

Estudo de Caso: Avaliação Técnica para Conexão de Microgeração Fotovoltaica em Escolas Públicas situadas em um Município do Oeste da Bahia

Bryan Jorge Novais Britto; Daniel Barbosa; Kleber
Freire da Silva
UNIFACS / UFBA
bryanbritto@hotmail.com; dbarbosa@ufba.br;
kfreire@ufba.br

Mariana Varela de Andrade
COELBA - Grupo Neoenergia
mandrade@neoenergia.com

Resumo — A geração distribuída a partir da fonte solar tem como um dos propósitos a complementação da geração centralizada, podendo colaborar para a redução das perdas técnicas e do carregamento, além de dar suporte de tensão aos alimentadores e subestações com picos de carga deslocados para o dia. Diante deste contexto, a proposta deste trabalho é avaliar os impactos técnicos da conexão da microgeração distribuída fotovoltaica em alimentadores situados em um município do oeste da Bahia. Além disso, este trabalho busca mensurar o efeito das variações de tensão do sistema elétrico na microgeração distribuída.

Palavras-chave — Microgeração distribuída, perdas técnicas, qualidade de tensão, sistema elétrico.

I. INTRODUÇÃO

Os projetos de eficiência energética, principalmente quando se tratam de geração fotovoltaica, necessitam de elevados investimentos financeiros para sua realização. Por conta disto, estudos prévios com objetivo de analisar a viabilidade técnica da proposta se tornam essenciais para que o montante investido possa dar algum retorno, seja para o consumidor beneficiado ou para a concessionária.

Em face a isto, as concessionárias de energia elétrica apontam que uma das dificuldades associadas aos sistemas de distribuição são as elevadas perdas comerciais e técnicas ao longo dos alimentadores [1], principalmente com relação às fraudes, aos furtos, aos problemas de medição e de faturamento, bem como às relacionadas ao processo de transmissão e distribuição, respectivamente [2].

Por conta desta e outras questões, as concessionárias apostam em projetos, alguns correlacionados à eficiência energética, com os seguintes propósitos: reduzir o montante de perdas no sistema, aliviar o sistema elétrico com a redução de demanda na ponta, conscientizar a população sobre o uso adequado da energia e melhorar os níveis de tensão para atender aos requisitos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [3]-[5].

Dentre as alternativas disponíveis, destaca-se a utilização de Geração Distribuída (GD) para auxiliar nas questões previamente citadas e no desenvolvimento do desempenho em alimentadores de média tensão, uma vez que a Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL incentiva o crescimento da microgeração (geração com potência instalada menor ou

igual a 75kW) e minigeração (geração com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5MW, para as fontes renováveis) no país. De acordo com esta resolução, os consumidores poderão injetar energia elétrica na rede através de um sistema de compensação de energia, no qual a concessionária local cede gratuitamente energia ativa ao consumidor que posteriormente compensa-a por meio da energia elétrica gerada na sua unidade [6]. Diante deste contexto, diversos trabalhos foram propostos objetivando a melhoria do desempenho operacional da rede de distribuição por meio da inserção da geração distribuída fotovoltaica no sistema [7]-[10].

Tal fato, contudo, traz uma série de desafios para o funcionamento bem-sucedido da rede com relação à qualidade da tensão, como por exemplo, a possibilidade de provocar distorção na forma de onda da tensão dada à presença de componentes harmônicas introduzidas principalmente pelos inversores das gerações fotovoltaicas [8].

Todavia, para este estudo admitiu-se que os inversores das unidades consumidoras com microgeração fotovoltaica obedeceriam aos limites de injeção harmônica da norma NBR16149, obtendo-se um percentual de Distorção Harmônica Total de Corrente (DHTi) menor que 5% no seu ponto de conexão [11].

É também de grande importância analisar o impacto das variações na tensão do sistema elétrico da concessionária na geração que será conectada, devido ao fato do inversor da fotovoltaica apresentar uma curva de sensibilidade para eventos de variação de tensão de curta duração (VTCDs).

Em virtude do cenário apresentado, foi realizado um estudo para verificar a possibilidade da conexão de unidades de microgeração fotovoltaica em escolas públicas do Oeste da Bahia. Dessa forma, este trabalho busca avaliar o impacto das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) ocorridas no sistema elétrico da concessionária nestes sistemas de microgeração. Além disso, almejou-se verificar o impacto dessas microgerações fotovoltaicas nos alimentadores de média tensão da concessionária, principalmente com relação às perdas técnicas e qualidade da tensão. Este impacto depende do carregamento do sistema e do montante de geração conectado.

