

Impacto do Agrupamento de Dados da Geração Solar Fotovoltaica no Problema do Fluxo de Potência Trifásico

Ana F.P. da Costa* Marcos T.B. de Oliveira**
 Jhonatan S. Ferreira*** Edimar J. de Oliveira****
 Arthur N. de Paula† Elisa Oliveira‡
 Leonardo W. de Oliveira§

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: ana.procopio@engenharia.ufjf.br).

** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: oliveira.marcos@engenharia.ufjf.br).

*** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: jhonatan.sanches@engenharia.ufjf.br).

**** Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: edimar.oliveira@ufjf.edu.br).

† Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: arthur.paula@engenharia.ufjf.br).

‡ Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: elisa.oliveira@engenharia.ufjf.br).

§ Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: leonardo.willer@ufjf.edu.br).

Abstract: This paper aims to investigate the impact of Photovoltaic generation (PV) data clustering on the Three Phase Power Flow (FPT) solution. For this, the historical data from Photovoltaic generation (PV) is grouped using the k-means clustering technique. The results obtained are compared with Monte Carlo Simulation (SMC) where a modified 37 bar system is used to test the effectiveness of the proposed methodology.

Resumo: Este artigo tem como objetivo investigar o impacto do agrupamento de dados de geração Fotovoltaica (FV) na solução do Fluxo de Potência Trifásico (FPT). Para tanto, os dados históricos da geração fotovoltaica são agrupados através da técnica de agrupamento k-means. Os resultados obtidos são comparados com a Simulação de Monte Carlo (SMC) onde um sistema de 37 barras modificado é utilizado para testar a eficácia da metodologia proposta.

Keywords: Solar Photovoltaic Generation; K-means clustering; Three-phase Load Flow; Voltage Profile; Active Power Losses.

Palavras-chaves: Geração Solar Fotovoltaica; K-means agrupamento; Fluxo de Carga Trifásico; Perfil de tensão; Perdas de energia ativas.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, o Brasil está expandindo a capacidade de geração solar distribuída de forma exponencial, e hoje possui 700 MW de potência instalada em residências, empresas, indústrias, propriedades rurais e edifícios públicos. Devido à relevância do tema, muitos trabalhos têm sido apresentados para identificar e resolver os problemas associados a aplicação desta fonte no sistema elétrico.

Em Caramia et al. (2010), é aplicada a Simulação de Monte Carlo (SMC) para solucionar o FPT porém, não é inserida nenhuma fonte de geração renovável na análise.

Em Rodrugiez et al. (2012) é abordado como resolver um fluxo de carga trifásico probabilístico em redes de distribuição radial com geração FV utilizando SMC a fim de verificar alterações no perfil de tensão. Neste trabalho, a carga e a geração FV são modelados como variáveis aleatórias, e os resultados mostram um decréscimo no desequilíbrio da rede devido à presença da geração FV.

A proposta apresentada em Moreira et al. (2018) baseia-se na análise dos impactos da geração FV na rede de distribuição sob uma perspectiva global e unitária. Ao analisar o impacto unitário é observado o que acontece com cada componente da rede quando tem uma FV conectada. Já a análise global estuda o que acontece em toda a rede ao incluir a geração FV. Este trabalho foca em apresentar a influência da geração FV nas perdas do sistema elétrico.

* Os autores gostariam de agradecer às agências brasileiras de pesquisa: CAPES, CNPq, FAPEMIG e INERGE por apoiarem esta pesquisa.

Em Bin et al. (2018), é realizado um fluxo de potência probabilístico monofásico com a inclusão da geração FV. A distribuição de probabilidade de variáveis de entrada aleatórias correlacionadas das plantas FV foi feita através da teoria da Cópula Gaussiana. O fluxo de potência é feito por SMC com amostragem aleatória, Box-Muller e Hipercubo Latino. Os resultados demonstraram que o Hipercubo Latino e o Box-Muller são muito robustos mantendo ainda o tempo computacional assim como a SMC mas, o Hipercubo Latino foi mais preciso e eficiente. Observa-se que os métodos utilizados nestes trabalhos apresentam bons resultados mas possuem um elevado tempo computacional.

