

ANÁLISE DO IMPACTO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM A INSERÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

Higor Oliveira da Cunha (COPPE/UFRJ) E-mail: higorcunhacoppe@gmail.com

Resumo: O objetivo deste trabalho foi avaliar as perdas ôhmicas em um sistema de distribuição de média tensão com a inserção de geradores fotovoltaicos distribuídos. As análises foram feitas por meio de inúmeras simulações realizadas no software Simulight. O sistema escolhido à realização das simulações foi o Sistema IEEE-33 BUS, onde este é um sistema de testes de distribuição com potência ativa demandada máxima de 3.715 MW e tensão nominal de 12.66 kV. As análises foram feitas em um cenário de microgeração distribuída, onde foram sorteadas 10 barras à inserção de geração fotovoltaica. Primeiramente foi apresentado um Caso Base do sistema sem Geração Distribuída. Posteriormente, foram calculados 6 casos a fim de analisar o impacto da microgeração distribuída com grau de penetração de 5%, 10%, 15%, 25%, 50% e 100%. Verificou-se que para os casos de 50% e 100% de penetração houve violação de tensão. Com o propósito de manter a tensão em um nível considerado adequado para o caso de 50% de penetração, adotou-se a estratégia de reduzir a tensão da subestação de 1.05 pu para 1.04 pu. Deste modo, a condição de manter as tensões em níveis considerados admissíveis foi atendida. Verificou-se que a estratégia utilizada para o caso de 50% de penetração não foi eficaz para o caso de 100% de penetração. Sendo assim, a estratégia adotada foi fazer com que os geradores fotovoltaicos operassem com fator de potência indutivo, fazendo com que o reativo fosse absorvido. Conclui-se que para ambos os casos houve aumento das perdas.

Palavras-chave: Microgeração Distribuída, Geração Distribuída, Gerador Fotovoltaico.

ANALYSIS OF THE IMPACT OF DISTRIBUTED MICROGENERATION WITH THE INSERTION OF PHOTOVOLTAIC GENERATORS

Abstract: The objective of this work was to evaluate the ohmic losses in a medium voltage distribution system with the insertion of distributed photovoltaic generators. The analyzes were made through numerous simulations performed in the Simulight software. The system chosen to perform the simulations was the IEEE-33 BUS System, which is a distribution test system with maximum demanded active power of 3,715 MW and nominal voltage of 12,66 kV. The analyzes were performed in a distributed microgeneration scenario, where 10 bars were drawn to the insertion of photovoltaic generation. First we presented a System Base Case without Distributed Generation. Subsequently, 6 cases were calculated in order to analyze the impact of distributed microgeneration with penetration degree of 5%, 10%, 15%, 25%, 50% and 100%. It was found that for the 50% and 100% penetration cases there was tension violation. In order to maintain the voltage at a level considered appropriate for the case of 50% penetration, the strategy of reducing the substation voltage from 1.05 pu to 1.04 pu was adopted. In this way, the condition of maintaining voltages at levels considered permissible was met. It was found that the strategy used for the 50% penetration case was not effective for the 100% penetration case. Therefore, the strategy adopted was to make the photovoltaic generators operate with inductive power factor, causing the reactive to be absorbed. It was concluded that for both cases there was an increase in losses.

Keywords: Distributed Microgeneration, Distributed Generation, Photovoltaic Generator.

1. Introdução

A Geração Distribuída é um tipo de geração de energia que vem evoluindo rapidamente

no Brasil e no mundo. No Brasil, ela ainda representa uma pequena parte da capacidade instalada, mas possui perspectivas de grande aumento nos próximos anos (MME/EPE, 2018), a depender dos incentivos à adoção deste tipo de geração.

Em 2012, a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL foi publicada para definir regras e incentivar a Geração Distribuída. Esta pode ser definida, de acordo com a REN nº 482 como “Qualquer instalação de geração relativamente próxima aos consumidores, conectada diretamente à rede de distribuição, com capacidade não superior a 30 MW”. Dentro desse conceito de Geração Distribuída, ela pode ser classificada como:

- Microgeração Distribuída: Geração Distribuída que é conectada às redes de distribuição em baixa tensão (110 a 440 V) com capacidade inferior a 75 kW utilizando cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.

- Minigeração Distribuída: Geração Distribuída que é conectada às redes de distribuição por meio de instalações de unidades distribuidoras em média tensão (2.3 kV a 44 kV) com capacidade de potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW, utilizando cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.