É importante destacar que a Bahia apresenta o maior índice de radiação solar do país, onde os maiores índices do referido estado estão concentrados na região centro-oeste [12], o que

desperta ainda mais o interesse para conexão de unidades com microgeração fotovoltaica e de programas de eficiência energética com esta finalidade nesta localidade.

II. DESENVOLVIMENTO

A realização desse estudo levou em consideração algumas características da região na qual as escolas avaliadas estão localizadas, como por exemplo, variações sazonais de carregamento dos alimentadores durante os períodos seco e úmido do ano. É importante observar que durante o período seco, os níveis de chuva diminuem, havendo a necessidade das unidades consumidoras utilizarem a energia elétrica para irrigar suas plantações.

Além das premissas anteriores, o estudo de caso apresentado nesse trabalho utilizou dados reais, incluindo a irradiância horária disponibilizada pela rede Sonda-INPE [13], as potências instaladas de geração fotovoltaica em cada escola e a demanda dos alimentadores de média tensão aos quais as escolas estão conectadas por meio de um transformador trifásico da concessionária que integra a rede primária de distribuição de média tensão à rede secundária de baixa tensão.

Após a obtenção das informações supracitadas, estas foram processadas com o auxílio do *software* Interplan, com objetivo de simular o impacto dessas unidades de geração nas perdas técnicas destes alimentadores e nos níveis de tensão obtidos no ponto de conexão para a média tensão.

Adicionalmente, foram utilizados os eventos de VTCDs registrados pelo medidor de qualidade da energia elétrica inserido no eixo de transmissão, no 138kV, que interliga as subestações da concessionária que atendem aos alimentadores de média tensão onde as escolas estão conectadas. Simulações foram realizadas com o auxílio do *software* Anarede a fim de verificar o impacto dessas VTCDs em relação aos níveis de tensão nos barramentos de 34,5kV das referidas subestações. Estes dados de medição foram necessários para a avaliação da sensibilidade das unidades de microgeração frente às VTCDs ocorridas no sistema elétrico.

TABELA I. INFORMAÇÕES DAS ESCOLAS

Escola	SE	AL	Geração (kWp)	Distância Escola - SE/AL (Km)	Número de identificação
A	X	X1	50	4,56	3
B	X	X1	50	4,44	4
C	X	X1	50	4,99	5
D	X	X2	30	2,02	6
E	Y	Y3	30	9,94	1
F	Y	Y3	50	12,86	2

Em face ao exposto e das informações disponibilizadas, a escolha dos locais para a inserção da GD considerou o elevado índice de radiação, bem como a área disponível para a instalação dos painéis, de modo a favorecer a implementação da geração fotovoltaica. Tabela I mostra as escolas envolvidas no projeto, incluindo sua numeração de identificação, uma vez que estarão conectadas no alimentador de distribuição da concessionária que possui tensão nominal de 34,5kV. Também é informado o montante a ser instalado de cada sistema de microgeração e a distância da saída da subestação, onde os alimentadores estão conectados, até cada instituição.

Fig. 1, 2 e 3 correspondem aos alimentadores X1, X2 e Y3 com as respectivas escolas, conforme indicação na Tabela I.

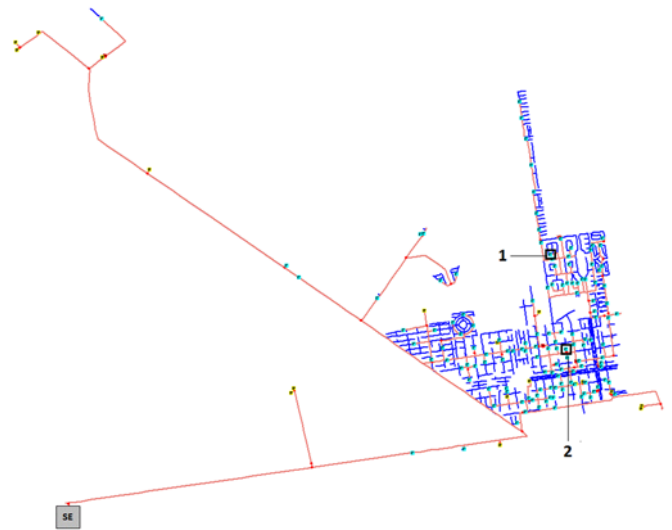


Fig. 1. Representação do alimentador Y3 com as escolas E (1) e F (2).

