

Análise da Geração Distribuída no Perfil da Tensão e nas Perdas Técnicas em Alimentador Urbano com Perfil Industrial

Tacio Souza Bomfim, Daniel Barbosa, Kleber Freire
da Silva
UNFACS / UFBA
tacio.tsb@gmail.com; dbarbosa@ufba.br; kfreire@ufba.br

Mariana Varela de Andrade
Grupo Neoenergia
mandrade@neoenergia.com

Resumo — Atualmente uma das discussões mais frequentes ocorridas entre os agentes que compõem o setor elétrico é sobre a expansão da geração distribuída e os seus impactos nas redes de distribuição das concessionárias de energia do Brasil. Diante deste contexto, este artigo apresenta um estudo de caso real que aborda a influência da geração distribuída na qualidade de tensão e nas perdas técnicas de um alimentador urbano com perfil predominantemente industrial pertencente ao sistema de distribuição de uma concessionária brasileira.

Palavras-chaves — Geração Distribuída, Perdas técnicas, Qualidade de Tensão, Concessionária Brasileira

I. INTRODUÇÃO

O grande incentivo à geração própria de energia elétrica por consumidores do grupo A com a possibilidade de exportação para o sistema de distribuição, apoiados principalmente pela resolução normativa nº 690/2015 da ANEEL, está mudando o padrão dos Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) das concessionárias de energia elétrica, uma vez que com o aumento da penetração de Geração Distribuída (GD), o tradicional fluxo de carga radial do alimentador pode ser alterado e o seu sentido revertido [1-2].

Apesar dos desafios e implicações técnicas associados ao fluxo de potência reverso, a introdução de geração independente na rede de distribuição pode trazer alguns benefícios operacionais ao sistema como: a redução de perdas, melhoria na qualidade de tensão e postergação de investimento em obras de infraestrutura [1,6,7,10].

A postergação de obra é de fundamental importância para concessionária, visto que, a revisão tarifária reconhece os gastos investidos com obras de infraestrutura na base de remuneração da empresa e consequentemente repassado para a tarifa somente a cada 4 anos. Com isso, o melhor ano para o investimento da concessionária em obras de infraestrutura é o quarto ano da revisão, visto que o investimento será retornado mais rapidamente.

Contudo, tais vantagens devem ser avaliadas numa visão mais ampla, haja vista que o SDMT foi estruturado de forma unidirecional (sistema radial) e a GD tende a injetar somente potência ativa em função do tipo de remuneração associada [11]. Adicionalmente ao exposto, ainda podem ser

verificados problemas de elevação dos níveis de tensão e dos percentuais de perdas técnicas, principalmente em horários de baixo carregamento do SDMT [2,12].

Assim, com o intuito de garantir que a aplicação da conexão de agentes geradores atue de maneira positiva no sistema, é necessário o conhecimento operacional deste, incluindo a curva de carga típica dos alimentadores. Tal análise permite verificar o comportamento da tensão ao longo dos alimentadores em face aos requisitos estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [13].

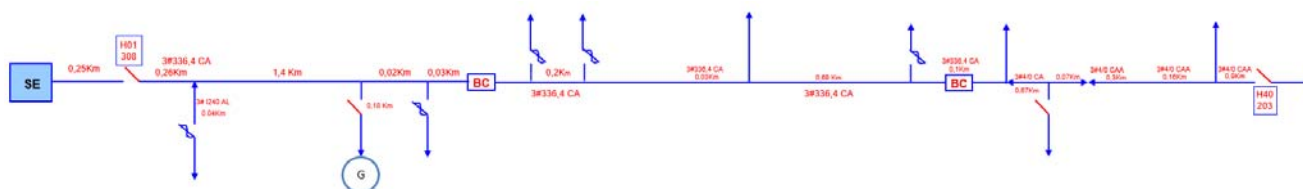
Nesse contexto, alguns trabalhos foram propostos utilizando simulações em redes de distribuição radial com o intuito de analisar os resultados das perdas técnicas e da variação do nível de tensão de acordo com o nível de penetração de GD no SDMT resultando em uma melhoria do perfil de tensão e redução das perdas técnicas. Verificou-se também a possibilidade da redução do pico da demanda e, consequentemente, das perdas técnicas associadas em conjunto com a manutenção do perfil de tensão em todo percurso do alimentador, contribuindo para que não houvessem violações dos padrões estabelecidos [7,14-15].