O Sistema atual de remuneração para o prosumidor, tanto para o caso de microgeração, quanto para o caso de minigeração, é conhecido como Sistema de Compensação de Energia, ou em inglês como Net Metering.

O Sistema de Compensação de Energia atual é alvo de vários questionamentos em relação às distribuidoras, por considerar que esta não é remunerada de modo suficiente pelo uso da rede. Recentemente a ANEEL realizou um Relatório de Impactos Regulatórios da alteração das regras do Net Metering. Neste Relatório, a avaliação teve um aspecto positivo, partindo do pressuposto que com a Geração Distribuída, a tendência seria uma atenuação em relação às perdas.

Contudo, dependendo do grau de penetração da Geração Distribuída e da distância entre a subestação da distribuidora e o ponto da conexão, as perdas podem aumentar, ao invés de diminuir (S. Daud, A. F. A. Kadir, C. K. Gan, 2015).

Mediante o exposto, o trabalho teve como objetivo avaliar as perdas ôhmicas do Sistema IEEE-33 BUS perante a inserção de geradores fotovoltaicos distribuídos com diferentes graus de penetração para o Cenário de Microgeração Distribuída.

2. Materiais e Métodos

O Sistema IEEE-33 BUS é um sistema de testes de distribuição, com potência ativa máxima de 3.715 MW e tensão nominal de 12.66 kV. Esse sistema possui apenas um alimentador principal que parte da subestação. O esquemático deste sistema é representado por meio da Figura 1. A tensão parte da subestação com 1.05 pu. Como não há reguladores de tensão nem capacitores ao longo do sistema, é esperado que a tensão apresentasse quedas ao longo do alimentador. A Figura 2 apresenta o perfil horário de carga ativa do Sistema (predominantemente residencial e comercial), enquanto que a Figura 3 apresenta os resultados do aspecto de tensão ao longo das horas. O software à realização das simulações foi o Simulight, e o Excel à elaboração dos cálculos. De modo imprescindível às análises, deve-se levar em consideração que segundo os procedimentos de distribuição da ANEEL em relação à qualidade de energia, a tensão do alimentador deve estar entre 0.93 e 1.05 pu.