Conti and Raiti (2007) trata da solução do problema do fluxo de potência de baixa tensão nas redes de distribuição com geração FV. Modelos adequados para prever a potência ativa das unidades de geração FV e a potência absorvida pelas cargas foram propostos para representar a incerteza da disponibilidade de energia solar e a variação das cargas. Os modelos propostos foram incorporados a um programa de fluxo de carga probabilístico trifásico, desenvolvido utilizando SMC. O programa desenvolvido permite previsões probabilísticas de fluxos de energia nas várias seções dos alimentadores de distribuição e perfis de tensão em todos os nós de uma rede.

Camilo et al. (2019) realiza uma pesquisa conjunta sobre o efeito da geração FV, utilizando dados reais no inverno e no verão, e das cargas residenciais do consumidor em sobretensões e desequilíbrios de tensão na rede de distribuição de baixa tensão, utilizando SMC que produziu 10000 amostras. Neste trabalho, foi realizada uma comparação entre a carga modelada pela distribuição normal e o modelo ZIP, concluindo que o efeito da modelagem de carga não é muito significativo quando se trata de prever sobretensões ou subtensões em uma rede de distribuição de baixa tensão desequilibrada com um alto nível de microgeração fotovoltaica.

Assim como em alguns dos trabalhos, em Ayikpa et al. (2016) também foram realizadas análises da tensão e das perdas que ocorrem na rede mas, utiliza o fluxo de potência ótimo com a inclusão da geração FV representada por meio do circuito equivalente e não por meio de geração de dados aleatórios.

Seguindo esta linha de pesquisa, o presente trabalho investiga o impacto do agrupamento de dados para representação do histórico de geração de energia solar no problema de fluxo de potência trifásico. A aplicação de agrupamento de dados é necessária para uma análise de sistema de grande porte tendo em vista o volume de dados existente associado ao tamanho real dos sistemas de distribuição. O método será aplicado a um sistema de pequeno porte e validado através da SMC.

2. METODOLOGIA

A metodologia proposta consiste em inserir no fluxo de potência trifásico os modelos de geração fotovoltaica baseado no agrupamento de 10 e 200 cenários de geração bem como a simulação de Monte Carlo com 10000 amostras. Comparações são realizadas entre os modelos de cenários e a SMC.

2.1 Modelo da Rede Trifásica

Para o sistema trifásico a injeção de corrente relativa aos elementos conectados em série entre as barras do sistema é dada por (1).

$$I_{k,serie}^s = \sum_{i \in \Omega_k} \sum_s (j b_{km,sh}^{st} V_k^s + (V_k^s - V_m^s) \cdot y_{km}^{st}) \quad (1)$$

Onde:

$I_{k,serie}^s$ Fasor de corrente injetada na fase s da barra k, de uma carga ou uma unidade geradora, onde s representa as fases a, b e c.

V_k^s Fasor de tensão da fase s da barra k;
 V_m^s Fasor de tensão da fase s da barra m;
 $b_{km,sh}^{st}$ Susceptância em derivação do ramo k – m das fase s;
 Ω_k Conjunto de barras conectadas diretamente à barra k;
 y_{km}^{st} Admitância série do ramo k – i das fase t;

As correntes dos componentes em derivação na barra k são calculados em (2).

$$I_{k,deriv}^s = Y_{k,sh}^s V_k^s \quad (2)$$

Onde:

$Y_{k,sh}^s$ Admitância em derivação na fase s da barra k;

Assim, tem-se a injeção líquida de corrente total da barra k, em (3), para cada uma das fases.

$$I_k^s = I_{k,deriv}^s + I_{k,serie}^s \quad (3)$$

Para uma carga ou uma unidade geradora conectada à barra k do sistema, em estrela tem-se para as fases a, b e c representadas por s:

$$I_k^s = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P_k^s - jQ_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (4)$$

Onde:

S_k^s Potência aparente injetada na fase s da barra k;
 P_k^s Potência ativa injetada na fase s da barra k;
 Q_k^s Potência reativa injetada na fase s da barra k;
 I_k^s Fasor de corrente injetada na fase s da barra k, de uma carga ou uma unidade geradora.