Em face ao exposto acima, no que tange a importância de um planejamento eficiente, o objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de caso, com dados reais, que aborda os impactos da inserção de um gerador pertencente a uma unidade consumidora do grupo A, que através da publicação da REN690/2015, passou a poder exportar energia para o sistema de distribuição de média tensão de uma concessionária brasileira.

II. PERFIL DA TENSÃO

O perfil da tensão pode ser entendido como a conformidade dos valores de tensão em regime permanente com os limites adequados estabelecidos pelo órgão regulador. Trata-se de um parâmetro que a concessionária pode estabelecer controle, ao contrário da corrente elétrica [16].

Para o sistema de média tensão, que possui normalmente tensões nominais de 13,8kV e 34,5kV, o módulo 8 do PRODIST obriga que as distribuidoras mantenham o módulo da tensão, no ponto do consumidor, entre 93% a 105% da



tensão contratada. Para isso, a concessionária pode usar diversos artifícios como reguladores de tensão e bancos de capacitores. A GD pode também contribuir para a manutenção desses limites nos pontos de entrega das unidades consumidoras, principalmente com fontes geradoras que forneçam um suporte reativo para controle de tensão na barra de conexão do seu gerador. É importante destacar que, caso o gerador não controle as tensões no seu barramento, poderão ocorrer no SDMT sobretensões e aumento das perdas técnicas, principalmente em períodos com baixo carregamento.

Já as perdas técnicas no SDMT são inerentes à passagem da corrente elétrica através dos condutores, uma vez que existem perdas por efeito Joule e perdas no núcleo de equipamentos como transformadores e reguladores [17]. Matematicamente as perdas técnicas de potência ativa ao longo do alimentador podem ser transcritas através de (1).

na qual: n é a quantidade de nós do sistema, $|\vec{I}_k|$ é o módulo da corrente passante em cada nó e R_k é a resistência em cada nó.

IV. SISTEMA ELÉTRICO ESTUDADO

Em face à necessidade de se manter os níveis de tensão dentro de patamares pré-estabelecidos e de monitorar as perdas energéticas no SDMT, foi escolhido para este estudo de caso um alimentador de uma região metropolitana com alta incidência de cargas industriais, pertencente a uma concessionária brasileira. Foi realizada a modelagem deste alimentador no software Interplan [20] considerando a demanda real obtida através dos dados de medição e a distribuição das unidades consumidoras obtidas através do sistema georeferenciado da concessionária.

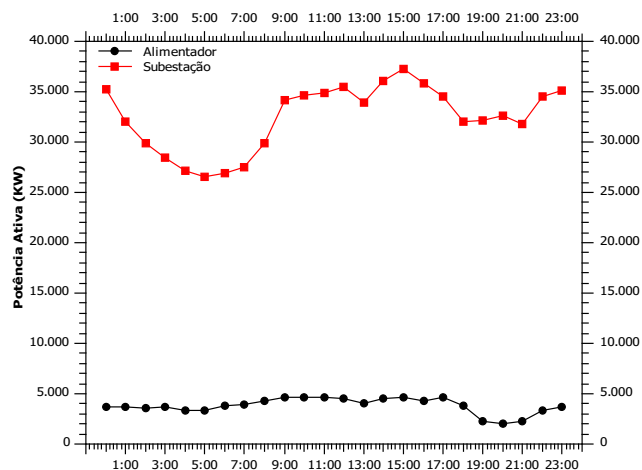


Fig. 2. Curva de carga da subestação e do alimentador em estudo para um dia típico.