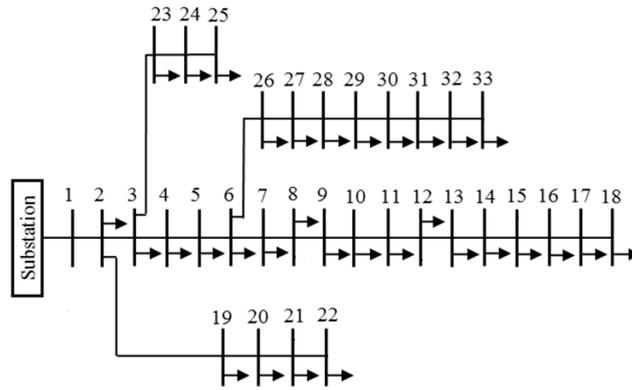


Figura 1 – Sistema IEEE-33 BUS sem Geração Distribuída

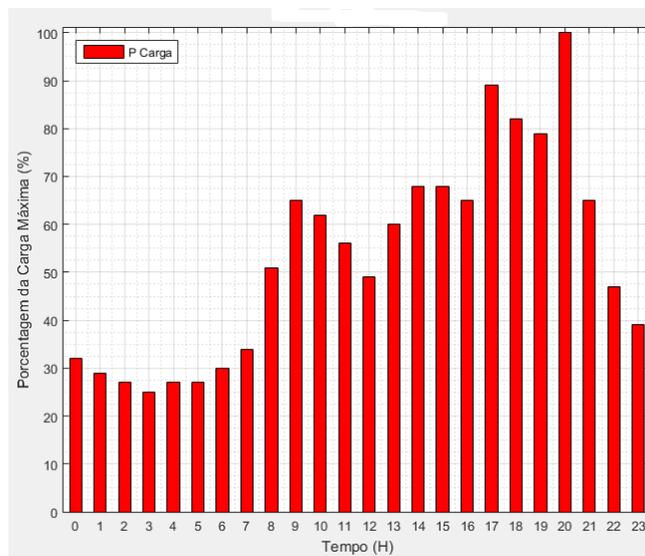


Figura 2 – Curva típica de carga diária do alimentador

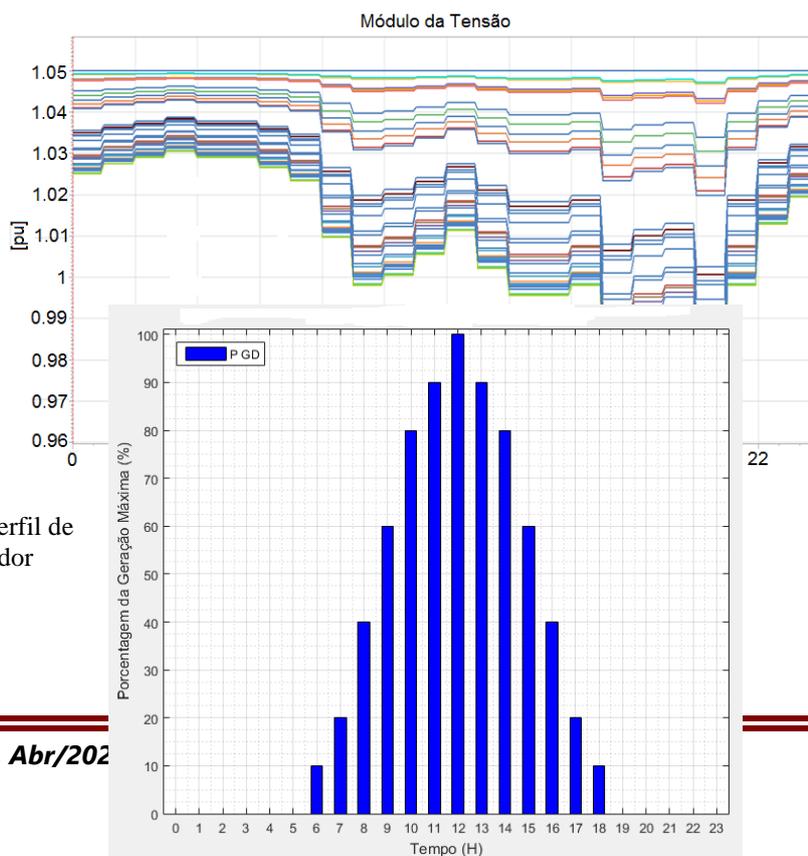


Figura 3 – Perfil de alimentador

Tensão do

Figura 4 – Curva típica de uma placa fotovoltaica

Para a análise do impacto da microgeração distribuída, foram sorteadas 10 barras à inserção dos geradores fotovoltaicos. A Figura 5 ilustra este cenário.

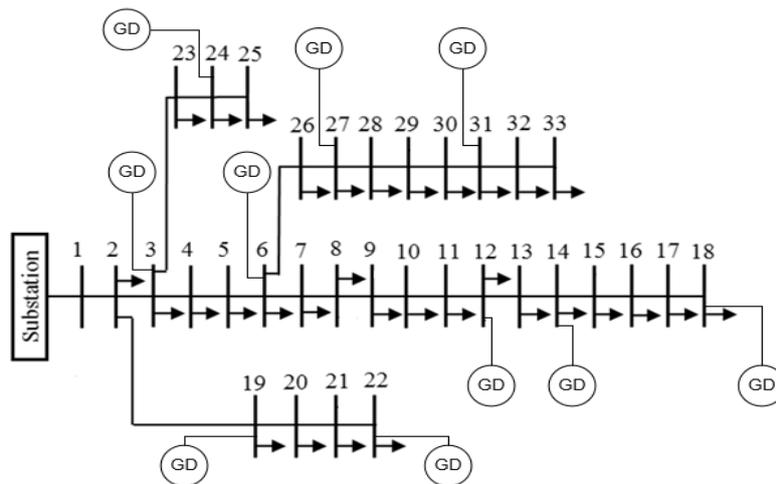


Figura 5 – Sistema IEEE-33 BUS com a inserção de 10 geradores fotovoltaicos

Com base nessa inserção de Geração Distribuída, foram calculados 6 casos para analisar o impacto da microgeração, com grau de penetração de 5%, 10%, 15%, 25%, 50% e 100%. O grau de penetração da Geração Distribuída pode ser dado pela Equação 1. A Tabela 1 apresenta detalhadamente os casos que foram estudados.

$$GP = \frac{\Sigma \text{Capacidade Instalada da Geração Distribuída}}{\text{Potência Máxima Demandada do Alimentador}} \times 100\% \quad (1)$$