E a corrente do condutor neutro é calculada por (5):

$$I_k^n = I_k^a + I_k^b + I_k^c \quad (5)$$

Onde:

I_k^n Fasor de corrente injetada no neutro da barra k, de uma carga ou uma unidade geradora;

A solução do sistema de equações é obtida através do *software* "DMR-solver" apresentado em Oliveira et al. (2018).

2.2 Cenários Fotovoltaicos

Neste artigo é proposto um modelo estocástico de operação do sistema elétrico de distribuição com a inserção de geração distribuída fotovoltaica para representar as incertezas a curto prazo da disponibilidade de geração solar considerando a correlação entre regiões geográficas distintas.

O modelo estocástico é obtido pelo agrupamento de dados históricos de disponibilidade de geração por meio do algoritmo de agrupamento *k-means*. Esta técnica tem sido utilizada na literatura (Zhang and Conejo, 2018; de Paula et al., 2020) com o intuito de reduzir drasticamente a quantidade de simulações do problema de fluxo de potência trifásico sem prejuízo de qualidade nos resultados.

Para dados obtidos simultaneamente de regiões geograficamente distintas, a técnica de agrupamento é capaz de representar a correlação entre as séries históricas, tornando a análise mais realista.

O método *k-means* MacQueen (1967) é altamente recomendável para o trabalho com grandes bases de dados numéricos, caracterizado por sua simplicidade e eficiência computacional. A forma mais usual de inicialização desta técnica é a escolha aleatória de k pontos para serem usados como centroides iniciais, sendo k igual ao número de grupos desejado Souza (2008). Definido o número de pontos de cada grupo, define-se a probabilidade de ocorrência de cada um deles. O centroide e a probabilidade são utilizados para representar o histórico. Para obter os cenários de geração solar através do *k-means*, deve-se definir um número adequado de centroides. Neste trabalho, os centroides representam cenários de geração fotovoltaica, sendo que o número de observações agrupadas a cada centroide pelo *k-means* fornece a informação da probabilidade de ocorrência do respectivo cenário. Com os cenários definidos, a solução do fluxo de potência probabilístico é obtida a partir da média das soluções de um fluxo de potência para cada cenário, ponderada pelas probabilidades de ocorrência.

2.3 Simulação de Monte Carlo

A simulação não-cronológica de Monte Carlo utiliza amostragem aleatória repetida para obter resultados numéricos. É amplamente utilizado na literatura para verificar a eficácia dos métodos probabilísticos em relação à qualidade dos resultados e ao tempo computacional (Usaola, 2010).

Para determinar o número de amostras a serem utilizadas na SMC sem perda de qualidade de resultados, adota-se neste trabalho como critério de parada o valor do coeficiente de variação β que é encontrado em Leite da Silva (2012) e é calculado por (6)-(9).

$$V\{\bar{E}[F_T(U)]\} = \frac{V[F_T(U)]}{N} \quad (6)$$

$$V[F_T(U)] = \frac{\sum_{t=1}^N \{F_T(U_t) - \bar{E}[F_T(U)]\}^2}{N-1} \quad (7)$$

$$\bar{E}[F_T(U)] = \frac{\sum_{t=1}^N \{F_T(U_t)\}}{N} \quad (8)$$

$$\beta = \frac{\sqrt{V\{\bar{E}[F_T(U)]\}}}{\bar{E}[F_T(U)]} \quad (9)$$

Onde:

- F_T Função Teste;
- N Número de iterações;
- $\bar{E}[\cdot]$ Valor esperado da função teste;
- $V[\cdot]$ Variância da função teste;
- $V\{\cdot\}$ Variância do valor esperado da função teste;
- β Coeficiente de variação.

Neste artigo, a função de teste (F_T) foi representada pelas potências ativas geradas pelas plantas fotovoltaicas. Através desta função é analisada o desvio padrão e a média de cada iteração. O critério de parada da SMC é o coeficiente de variação β , que deve ser menor que um limite definido pelo usuário. Neste trabalho adotou-se o valor de $\beta = 3\%$.

3. ESTUDO DE CASO

Para a realização do estudo de caso foi utilizado um sistema de distribuição trifásico de 37 barras apresentado em Pereira (2006) e que pode ser observado na Figura 1. Este sistema é composto por 37 barras, 1 subestação e 36 linhas. O sistema é composto por cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas com um total de 1559,2 kW.