O gerador síncrono deste consumidor industrial do grupo A, possui capacidade de geração de 2,5 MVA e curva de capacidade variando entre $\pm 1,5$ MVar [19]. É importante salientar que a análise considerou o pior caso para o sistema no que tange aos níveis de tensão, ou seja, o gerador do cliente trabalhando com fator de potência unitário, o que implica na injeção apenas de potência ativa sem haver o

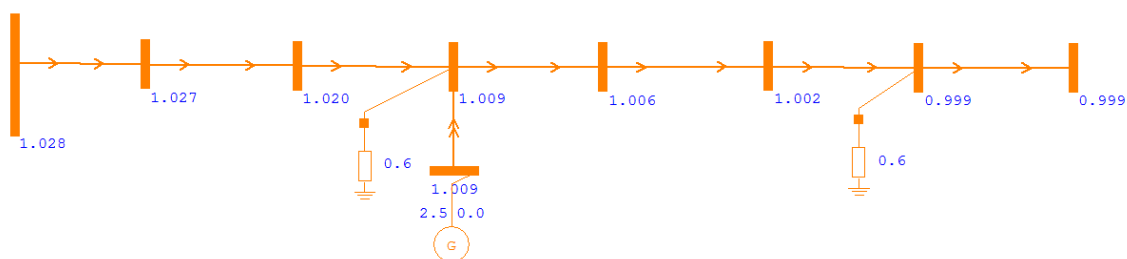


Fig. 3. Alimentador equivalente no Anarede para uma simulação com dados obtidos no período das 15hs do sistema completo.

controle de tensão na barra de conexão. Este fato, por outro lado, é vantajoso para o acessante, pois a remuneração está associada apenas a geração de potência ativa.

Foi considerada também exportação máxima do gerador para o sistema, ou seja, que nos períodos avaliados, o consumidor estivesse somente injetando energia e não houvesse consumo, já que esta situação seria a de maior impacto para a concessionária.

Diante do cenário supracitado utilizou-se o *software* Anarede [21], confiável para aplicações com fluxo de potência reverso, para o estudo de qualidade da tensão do sistema elétrico estudado. Para isto, se fez necessário utilizar um método de equivalência e de validação do alimentador, no qual foi considerado que o sistema se divide em sete barras, mantendo os mesmos resultados de fluxo de potência apresentados pelo Interplan.

A equivalência citada pode ser verificada na Fig. 3, na qual a modelagem do Interplan foi implementada no *software* Anarede de forma a manter todos os valores originais. Esta Fig. 3 exibe o resultado da simulação de fluxo de potência do sistema completo para o período das 15hs do dia típico, considerando a presença dos equipamentos de controle de reativo e o gerador de 2,5MVA com fator de potência unitário.

Considerando a inserção da geração distribuída e obtenção dos mesmos resultados de fluxo de potência para o Interplan e o Anarede, o Interplan foi utilizado para o estudo das perdas técnicas deste alimentador.

Na seção seguinte serão apresentados três cenários considerados no estudo: cenário atual com inserção do gerador de 2,5MVA, cenário futuro considerando o gerador de 2,5MVA e o crescimento do carregamento do alimentador até o ano de 2030 e o cenário que aborda a possibilidade de outros consumidores deste alimentador aderirem à REN690/2015 e começarem a exportar energia para a rede.

V. ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO E PERDAS TÉCNICAS

a) Cenário 1: Influência da inserção da GD no alimentador na situação atual de carregamento

O primeiro cenário tem o objetivo de verificar a influência da inserção da geração, pertencente ao consumidor do grupo A que pretende aderir à REN 690/2015, no perfil de tensão e nas perdas técnicas do alimentador escolhido. Para a realização das simulações em carga máxima (período das 15hs) foram considerados cinco casos:

- Caso 1: Sistema sem banco de capacitores
- Caso 2: Sistema com os dois bancos de capacitores.
- Caso 3: Sistema sem os bancos e apenas com um gerador injetando potência ativa na rede.
- Caso 4: Sistema com apenas um banco e com um gerador apenas injetando potência ativa na rede.
- Caso 5: Sistema com os dois bancos e um gerador apenas injetando potência ativa na rede.