Tabela 1 – Casos de microgeração que foram estudados

Caso	Penetração (%)	Potência por unidade (kWp)	Potência Total (kWp)
1	5	18.58	185.8
2	10	37.15	371.5
3	15	55.73	557.3
4	25	92.88	928.8
5	50	185.75	1857.5
6	100	371.50	3715.0

3. Resultados e discussões

Com as simulações foi possível obter para cada caso, as perdas ôhmicas em MWh, as perdas percentuais em relação à energia diária total e a tensão máxima do caso. O caso original sem Geração Distribuída foi chamado de Caso 0. Os dados citados são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Perdas e tensão máxima para os casos analisados de microgeração

Caso	Penetração (%)	Perdas ôhmicas diárias (MWh/dia)	Perdas ôhmicas percentuais (%/dia)	Tensão máxima (pu)
0	0	1.3686	2.8062	1.05
1	5	1.3204	2.7099	1.05
2	10	1.2756	2.6204	1.05
3	15	1.2342	2.5376	1.05
4	25	1.1617	2.3921	1.05
5	50	1.0379	2.1426	1.0504
6	100	1.0210	2.1084	1.0821

Observa-se que ao longo do aumento da penetração de Geração Distribuída, houve uma atenuação das perdas ôhmicas. No entanto, percebe-se também que para os casos de 50% e 100% de penetração, há tensões com níveis considerados inadmissíveis. A Figura 6 mostra o período do dia em que ocorre a violação de tensão para o Caso 5.

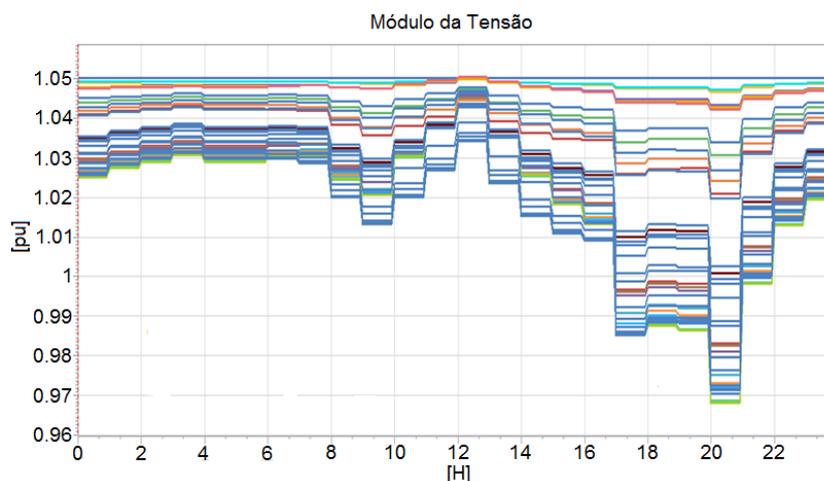


Figura 6 – Perfil de tensão com penetração de 50% (violação)

Verifica-se que no período de 12h às 14h ocorre a violação de tensão. Com o objetivo de inserir a Geração Distribuída, mas também manter os níveis de tensão admissíveis,

pode-se reduzir a tensão da subestação de 1.05 pu para 1.04 pu. A Figura 7 mostra o resultado dessa adequação.