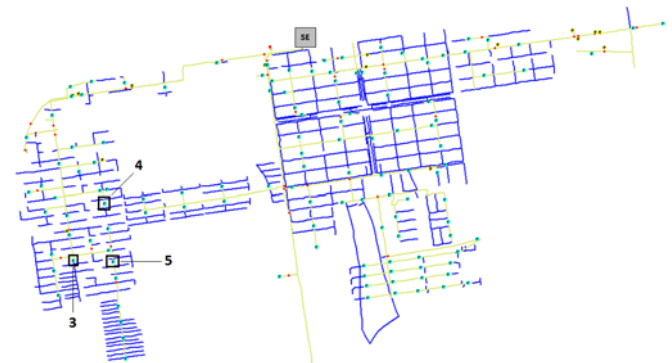


Fig. 2. Representação do alimentador X1 com as escolas A (3), B (4) e C (5).

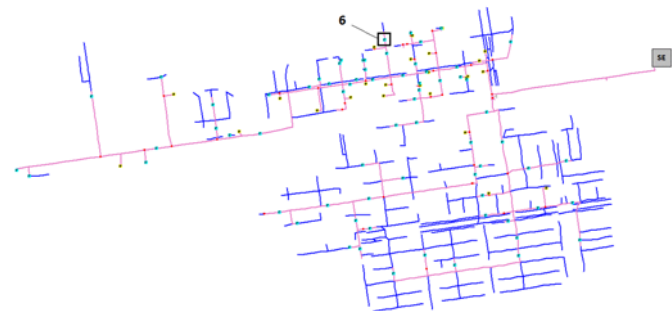


Fig. 3. Representação do alimentador X2 com a escola D (6).

Para a realização dos estudos, foi considerado o período de geração de Jan/2014 até Jan/2015 como típico, uma vez que foi admitido que esses valores se repetiriam para os anos seguintes. Os dados da irradiância horária (W/m^2), que são utilizados para obtenção do valor de potência de geração, foram extraídos do banco de dados da rede SONDA-INPE [13], da estação solarimétrica de Brasília, pois esta estação, de acordo com a rede SONDA-INPE, é a que mais se aproxima do local onde estão inseridas as escolas. Por meio da análise da Fig. 4, observa-se que 68% dos perfis de geração possuem irradiância máxima diária acima de $800 W/m^2$. Adicionalmente, é importante salientar que é considerada

como atenuação a redução da irradiação ao longo do dia devido à presença de nuvens.

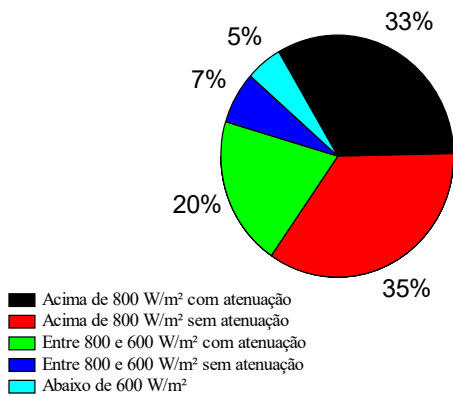


Fig. 4. Representação gráfica da estratificação das curvas de geração no período analisado.

Considerando o perfil típico predominante da geração, foi escolhido um dia típico para cada alimentador a ser estudado. Estes dias foram representados pelas curvas azul, vermelha e verde, correspondendo aos AL's X1, Y3 e X2, respectivamente. Fig. 5 mostra representação gráfica das três curvas.

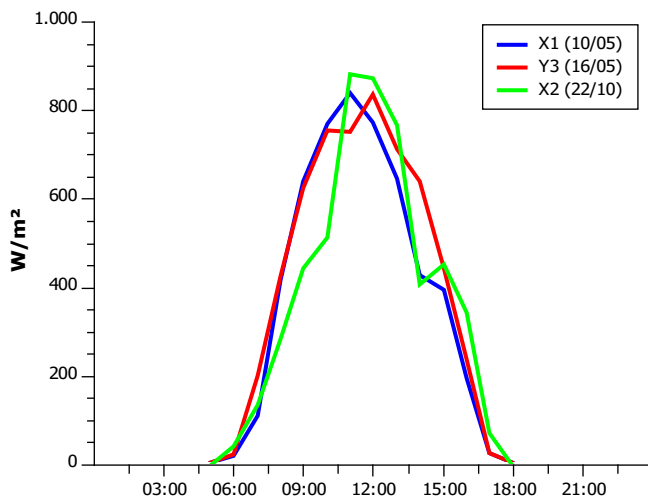


Fig 5. Curvas de geração típica para cada alimentador.