Em todos os casos apresentados na Fig. 4, não foram observadas nas barras do alimentador violações dos limites estabelecidos pela regulamentação e a presença do gerador auxilia na elevação da tensão ao longo do mesmo, melhorando o perfil de tensão.

Analisando-se a Fig. 4, observa-se também que com o gerador presente no sistema, caso ocorresse desativação temporária de um dos bancos de capacitores (caso 4), ou dos dois bancos (caso 3), o perfil de tensão ao longo das barras seria próximo, ou melhor, com relação ao perfil de tensão atual (caso 2).

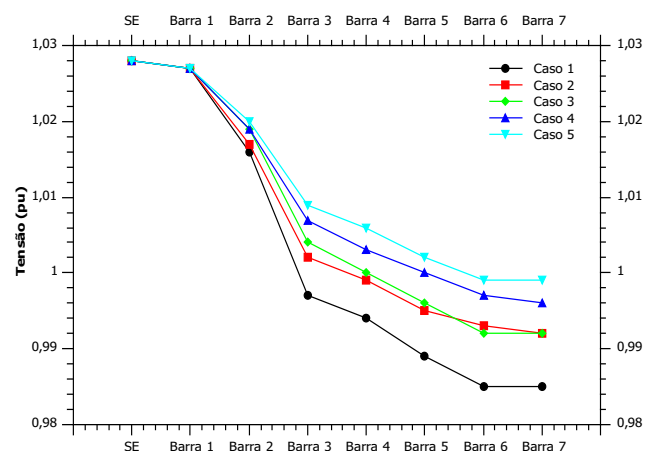


Fig. 4. Análise do perfil de tensão considerando a inserção de GD no dia típico no patamar de carga máxima.

Observa-se na Fig. 5 que a presença da geração colabora para a redução das perdas técnicas deste alimentador, dado que nos casos 3, 4 e 5 as perdas são menores que no caso 2 (atual).

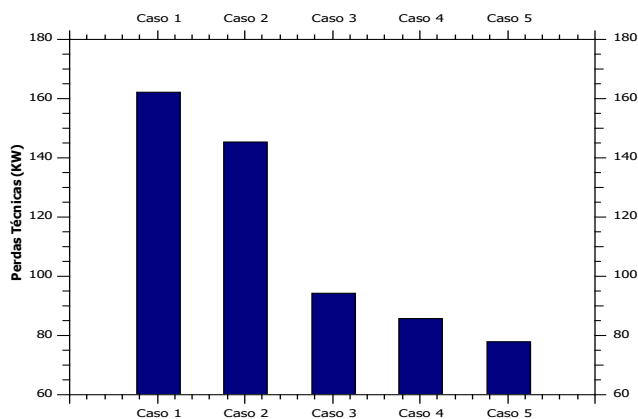


Fig. 5. Análise de perdas técnicas considerando a inserção de GD no patamar de carga máxima do dia típico

b) Cenário 2: Influência da GD no alimentador considerando o crescimento do carregamento até 2030.

O planejamento do sistema elétrico das distribuidoras realiza o estudo do crescimento de carga ao longo dos anos, levando em consideração o histórico da demanda e a prospecção para o futuro, de modo a indicar a provável necessidade de realização de alguma obra de infraestrutura para melhoria ou alívio do sistema.

Perante este contexto, foi obtido o crescimento de carga do alimentador conforme demonstrado na Tabela I.

TABELA I. CRESCIMENTO DE CARGA DA SUBESTAÇÃO PREVISTO ATÉ 2030.