Para as simulações foram adicionadas três gerações Fotovoltaicas (FV) sendo uma monofásica, uma bifásica e outra trifásica, com capacidade de 150 kW, 200 kW e 350 kW, respectivamente, e com fator de potência de 0,95 indutivo.

A FV monofásica foi alocada na barra 5, fase A; a bifásica na barra 20, fases A e B e a trifásica na barra 32. Os locais onde as FVs foram alocadas encontram-se destacados na Figura 1. As análises foram realizadas para 10 e 200 cenários de FV obtidos pela técnica de agrupamento *k-means*.

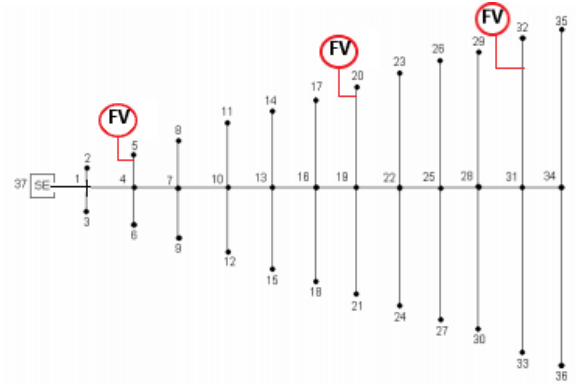


Figura 1. Sistema de 37 barras.

A Tabela 1 mostra alguns pontos do agrupamento de 10 cenários com as probabilidades de ocorrência. Por exemplo, no cenário-1 a FV da barra 5 gera 0,88 kW, a FV da barra 20 gera 1,03 kW e a FV da barra 32 gera 1,99 kW, sendo que este cenário tem probabilidade de ocorrência de 56,06%

Tabela 1. Agrupamento de 10 Cenários.

Cenários	FV-5 (kW)	FV-20 (kW)	FV-32 (kW)	Prob. (%)
1	0,88	1,03	1,99	56,06
2	27,92	32,26	48,54	9,60
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
10	135,11	175,83	139,44	2,97

A SMC foi realizada a fim de se observar a qualidade dos resultados encontrados através do *k-means*. Embora a SMC seja eficiente com resultados confiáveis, o tempo computacional é elevado. Para reduzir o tempo computacional, sem perder a qualidade dos resultados, neste trabalho foi utilizado o critério de parada $\beta = 3\%$ resultando em 2779 iterações da SMC.

A barra 37 (subestação) é considerada barra de referência e a tensão é controlada em 1 pu para todas as simulações.

Para cada cenário de geração FV, um fluxo de carga trifásico foi executado para determinar o estado da rede de distribuição. Para cada simulação de fluxo de potência trifásico o tempo de processamento foi em média 3 segundos para cada cenário. O software utilizado para as simulações foi o MATLAB R2015a em um processador Intel® Core™ i3 e 4GB de memória RAM.

As Figuras 2 e 3 mostram as tensões da barra 5 fase A, barramento onde está conectada uma geração FV monofásica, para 10 e 200 cenários de geração FV agrupados pelo *k-means*, respectivamente. Já a Figura 4 mostra o resultado para a SMC.

Nesses gráficos a linha vermelha representa o valor da média ponderada, calculada com base na probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários. Em azul estão representados os valores de tensão encontrados para cada um dos cenários simulados. A média ponderada para a SMC foi de 0.9938 pu, veja Figura 4. Comparando as figuras 2, 3 e 4, pode-se observar uma forte aderência entre os valores da média ponderada encontrada pelos agrupamentos de 10 e 200 cenários com a SMC.

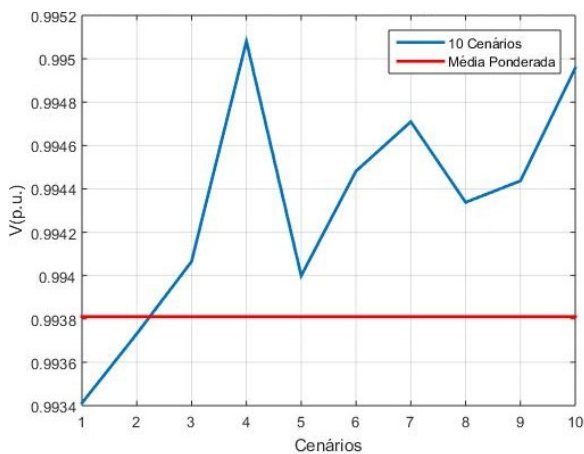


Figura 2. Tensão na fase A da barra 5 com 10 cenários de geração FV.