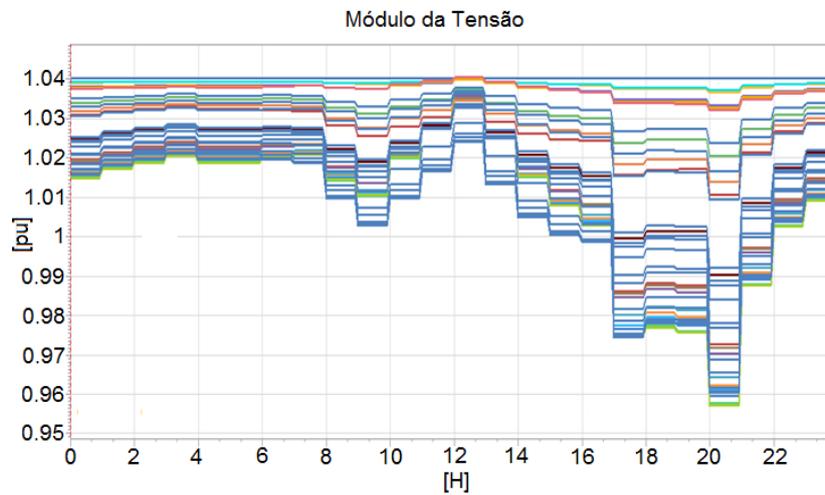


Figura 7 – Penetração de 50% com a tensão da subestação = 1.04 pu

A estratégia de reduzir a tensão da subestação de 1.05 pu para 1.04 pu atende às condições de manter as tensões em níveis considerados admissíveis. Em contrapartida, tem-se um aumento das perdas, conforme mostra a Tabela 3, ao qual nela estão os Casos: 0, 5, e o novo Caso, sem a presença de Geração Distribuída com a tensão da subestação = 1.04 pu (Caso 7). Conforme a figura 8 observa-se que mesmo sem a presença de Geração Distribuída, a tensão da subestação em 1.04 pu não apresentou quadro de sobretensão ou subtensão, mantendo assim, as tensões em níveis considerados admissíveis.

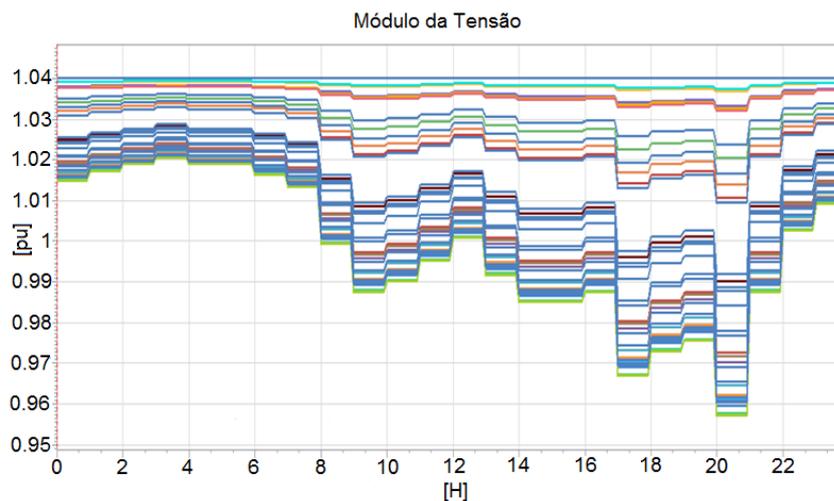


Figura 8 – Caso 7 sem Geração Distribuída com a tensão da subestação = 1.04 pu (sem sobretensão ou subtensão)

Tabela 3 – Tensão da subestação reduzida e aumento das perdas

Caso	Penetração (%)	Perdas ôhmicas diárias (MWh/dia)	Perdas ôhmicas percentuais (%/dia)	Tensão máxima (pu)
0	0	1.3686	2.8062	1.05
5	50	1.0379	2.1426	1.0504
7	0	1.3974	2.8635	1.04

A seguir, a Figura 9 mostra o período do dia em que ocorre a violação de tensão para o Caso 6.

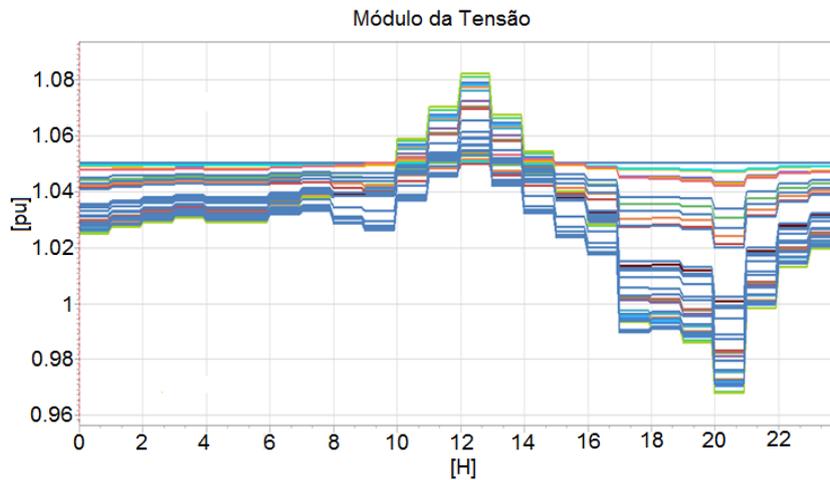


Figura 9 – Perfil de tensão com penetração de 100% (violação)

Verifica-se que no período de 10h às 15h ocorre a violação de tensão. Para o Caso 5, a atenuação da tensão da subestação de 1.05 pu para 1.04 pu foi o suficiente para que as tensões ficassem dentro dos limites admissíveis. Depois de algumas simulações, notou-se que para o Caso 6, adotando a mesma estratégia e considerando a tensão da subestação = 1.04 pu, ainda haveria problema de sobretensão, e que diminuindo este valor e chegando à tensão da subestação = 1.01 pu, o problema de sobretensão seria solucionado, mas em contrapartida, surge o problema de subtensão. A Figura 10 mostra o resultado desta simulação.