Ano	Pot. Ativa Alim. (MW)	Corrente Alim. (A)	Corrente max. Cabo Tronco (A)
2016	7,41	336,86	530,00
2017	7,47	339,59	530,00
2018	7,57	344,22	530,00
2019	7,67	348,72	530,00
2020	7,76	353,10	530,00
2021	7,86	357,36	530,00
2022	7,95	361,50	530,00
2023	8,04	365,53	530,00
2024	8,12	369,44	530,00
2025	8,21	373,25	530,00
2026	8,29	376,95	530,00
2027	8,37	380,68	530,00
2028	8,45	384,46	530,00
2029	8,54	388,27	530,00
2030	8,62	392,12	530,00

Este cenário tem o objetivo de verificar os resultados na qualidade da tensão e nas perdas técnicas considerando a contribuição máxima do gerador de 2,5MVA para o período de carga máxima do ano de 2016 e o crescimento das cargas até 2030. Para a realização das simulações foram aplicados os mesmos casos utilizados no cenário 1.

A Fig. 6 mostra o nível de tensão da última barra do alimentador ao longo dos anos. Observa-se que não há violações dos limites de tensão estabelecidos atualmente

pelo PRODIST, sendo justificada pela utilização da tensão controlada de 1,028 pu na saída da subestação.

Observou-se novamente pela Fig. 6, que a presença da geração (casos 3,4e 5), sustentaria os valores de tensão na última barra do alimentador em níveis elevados (acima de 0,985pu), mesmo ocorrendo problemas temporários nos bancos de capacitores.

É factível salientar que mesmo com o crescimento de carga não haveria a necessidade de realização da obra estrutural até 2030, dado que o limite de carregamento do alimentador estaria sendo cumprido, encontrando-se abaixo da corrente máxima do tronco deste alimentador (vide tabela I) e a tensão na última barra estaria dentro dos limites adequados estabelecidos pelo PRODIST, mesmo sem a presença da geração distribuída.

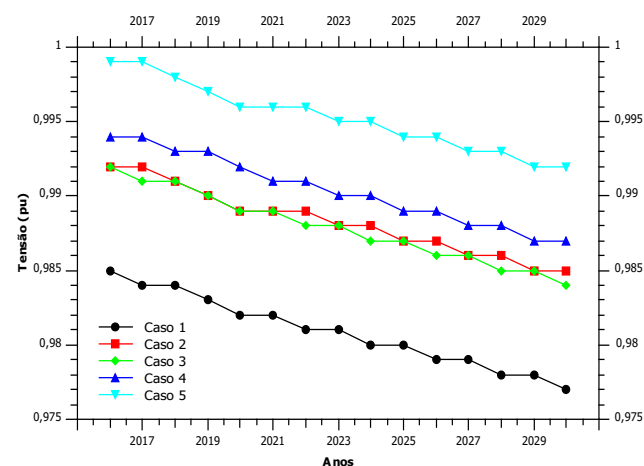


Fig. 6. Estudo do perfil de tensão considerando crescimento de carga.

Com relação às perdas técnicas, para o crescimento de carga ao longo dos anos, espera-se uma tendência de elevação conforme a Fig. 7. Nesta situação, a GD consegue reduzir aproximadamente 40% do total de perdas apresentadas no caso 2 (caso atual) para o ano de 2030, que possui o maior carregamento ao longo dos anos.

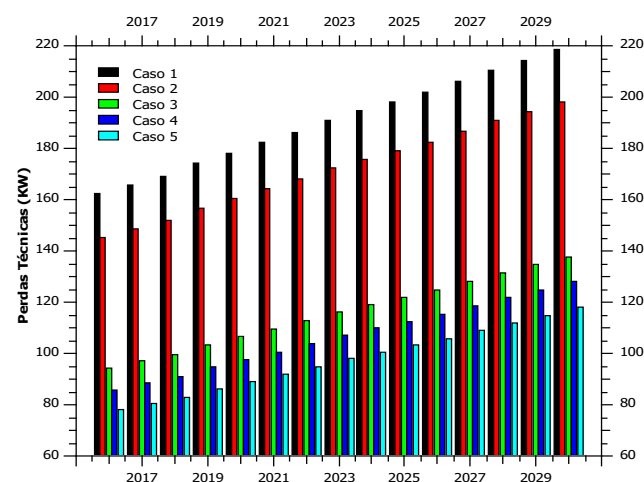


Fig. 7. Estudo das perdas técnicas considerando crescimento de carga

Portanto, a inserção da geração distribuída poderia contribuir positivamente para o sistema, colaborando para a redução das perdas técnicas e aumento dos níveis de tensão, principalmente em situações de atraso obra ou problemas técnicos em algum equipamento deste sistema.

c) Cenário 3: Análise do sistema dada a inserção de um maior número de geradores no alimentador.