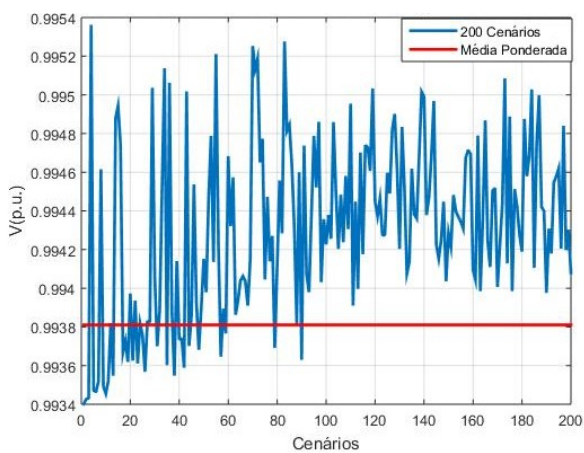


Figura 3. Tensão na fase A da barra 5 com 200 cenários de geração FV.

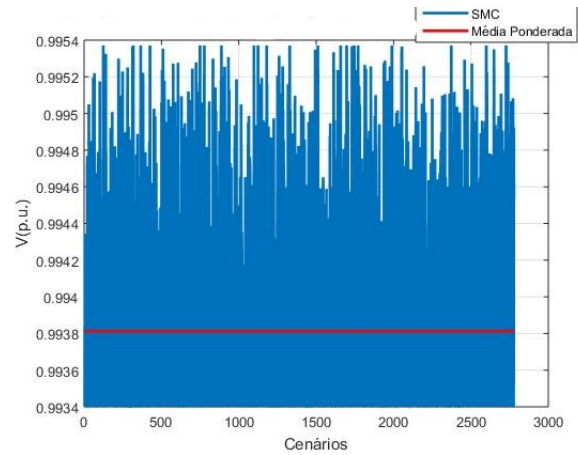


Figura 4. Tensão na fase A da barra 5 para a SMC.

Na barra 20 está conectada uma geração FV bifásica, nas Figuras 5, 6 e 7 estão representadas as tensões na fase B para 10 e 200 cenários e para a SMC, respectivamente. Comparando os resultados mostrados nas tabelas observa-se que eles são aderentes como já foi observado para a fase A da barra 5.

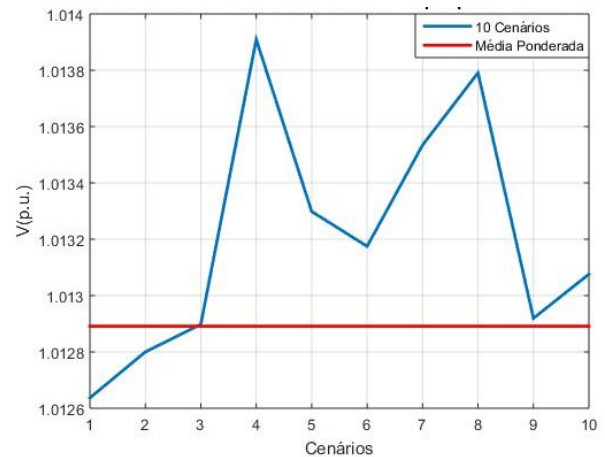


Figura 5. Tensão na fase B da barra 20 com 10 cenários de geração FV.

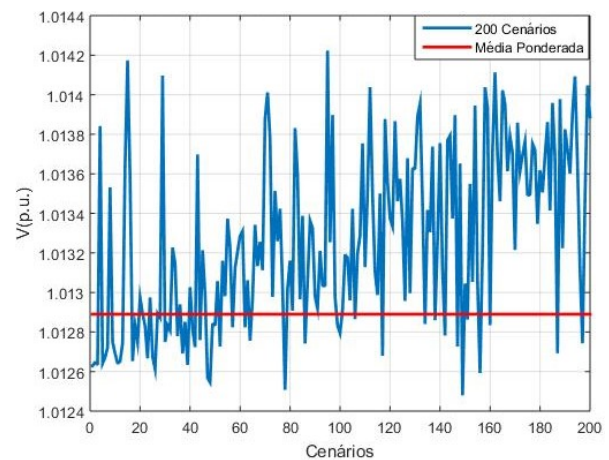


Figura 6. Tensão na fase B da barra 20 com 200 cenários de geração FV.