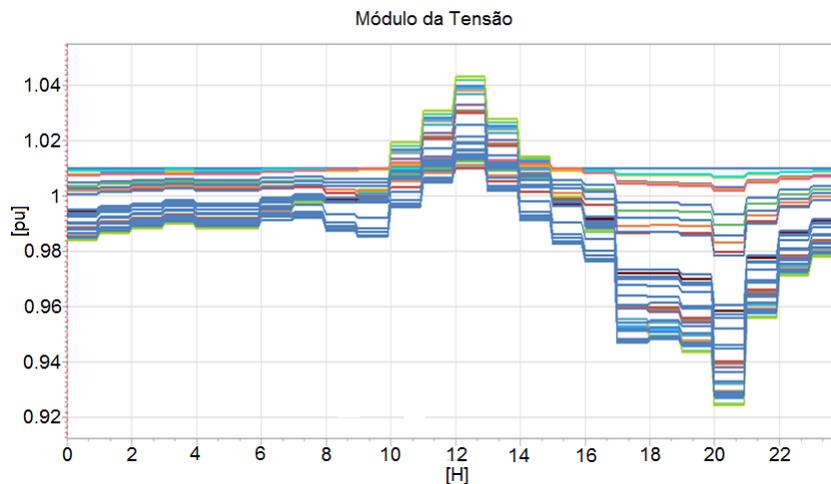


Figura 10 – Penetração de 100% com a tensão da subestação = 1.01 pu (problema de subtensão)

Para o Caso 6, foi verificado que abaixar a tensão da subestação não é uma estratégia viável. Sendo assim, a estratégia adotada desta vez para manter as tensões em níveis considerados admissíveis requer um novo Caso, ao qual foi chamado de Caso 8; onde este consiste em fazer com que a Geração Distribuída com grau de penetração 100% opere com fator de potência indutivo, ou seja, absorvendo reativo do sistema. Depois de algumas simulações, tendo como referência inicial um fator de potência unitário; este foi reduzido com um passo de 0.01 pu até chegar a um fator de potência adequado para que as tensões ficassem em seus níveis considerados admissíveis. A Figura 11 mostra o resultado do Caso 8.

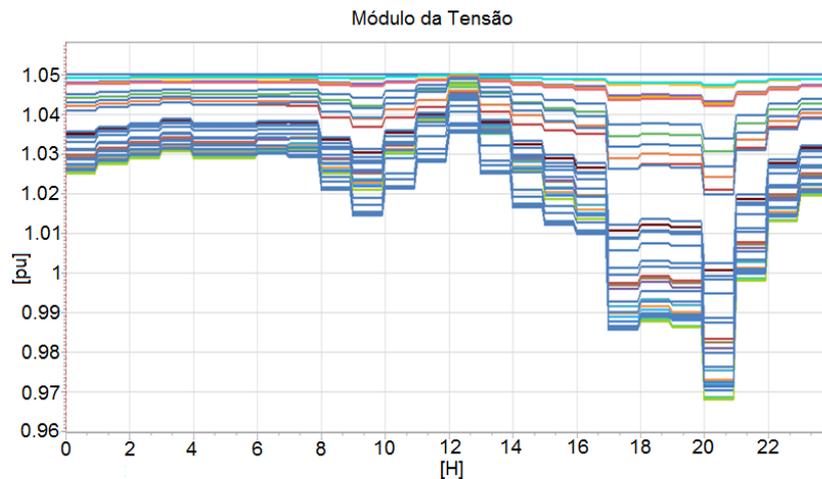


Figura 11 – Penetração de 100% com fator de potência = 0.84 (sem sobretensão ou subtensão)