O presente cenário trata da possibilidade de outros consumidores industriais, conectados ao alimentador estudado, de aderirem à REN 690/2015 e injetarem energia. Todavia, tal possibilidade está associada ao risco da ocorrência de violações dos limites superiores das tensões nas barras, principalmente se o gerador não apresentar controle de tensão, ou seja, se o gerador injetar apenas a potência ativa.

Para análise desse cenário, foi considerado um dia atípico de carga mínima do alimentador, no patamar das 6 hs, retratando a pior situação para esse estudo, conforme curva de carga do alimentador apresentada na Fig. 8.

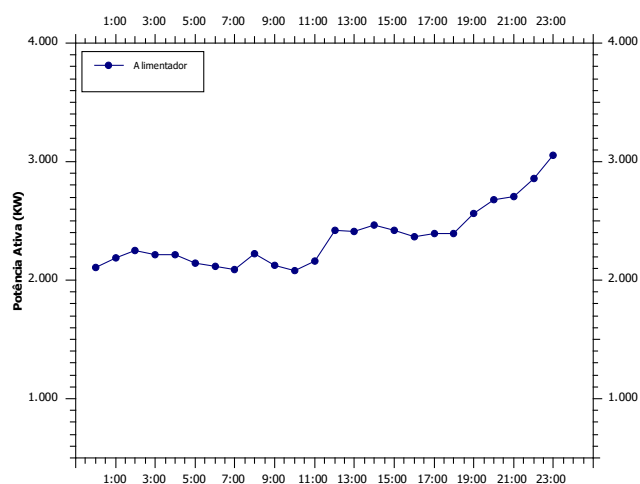


Fig. 8. Curva de carga da subestação e do alimentador em análise para um dia atípico de geração mínima.

Foram considerados quatro casos para simulação, sendo respeitada a capacidade máxima do carregamento deste alimentador, sendo eles:

- Caso 1: Sistema apenas com banco de capacitores.
- Caso 2: Sistema com bancos de capacitores e com gerador de 2,5 MVA e fator de potência unitário.
- Caso 3: Sistema com bancos de capacitores, com gerador de 2,5 MVA e outro gerador de 3,5MVA, ambos com fator de potência unitário.
- Caso 4: Sistema com bancos de capacitores, gerador de 2,5 MVA e com dois geradores de 3,5MVA, todos com fator de potência unitário.

Conforme a Fig. 9, somente no caso 4, a tensão nas duas últimas barras do alimentador supera o limite superior de tensão normalizada pelo PRODIST de 1,05 pu.

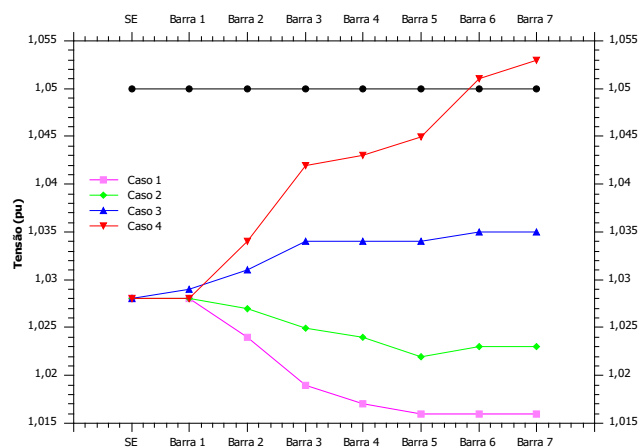


Fig. 9. Gráfico do perfil de tensão para o crescimento de geração distribuída em um dia atípico de carga mínima.