A conversão dos valores de irradiação horária em kW foi realizada a partir de (1) [14].

$$P_{ca} = H \cdot P_{cc} \cdot PR \quad (1)$$

na qual: P_{ca} é a potência disponível para a rede (kW_{ca}); H é a irradiação horária (W/m²) dividida por mil; P_{cc} é a capacidade nominal instalada do sistema fotovoltaico (kWp); e, PR é a razão de desempenho (adimensional), sendo considerado 0,75 para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Além da análise da geração, foram estudados os três alimentadores com objetivo de verificar a predominância do perfil típico de carga, podendo ser classificado como diurno ou noturno. O perfil diurno foi definido para os picos de carga do alimentador que ocorrem entre às 06:00 e 18:00 horas, englobando assim os patamares da manhã e da tarde. Já o perfil noturno foi definido para os picos de carga que ocorrem entre 19:00 e 05:00 horas, considerando desta forma os patamares da noite e madrugada.

Com a obtenção das potências, estratificou-se os 50 maiores picos de demanda observados nos alimentadores no período de Jan/2016 até Maio/2016. Fig. 6 mostra o resultado desta análise.

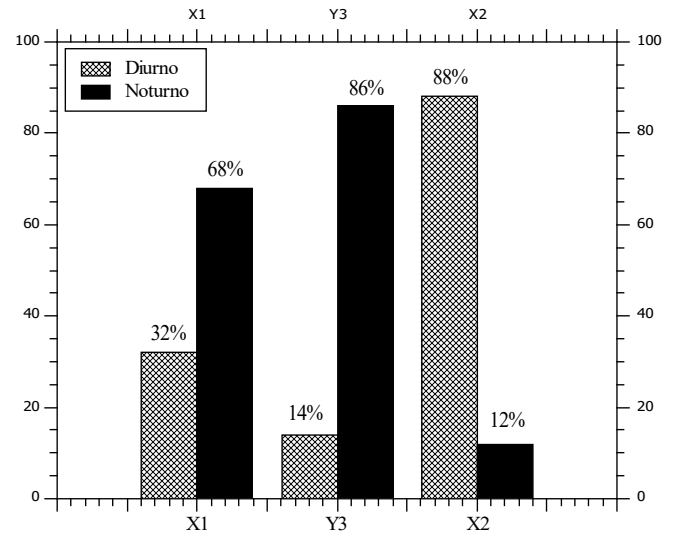


Fig. 6. Predominância dos picos de carga dos alimentadores.

A fim de confirmar o perfil predominantemente diurno do alimentador X2, a análise da base de demanda foi ampliada para 100 picos de carga, considerando o período de Jan/2015 até Jan/2016, e a predominância diurna passou de 88% para 94%. Coincidentemente, os dias típicos escolhidos para caracterizar o perfil de carga de cada alimentador podiam ser representados pelos mesmos dias escolhidos com perfil típico de geração, sendo estes representados pelas curvas azul, vermelha e verde, correspondendo aos AL's X1, Y3 e X2, respectivamente. Os dias típicos de demanda dos alimentadores foram escolhidos considerando os meses de maior carregamento do período estudado, sendo o mês de maio de 2016 para os alimentadores X1 e Y3 e o mês de outubro de 2015 para o alimentador X2. Fig. 7 mostra as curvas desses três dias.

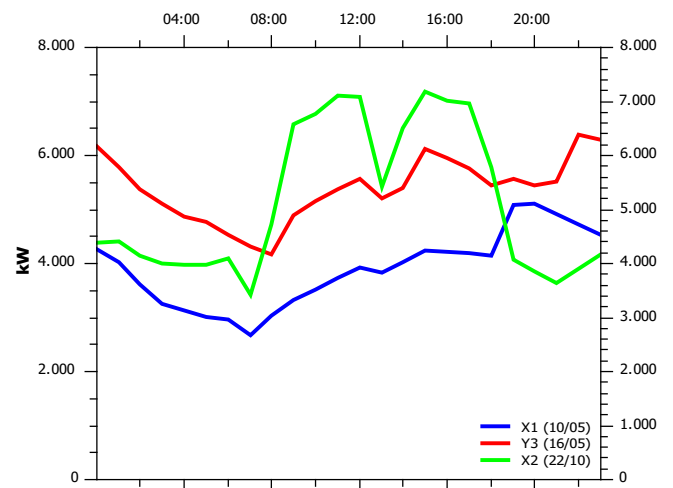


Fig 7. Curvas típicas de carga dos alimentadores.