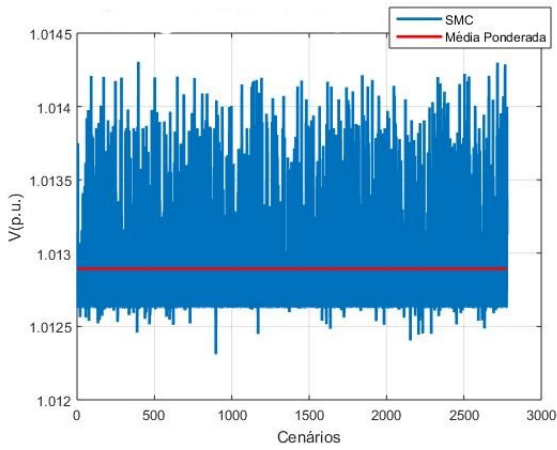


Figura 7. Tensão na fase B da barra 20 para a SMC.

Nas Figuras 8, 9 e 10 estão representadas as tensões da fase C da barra 32, onde está conectada a geração FV trifásica. Através das figuras e observando as médias ponderadas (vermelho) observa-se um valor aproximado entre os resultados, confirmando uma aderência entre o *k-means* e a SMC.

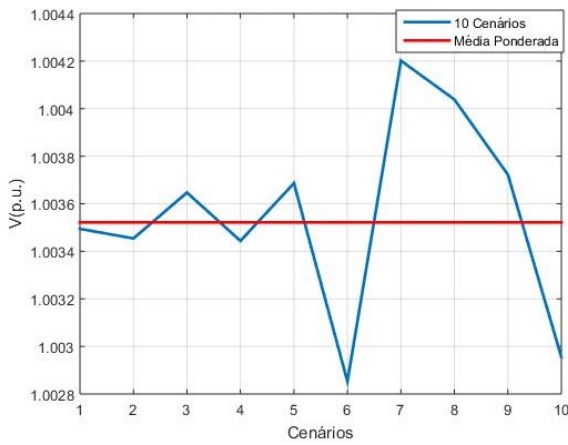


Figura 8. Tensão na fase C da barra 36 com 10 cenários de geração FV.

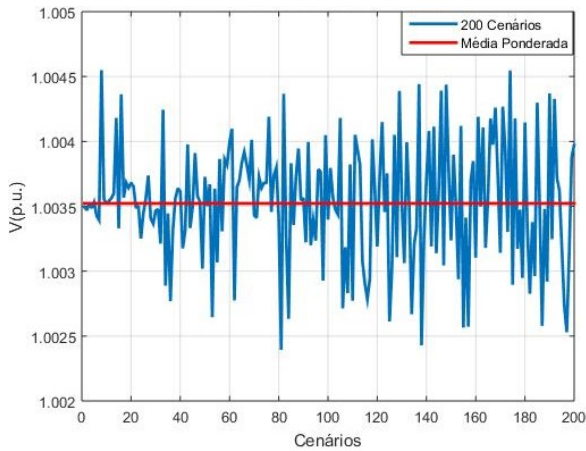


Figura 9. Tensão na fase C da barra 36 com 200 cenários de geração FV.