Uma possível solução que a concessionária poderia adotar para resolver este problema seria reduzir a tensão de ajuste do OLTC do transformador da subestação, caso não houvesse prejuízo para os demais alimentadores. Por exemplo, de acordo com as simulações no Anarede, para a tensão de ajuste do OLTC de 1,020pu o valor de tensão na última barra seria de 1,045pu. Caso não seja possível resolver o problema com o ajuste do OLTC, a concessionária deverá limitar uma geração máxima para o alimentador de forma a não causar problemas de sobretensão nem superar a capacidade do cabeamento.

A Fig. 10 apresenta a comparação entre carga e geração num dia atípico, de carga mínima, enquanto a Fig. 11 apresenta as perdas técnicas para os quatro casos analisados. Na Fig. 11 observa-se a menor perda técnica para o caso 2, onde se tem a menor potência ativa líquida no sistema, enquanto a maior perda técnica ocorre para o caso 4, quando se tem a maior potência ativa líquida. Assim, a perda técnica do caso 4 corresponde ao maior valor obtido, inclusive quando comparado com o caso do sistema atual (caso 1).

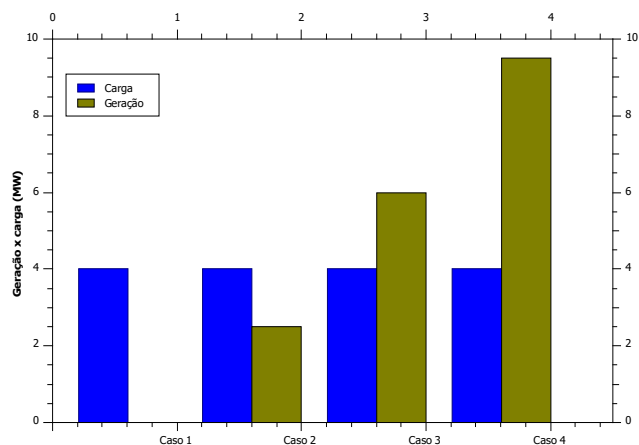


Fig. 10. Gráfico da geração x carga em um dia atípico de carga mínima

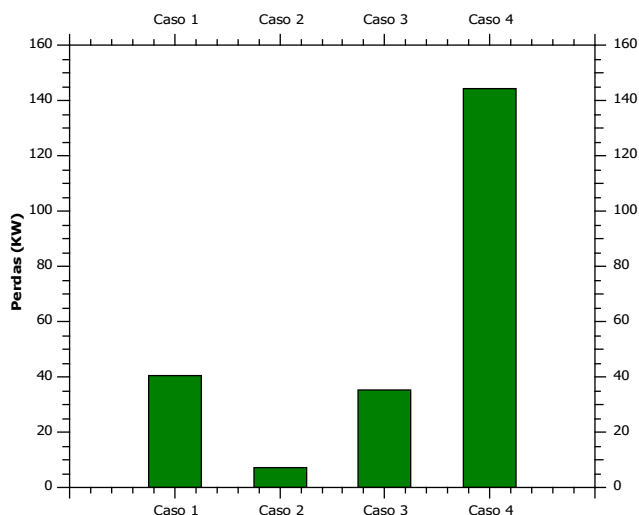


Fig. 11. Gráfico de perdas de potência em um dia atípico de carga mínima

VI. CONCLUSÃO

A geração distribuída é uma tendência para os próximos anos, implicando na necessidade de estudos para verificação do seu comportamento no SDMT. Assim, verificou-se nesse estudo que a GD tende a apresentar uma melhoria no desempenho do alimentador, tanto para o perfil de tensão como para redução de perdas técnicas. Contudo, a GD também pode apresentar efeitos negativos, caso a sua implantação não seja avaliada corretamente e parâmetros regulatórios entre geração e carga não sejam estabelecidos.

No alimentador estudado, a GD contribuiu na manutenção do nível de tensão ao longo das barras do alimentador, sem a necessidade da inserção do banco de capacitores, indicando que este tipo de fonte pode auxiliar a rede em momentos de necessidade de manutenção de algum equipamento. Além disso, as perdas técnicas tendem a diminuir gradativamente com a inserção da GD.