Essas curvas típicas de geração e carga foram consideradas nas simulações realizadas. Além disso, foi importante verificar a capacidade de cada sistema fotovoltaico em fornecer

potência quando esta é necessária, ou seja, verificar os valores dos fatores efetivos de capacidade de carga (FECC) [14]. Assim, quanto mais noturno for o alimentador, o FECC tenderá a zero, como é o caso dos alimentadores X1 e Y3. Tal fato decorre de que a inserção da microgeração fotovoltaica no período do dia, não implicará em redução dos picos de carga desses alimentadores, conforme corrobora (2) [14].

$$FECC = \left(\frac{Pico_C - Pico_{CFV}}{FV} \right) \cdot 100 \quad (2)$$

sendo: $Pico_C$, o valor máximo de demanda em kW; $Pico_{CFV}$, o valor máximo de demanda em kW após a inserção do sistema fotovoltaico; e, FV , a capacidade nominal instalada da fotovoltaica (kWp).

Já o alimentador X2, por apresentar um perfil diurno, apresenta um FECC diferente de zero e igual a 34% para o dia típico escolhido, correspondendo a 22/10. Este valor está próximo ao valor médio anual encontrado para os demais dias, que foi o de 30%, obtidos através de dados de medição de demanda e de geração para o período de um ano, sendo desconsiderados sábados, domingos e feriados.

Além do conceito de FECC, é necessário abordar a definição de nível de penetração (NP) para o contexto do estudo, visto que este relaciona a razão da potência nominal instalada da geração fotovoltaica com o pico de demanda do alimentador de média tensão, em acordo com (3) [14].

$$NP = \left(\frac{FV}{Pico_C} \right) \cdot 100\% \quad (3)$$

Se o NP dos alimentadores Y3, X1 e X2 forem calculados para os dias típicos, obtêm-se 1,25%, 2,94% e 0,41%, respectivamente. Esses valores correspondem ao percentual de penetrabilidade da geração no sistema, e sua análise já evidencia um pequeno impacto da conexão da fotovoltaica.

III. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A. Impactos da inserção da microgeração fotovoltaica no sistema de média tensão da concessionária

Simulações foram realizadas a fim de verificar o impacto da microgeração distribuída em relação às perdas técnicas dos alimentadores e em relação ao nível da tensão obtido no barramento de conexão de média tensão dos transformadores que interligam as unidades de microgeração aos sistemas de média tensão. Para tanto, simulou-se um dia operativo com demandas e geração típicas.

Desta forma, foi inserido o montante total de geração instalada de 80 kWp (duas escolas), 150 kWp (três escolas) e de 30 kWp (uma escola) para os alimentadores Y3, X1 e X2, respectivamente, e foi considerado que as escolas não consumiriam energia, somente exportariam para a rede elétrica, podendo esta situação ocorrer em um dia de férias escolares. É importante salientar que essas considerações visaram à avaliação dos melhores casos para a rede de distribuição.

Fig. 8 mostra os percentuais de redução das perdas técnicas após a inserção da microgeração fotovoltaica, em relação às perdas totais de cada alimentador, obtidos para cada patamar do dia, sendo possível constatar que nos alimentadores Y3 e

X1, há uma redução total de perdas técnicas de 0,59% e 1,71%, respectivamente.

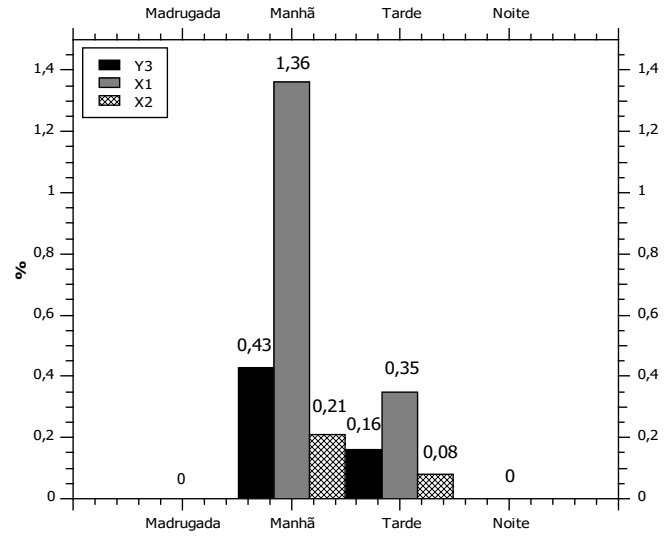


Fig. 8. Percentual de redução das perdas técnicas para cada patamar do dia em cada alimentador após conexão da GD.

