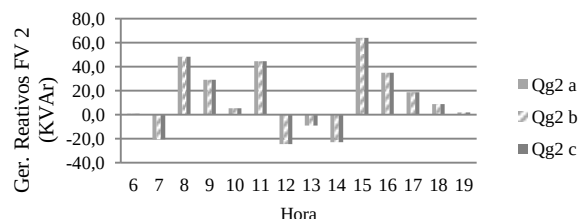


Figura 11: Geração de Reativos Central 2 – Verão.

As figuras 10 e 11 indicam a geração de reativos das centrais FV no dia de verão. Observam-se variações substanciais nessa geração, principalmente na central FV 2 entre 11h e 12h e entre 14h e 15h.

No cenário de inverno, a geração ativa máxima de cada central é 113kW/fase e a média é 51kW/fase, ou ainda, 72% e 32% da capacidade disponível. O controle de reativos pelas centrais também diminui neste novo cenário. No entanto, uma vez que a carga de inverno é igual à de verão, a forma como as centrais participam do controle de tensão permanece igual, ou seja, a central 1 injeta reativos no sistema, enquanto que a central 2, dependendo da hora do dia, injeta ou absorve reativos do sistema.

Por fim, a Figura 12 indica o comportamento da tensão numa barra crítica do sistema ao longo dos dias de verão e inverno. Nota-se uma variação de 7% nessa tensão entre as horas de geração FV máxima e mínima.

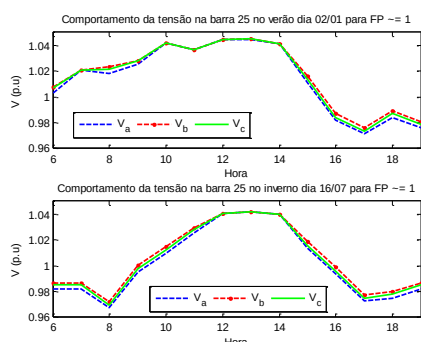


Figura 12: Comportamento da Tensão de Barra Crítica.

C) Impacto de Centrais FV Monofásicas: A Figura 13 indica o comportamento das tensões do sistema IEEE34 nas soluções de mínimas perdas quando centrais de 15kW são inseridas na fase *a* de 10 barras desse sistema. Pode-se observar que tal inserção aumenta expressivamente as tensões na fase *a* e o desequilíbrio das tensões trifásicas. Este aspecto vem consolidar a importância da representação trifásica das centrais no FPO.

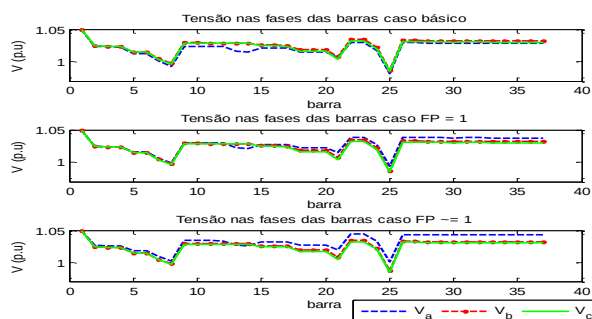


Figura 13: Tensões, Min. Perdas – IEEE34, FV 1φ na Fase *a*.

5 Conclusões

O uso do circuito equivalente com cinco parâmetros possibilita uma representação bastante exata da geração FV no problema FPOT e a análise detalhada do impacto da geração FV distribuída. As simulações confirmam a variabilidade dessa geração e mostram a importância das centrais FV no controle de tensão. A representação trifásica das centrais

no do FPO possibilita a redução do desequilíbrio de tensão entre as fases. A metodologia empregada para se obter a geração FV é ainda aproximada e o programa de FPOT precisa ser aprimorado para representar equipamentos de controle dos sistemas de distribuição. O aprimoramento dessas ferramentas é a próxima etapa da pesquisa sendo desenvolvida.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES e ao CNPq pelo apoio recebido no desenvolvimento desta pesquisa.

Referências

- ARAUJO, L. R. D.; PENIDO, D. R. R.; VIEIRA, F. D. A. A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 53, p. 632-642, 2013.
- ARAUJO, L. R. et al. A three-phase optimal power flow algorithm to mitigate voltage unbalance. *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 28, n. 4, p. 2394-2402, 2013.
- BARAN, A. R.; FERNANDES, T. S. P. A three-phase optimal power flow applied to the planning of unbalanced distribution networks. *Int. J. of Electrical Power and Energy Systems*, v. 74, p. 301-309, 2016.
- BOZCHALUI, M. C.; JIN, C.; SHARMA, R. Rolling Stochastic Optimization based operation of distribution systems with PVs and Energy Storages. *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, p. 1 - 5, 2014.
- BRUNO, S. et al. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, v. 58, n. 10, p. 4504-4513, 2011.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Trans. on Power System*, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.
- CHIANG, H.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfiguration in distribution system. Part 1: a new formulation and solution methodology. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 5, Oct. 1990. 1902-1909.
- DALL'ANESE, E.; ZHU, H.; GIANNAKIS, G. B. Distributed optimal power flow for smart microgrids. *IEEE Trans. on Smart Grid*, v. 4, n. 3, p. 1464-1475, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*. Brasília. 2014.
- FANG, S.-C.; PUTHEMPURA, S. *Linear Optimization and Extensions*. [S.l.]: Prentice-Hall, 2003.
- GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 15, n. 2, p. 508 - 514, 2000.
- HUAN-LIANG, T.; CI-SIANG, T.; YI-JIE, S. Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/Simulink. *World Congress on Engineering and Computer Science*. p. 1-6, 2008.
- IEEE TEST FEEDERS. [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/>, p. 1401-1407, April 2013.
- JOUANNE, A. V.; BANERJEE, B. Assessment of voltage unbalance. *IEEE Trans. on Power Delivery*, p. 782-790, 2001.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher Ltda, 1983.
- PAUDYAL, S.; CAÑIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, v. 58, n. 10, p. 4495-4503, 2011.
- RANGEL, J. E. L. *Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Aplicação a Sistemas de Distribuição*. Diss. de Mestrado, Univ. Federal de Santa Catarina, 2015.
- SOTO, W. D.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, p. 78-88, 2006.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E.R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Trans. on Power Electronics*, p. 1198-1208, 2009.
- YI-BO, W. et al. Steady-state model and power flow analysis of grid connected photovoltaic power system. *IEEE International Conference on Industrial Technology*. Chengdu: IEEE. 2008. p. 1-6.