Adicionalmente, considerando o cenário do crescimento de carga do alimentador, foi verificado que a GD auxilia na manutenção da qualidade de tensão e redução das perdas técnicas do sistema estudado, podendo colaborar positivamente caso ocorra atraso de obras estruturais ou problemas nos equipamentos deste sistema.

Contudo, foi constatado também que o excesso de GD no SDMT, sem um estudo prévio das condições operativas, implicou na violação dos limites de tensão, principalmente durante o patamar de carga mínima. Desta forma, a definição de critérios normativos é necessária, principalmente no que tange à responsabilidade das perdas técnicas associadas.

Portanto a inserção de GD no sistema precisa ser estudada em dias típicos e atípicos, com a maior variedade possível de cenários do alimentador, para que esta atue de maneira positiva para o sistema, obtendo uma melhoria na qualidade da tensão e um menor índice de perdas técnicas.

VII. REFERÊNCIA

[1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: “Resolução Normativa nº 690, de 08 de dezembro de 2015”

[2] P. P. Barker, R.W. De Mello, “Determining the impact of distributed generation on power system: part 1 – radial distributed systems”, IEEE PES summer Meeting, vol. 3, pp. 1645-1656, July 2000.

[3] Rajkumar V., D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16 (7), p. 5146-5165, 2012

[4] T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, “Distributed generation: a definition”, Electric Power Research, vol.57, pp. 195-204, 2001.

[5] Satish Kumar Injeti, Dr. N. Prema Kumar, “A Novel Approach to Identify Optimal Access point and Capacity of Multiple DGs in a Small, Medium and Large Scale Radial Distribution Systems”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 45 (2), 2013, p.142-151.

[6] R.P.Payasi, A.K.Singh, “Planning of different types of distributed generation with seasonal mixed load models”, Internacional Journal of Engineering, Science and Technology, Vol. 4, Nº 1, 2012, pp. 112-124.

[7] Khan Z. W., Khan S., “Analyzing the impacts of distributed generation on power losses and voltage profile”, International Technologies (IECT), 2015 International conference on, Dec 2015.

[8] D.Q. Hung, N. Mithulanathan, R.c. Bansal, “Analytical expression for DG allocation in primary distribution network,” IEEE Trans. on energy conservation, vol. 25, pp 814-820, Sept 2010.

[9] K. M. Jagtap, D.K.Khatod, “Impact of different types of distributed generation on radial distribution network”, 2014 International Conference on reliability, optimization and information technology, Feb 2014.

[10] N. Rugthaicharoencheep, S. Auchariyamet, “Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system”, World Academy of Science, Engineering and technology, vol. 6, nº4, pp. 254-258, April 2012.

[11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: “Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015”

[12] J.A.Lopes, N. Hatziairgyriou, “Integrating distributed generation into electric power system: A review of drivers, challenges and opportunities”, Electric Power Systems Research, Vol.77, pp. 1189-1203, 2007.

[13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema nacional – PRODIST, módulo 8 – Qualidade de energia elétrica.

[14] M. Chiandone, R.Campaner, A. Massi, G. Sulligoi, P. Mania, G. Piccoli, “Impact of Distributed Generation on Power Losses on an Actual Distributed Network”, 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Oct 2014.

[15] J. K. Charles, N. A. Otero, “Effects of Distributed Generation penetration on system power losses and voltage profiles”, International Journal of Scientific and Research Publications, Vol. 3, December 2013

[16] JANNUZI, A. C. Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor. 2007. 216 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade de Brasília, 2007.

[17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: “Procedimentos de regulação tarifária – PROROT, módulo 2, submódulo 2.6– Perdas Técnicas.

[18] Ayres, H. M. Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

[19] STAMFORD. Technical Datasheet: PI734F

[20] INTERPLAN – DAIMON ENGENHARIA - Análise de Redes Elétricas e estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Manual do usuário.

[21] ANAREDE – CEPEL – Programa de Análise de Redes. Manual do usuário, V09. 05.05.