Tais resultados são decorrentes das características de carregamento e de geração dos alimentadores X1 e Y3, visto que o primeiro apresenta um menor carregamento e uma maior quantidade de unidades de microgeração quando comparado com o segundo, que possui maior carregamento e menor quantidade de unidades de microgeração. Isto é percebido pelo nível de penetração do X1 ser maior do que o do Y3.

Já o alimentador X2 apresentou uma redução total de apenas 0,29%, o que pode ser decorrente do seu baixo nível de penetração em função da geração instalada total ser muito pequena quando comparada a sua demanda total nos patamares de maior carga (manhã e tarde).

Em relação aos níveis de tensão, no qual foi simulado no lado de média tensão dos transformadores trifásicos em que cada escola está conectada através do barramento de baixa tensão, percebeu-se que o impacto foi praticamente nulo. A Tabela II explicita os resultados das simulações dos níveis médios de tensão em pu com relação à tensão nominal fase-neutro do 34,5kV que corresponde à aproximadamente 19,91kV, considerando todos os patamares do dia em cada escola.

TABELA II. NÍVEIS DE TENSÃO NOS PATAMARES DO DIA DAS ESCOLAS.

	Madrugada		Manhã		Tarde		Noite	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
A	1,025	1,025	1,027	1,028	1,032	1,032	1,022	1,022
B	1,026	1,026	1,028	1,028	1,033	1,033	1,022	1,022
C	1,025	1,025	1,027	1,028	1,032	1,032	1,022	1,022
D	1,019	1,019	1,013	1,013	1,013	1,013	1,016	1,016
E	0,992	0,992	0,994	0,994	0,990	0,990	0,987	0,987
F	0,991	0,991	0,992	0,993	0,988	0,988	0,985	0,985

É possível verificar, a partir da tabela, que houve um aumento de 0,01 pu no patamar da manhã no barramento de média tensão do transformador que conectam as escolas A, C

e F. Como o impacto no lado de média tensão do transformador é ínfimo, conclui-se que nos demais pontos do alimentador, o impacto nos níveis de tensão seria muito pequeno também.

Para verificar um maior impacto da microgeração no alimentador com perfil diurno, um cenário hipotético foi criado e novas simulações foram realizadas, seguindo a mesma linha de raciocínio dos cenários reais. Fig. 9 mostra a representação do alimentador X2 para o cenário hipotético.

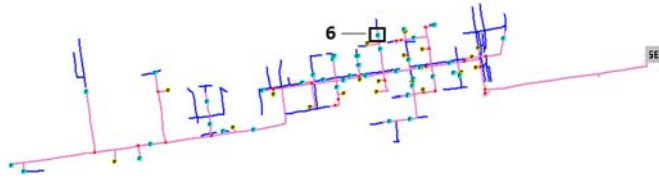


Fig.9. Representação do alimentador X2 no cenário hipotético.

Para este novo cenário, o alimentador X2 foi reduzido em extensão e em número de consumidores, resultando em uma demanda três vezes menor comparado com seu valor original. Foi considerado para este cenário que haveriam três instituições públicas alocadas a um mesmo transformador de média tensão, sendo contempladas com a geração fotovoltaica de 60 kWp de potência instalada cada. Fig. 10 evidencia os resultados da redução das perdas técnicas após a conexão da GD neste sistema, em relação às perdas totais do alimentador, considerando as mesmas características da curva de irradiância do dia 22 de Outubro.

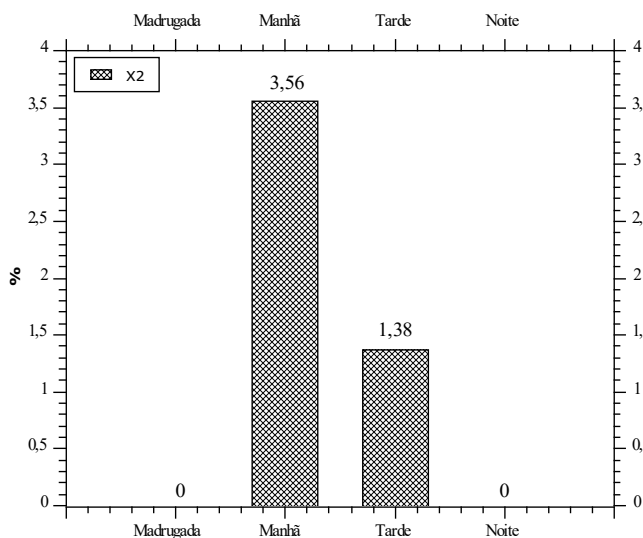


Fig. 10. Percentual de redução das perdas técnicas, após a inserção da GD, para cada patamar do dia para o cenário hipotético.