Nas Figuras 11, 12 e 13 estão representadas a potência aparente suprida pela subestação (SE), na fase B, para 10

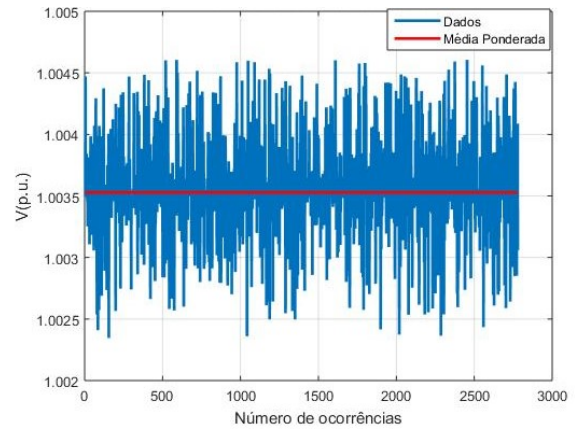


Figura 10. Tensão na fase C da barra 36 SMC.

cenários, 200 cenários e SMC, respectivamente. Observa-se que para as situações analisadas a potência obteve o mesmo comportamento, ou seja, como se esperava houve aderência entre os resultados encontrados utilizando os agrupamentos fornecidos pelo *k-means* e a SMC.

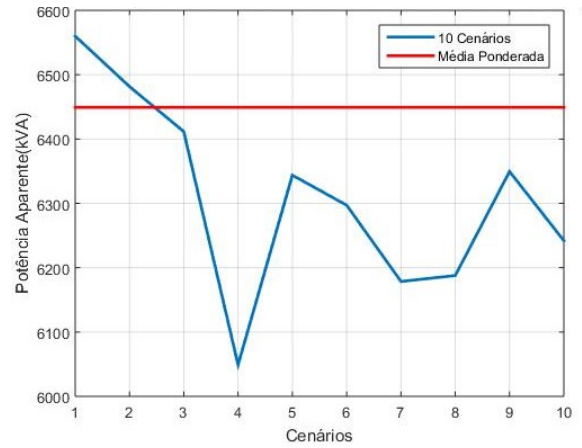


Figura 11. Potência aparente da fase B da SE com 10 cenários de FV.

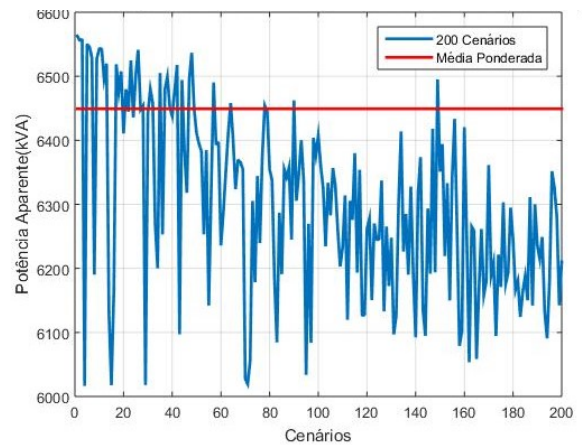


Figura 12. Potência aparente da fase B da SE com 200 cenários de FV.

A Tabela 2 mostra os valores das perdas de potência ativa na rede elétrica, para a fase A, sem e com a inclusão da geração FV, para os cenários agrupados através do *k-means* e para a SMC. As perdas sem a inclusão da FV

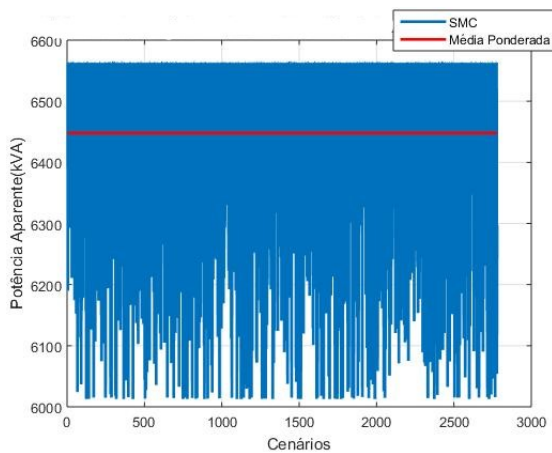


Figura 13. Potência aparente da fase B da SE para a SMC.

é a mesma pois, não há nenhuma mudança no estado da rede. Já quando a geração FV é inserida ocorre a redução das perdas e isso acontece devido a redução do fluxo de potência ativa a partir da SE. Outro aspecto observado na tabela é a concordância entre os resultados obtidos através do *k-means* e a SMC.

Tabela 2. Perdas de Potência Ativa na Rede.