A estratégia utilizada no Caso 8, de fato mantém as tensões em níveis considerados admissíveis, ou seja, sem sobretensão ou subtensão. Entretanto, a sucessiva atenuação do fator de potência acarreta um aumento em relação às perdas, chegando a 3.4%, conforme é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Redução do fator de potência e aumento das perdas

Caso	Penetração (%)	Perdas ôhmicas diárias (MWh/dia)	Perdas ôhmicas percentuais (%/dia)	Tensão máxima (pu)	Fator de Potência
0	0	1.3686	2.8062	1.05	-
6	100	1.0210	2.1084	1.0821	1
8	100	1.6833	3.4293	1.05	0.84

Verifica-se então que no Caso 6, tem-se uma redução de perdas em relação ao Caso 0, mas as tensões apresentam violações; e que no Caso 8 operando com fator de potência 0.84 indutivo, embora as tensões estejam em níveis adequados, há um aumento significativo em relação às perdas.

4. Conclusões

Os resultados obtidos através das simulações são decisivos em afirmar que a Geração Distribuída pode não ser um fator que reduza as perdas ôhmicas na média tensão. Para valores baixos de grau de penetração e distribuição pulverizada da Geração Distribuída ao longo das barras, as perdas ôhmicas de fato são reduzidas. Com o aumento sucessivo de Geração Distribuída, o sistema pode apresentar problemas de sobretensão, conforme ocorreu nos Casos de 50% e 100% de penetração dos geradores fotovoltaicos. Com isso, a estratégia de solução deve ser levada em consideração, pois no Caso de 50% de penetração, o sistema permaneceu com as tensões admissíveis, realizando a diminuição da tensão da subestação de 1.05 pu para 1.04 pu. Já para o Caso de 100% de penetração, esta estratégia não foi viável, uma vez que para este grau de penetração, na ocorrência de redução da tensão da subestação, ocorre problema de subtensão. Para este Caso, foi necessário fazer com que a Geração Distribuída operasse com fator de potência de 0.84 indutivo para que o sistema não apresentasse problema de sobretensão ou subtensão. Todavia, esta prática acarretou um aumento de perdas no sistema de 3.4%. Percebe-se então, que a circulação de potência reativa adicional no sistema para sanar os problemas de sobretensão, pode provocar um aumento do carregamento do alimentador, tendo em consequência, o aumento das perdas.

Referências

- A. A. C. PRIYANGIKA, W. D. A. S. WIJAYAPALA, H. M. W. BANDA. *The Impacts of Distributed Generation on Transmission and Distribution Losses in Sri Lankan Power System*. Electrical Engineering Conference (EECon), IEEE: 2016.
- A. A. FRANCISQUINI. *Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição*. Universidade Estadual paulista, 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482. Abril de 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº0108/2018- SRD/SCG/SMA/ANEEL de 2018.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 8 – *Qualidade da Energia Elétrica*. Publicado em 27/01/2016.
- A. WAZIR, N. ARBAB. *Analysis and Optimization of IEEE 33 BUS Radial Distributed System Using optimization Algorithm*. Journal of Emerging Trends in Applied Engineering, 2016.
- C. E. MURILLO-SÁNCHEZ, R. D. ZIMMERMAN, C. L. ANDERSON, R. J. THOMAS. *Secure Planning and Operations of Systems with Stochastic Sources, Energy Storage and Active Demand*". Smart Grid, IEEE Transactions on, vol.4, nº4, pp. 2220-2229. December 2013.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Ministério de Minas e Energia. Brasília, MME/EPE, 2018.
- M. P. SELVAN, K. S. SWARUP. *Distribution system load flow using object-oriented methodology*. Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on, 2004, vol.2, pp. 1168-1173.
- P. V. V. RAMA RAO, S. SILVANAGA RAJU. *Voltage regulator placement in radial distribution system using plant growth simulation algorithm*. International Journal of Engineering Science and Technology. Vol.2, nº6, 2010, pp. 207-217.
- R. D. ZIMMERMAN, C. E. MURILLO SÁNCHEZ, R. J. THOMAS. *Matpower: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*. Power Systems, IEEE Transactions on, vol.26, nº1, pp. 12-19, Feb. 2011.

S. DAUD, A. F. A. KADIR, C. K. GAN. *The Impacts of Distributed Photovoltaic Generation on Power Distribution Networks Losses.* IEEE Student Conference on Research and Development, 2015.

SIMULIGHT. *Simulador para Redes Eléctricas com Geração Distribuída.* Versão 4, COPPE/UFRJ, 2017.