Foi calculado o valor do NP para o cenário hipotético e o resultado foi de 7,96%. Caso este cenário fosse real, o impacto total na redução das perdas aumentaria de 0,29% para 4,94%. Foi também simulado o nível de tensão no lado de média tensão do transformador para todos os patamares do dia, porém, mesmo com a criação do novo cenário, o sistema sofreu uma alteração inexpressiva nas tensões dada após conexão da GD.

B. Impacto das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) na Microgeração Distribuída

Em julho de 2016, foi instalado um analisador de qualidade de energia na linha de transmissão de 138kV localizada entre as subestações que atendem aos alimentadores citados neste estudo de caso. Foram realizadas simulações a fim de verificar o impacto das VTCDs nos barramentos de 34,5kV dessas subestações, cujos eventos também seriam percebidos pelas unidades de microgeração conectadas na baixa tensão. Para verificar o valor de tensão nos barramentos de 34,5kV, foi considerado o valor pré eventos de VTCDs do TAP dos transformadores das subestações. No oeste da Bahia, é verificada uma maior quantidade de eventos de VTCDs nos meses que normalmente compõem o período seco (junho a novembro), com maior intensificação nos meses de setembro e outubro, devido ao fato da maior incidência de descargas atmosféricas e queimadas nessa época do ano.

No âmbito das VTCDs, pelo PRODIST, elevação de tensão é definida para valores superiores a 110% da tensão nominal, afundamento de tensão é definido para valores inferiores a 90% e superiores a 10% da tensão nominal e interrupção de tensão é definida para valores inferiores a 10% da tensão nominal. Todos esses eventos são definidos pelo PRODIST para duração de até 3 minutos [15].

Neste contexto é importante destacar com relação aos inversores fotovoltaicos que os mesmos estariam configurados de acordo com a NBR16149 [11], operando com o fator de potência unitário e função de proteção *Fault Ride Through*, no qual possibilita que o inversor consiga operar normalmente para uma faixa de tensão e duração específica, tolerando uma faixa de eventos de VTCDs. De acordo com os parâmetros abordados na Tabela III, a região 1 corresponde a área sujeita a desligamentos ou mal funcionamento do inversor, a 2 representa a operação normal do inversor e a 3 é aquela sujeita à queima do equipamento ou desligamentos por elevação na tensão.

TABELA III. CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Região	Tensão no ponto comum de conexão (%)	Tempo máximo de desligamento
1	$V < 80\%$	0,4 s
2	$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
3	$V > 110\%$	0,2 s

Foram registrados pelo analisador de qualidade de energia 214 eventos nos meses de setembro e outubro e o resultado das simulações nas barras de 34,5kV das subestações são exibidas nas Fig. 11 e 12.

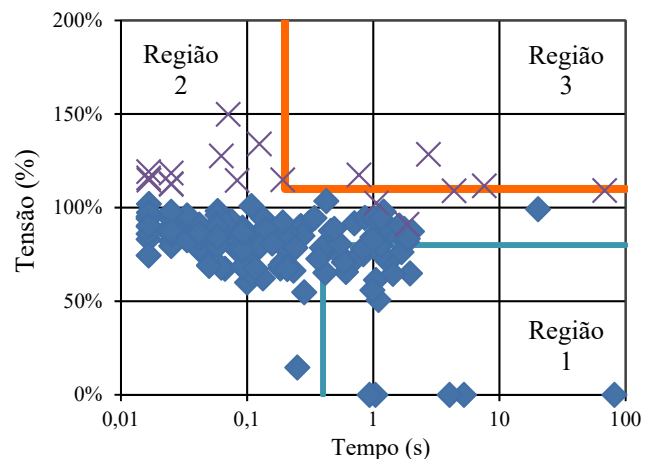


Fig. 11. Simulação do comportamento do inversor em relação aos eventos de VTCDs simulados na barra de 34,5kV da subestação Y.