Cenários	Sem FV (kW)	Com FV (kW)
10	362,22	347,20
200	362,22	347,22
SMC	362,22	347,09

Com base nos resultados apresentados nesta seção pode-se verificar que os agrupamentos feitos através do *k-means* apresenta a mesma qualidade que a SMC, porém, com tempo computacional menor, sendo portanto promissor para aplicação em sistemas de grande porte.

4. CONCLUSÃO

Este artigo avaliou o impacto do agrupamento de dados de geração Fotovoltaica (FV) nos resultados do fluxo de potência trifásico desequilibrado. Baseado nas simulações os seguintes pontos podem ser enfatizados:

- Dez e duzentos cenários de geração FV baseados no histórico de geração obtidos através da técnica *k-means* foram utilizados para mostrar o impacto do agrupamento de dados;
- A qualidade dos resultados provenientes da técnica do *k-means* foi comparada com a SMC mostrando ser suficiente para representar o sistema de geração FV;
- A geração dos cenários via *k-means* foi suficiente para reduzir o número de amostras sem perder a qualidade dos resultados;
- Mesmo utilizado um critério de parada eficiente para a SMC, o número de simulações permaneceu alto, levando a um tempo computacional caro quando comparado ao método do *k-means*.

A metodologia proposta foi adequada para avaliar o impacto do agrupamento de dados de geração FV no resultado do fluxo de potência trifásico desequilibrado sendo, portanto, promissora para aplicação e avaliação em sistemas reais de grande porte.

REFERÊNCIAS

- Ayikpa, M., Almeida, K., and Danielski, G.C. (2016). Estudo do impacto da geração fotovoltaica distribuída via fluxo de potência ótimo trifásico. *XXI Congresso Brasileiro de Automática 2016, Vitória-ES.*, 2665–2670.
- Bin, L., Shahzad, M., Bing, Q., Ahsan, M., Shoukat, M.U., Khan, H.M., and AM., F.N. (2018). The probabilistic load flow analysis by considering uncertainty with correlated loads and photovoltaic generation using copula theory. *AIMS Energy.*, 414–435.
- Camilo, F.M., Almeida, M., and Pires, V.F. (2019). Probabilistic load elasticity analysis in low voltage distribution networks with high penetration of photovoltaic micro generation. *Electrical Power and Energy Systems.*, 782–791.
- Caramia, P., Carpinelli, G., and Varilone, P. (2010). Point estimate schemes for probabilistic three-phase load flow. *Electrical Power Systems Research.*, 168–175.
- Conti, S. and Raiti, S. (2007). Probabilistic load flow using monte carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators. *ELSEVIER.*, 1473–1481.
- de Paula, A.N., de Oliveira, E.J., de Oliveira, L.W., and Honório, L.M. (2020). Robust static transmission expansion planning considering contingency and wind power generation. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems.* doi:10.1007/s40313-019-00556-w.
- Leite da Silva, A.M. (2012). Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2314–2322.
- MacQueen, J. (1967). Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, Volume 1: Statistics*, 281–297. University of California Press, Berkeley, Calif.
- Moreira, E., Vale, M., and Oliveira, L. (2018). A modelagem da geração fotovoltaica distribuída e seus impactos na perspectiva do planejamento de sistemas elétricos. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado[online]*.
- Oliveira, E.J., Costa, A.F.P., Latuf, M., Willer, L.O., and Manso, L.A.F. (2018). Inclusão da geração eólico no fluxo de potência probabilístico. *Congresso Brasileiro de Automática (CBA) João Pessoa, Brasil*, [Online].
- Pereira, H.Q. (2006). *Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo e Uma Metodologia de Solução*. Dissertação, UFJF.
- Rodriguez, F.J.R., Rodriguez, R., Jurado, F., and S., K. (2012). Application of probabilistic three-phase load flow for electrical distribution systems with photovoltaic generators. *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review).*, 38–42.
- Souza, T.A. (2008). *Agrupamento de Séries Temporais de Vento para Avaliação da Disponibilidade de Geração de Usinas Eólicas*. Dissertação, UFRJ.
- Usaola, J. (2010). Probabilistic load flow with correlated wind power injections. *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 80, No. 5., 528–536.
- Zhang, X. and Conejo, A.J. (2018). Robust transmission expansion planning representing long- and short-term uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 1329–1338. doi:https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2717944.