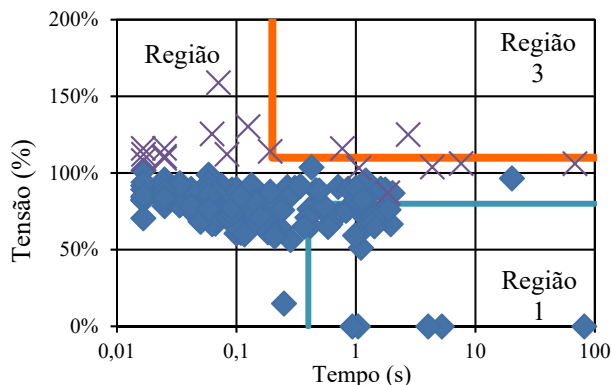


Fig. 12. Simulação do comportamento do inversor em relação aos eventos de VTCDs simulados na barra de 34,5kV da subestação X.

É possível constatar que dentre os 214 eventos analisados para a subestação Y, 23 estariam na região 1, 188 na região 2 e 3 na 3, correspondendo a 10,75%, 87,85% e 1,40% do total, respectivamente. Já para os mesmos 214 eventos, agora analisados para a subestação X, foram observados 28 dos eventos de VTCDs na região 1, 184 na região 2 e 2 na região 3, correspondendo a 13,08%, 85,98% e 0,94% do total, respectivamente.

IV. CONCLUSÃO

Este estudo de caso teve por objetivo apresentar uma avaliação técnica da inserção de unidades de microgeração fotovoltaica, que poderão ser instaladas em escolas públicas, conectados nos sistemas de distribuição de média tensão através de transformadores que interligam as redes de média tensão à baixa tensão, visando verificar os impactos da GD em relação às perdas técnicas e aos níveis de tensão no sistema de média tensão.

Nas simulações realizadas para verificação dos impactos da GD nos alimentadores aos quais as escolas estão conectadas, foi observada uma pequena expressão no valor de redução das perdas técnicas e um resultado praticamente nulo com relação à variação das tensões em todos os patamares do dia. Conclui-se que, a conexão de um montante pequeno de geração em sistemas muito carregados faz com que a microgeração fotovoltaica não seja expressiva, avaliando-se da ótica da concessionária. Mesmo adotando um cenário hipotético com uma redução da demanda e ampliação da geração, foi visto que o impacto ainda é muito pequeno em relação à redução das perdas técnicas e melhoria dos níveis de tensão nos alimentadores de média tensão.

Com relação ao impacto das VTCDs na microgeração fotovoltaica, foi visto que os eventos de elevação, afundamento e interrupção de tensão que ocorreram nos meses de setembro e outubro, em sua maioria, não afetariam o funcionamento adequado dos inversores fotovoltaicos. Porém, considerando os resultados encontrados para a região sujeita a mau funcionamento e desligamentos e para a região também sujeita a desligamentos e queima de equipamentos, os percentuais apresentados nessas regiões, para as barras de média tensão das duas subestações, são muito significativos, considerando o período de apenas dois meses. Os percentuais das regiões 1 e 3 já causariam um risco considerável ao equipamento a ser instalado.

Como os projetos de eficiência energética visam um consumo mais eficiente da energia elétrica, principalmente para o consumidor, conclui-se que esse projeto de inserção de microgeração em órgão públicos, para este sistema de distribuição do Oeste da Bahia, poderia trazer transtornos ao consumidor, que poderia ter problemas de desligamentos, mau funcionamento ou até queima do seu inversor fotovoltaico por sobretensão, caso ocorresse alguma falha na atuação do seu sistema de proteção.

Para contornar estes problemas com relação às VTCDs do sistema elétrico, haveria a alternativa de acoplar entre a conexão do inversor com a rede elétrica um sistema UPS ou um sistema com Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR), o que envolveria um custo adicional ao sistema e ao projeto técnico. Estas alternativas técnicas para reestabelecimento da tensão da rede elétrica ainda não estão sendo amplamente utilizadas nem por consumidores industriais, que também são sensibilizados pelos eventos de VTCDs, nem por unidades de microgeração [16].

V. REFERÊNCIAS

- [1] D. P. Bernardon, "Novos Métodos para Reconfiguração das Redes de Distribuição a partir de Algoritmos de Tomadas de Decisão Multicriteriais", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, 2007.
- [2] A. C. M. de Araujo, "Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil", Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- [3] Z. W. Khan, S. Khan, "Analyzing the Impacts of Distributed Generation on Power Losses and Voltage Profile", IEEE International Conference on Emerging Technologies (ICET), 2015.
- [4] H. D. Mathur, "Enhancement of Power System Quality using Distributed Generation", IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2010.
- [5] T. Sikorski, "Power Quality in Low-Voltage Distribution Network with Distributed Generation", International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation (ISNCC), 2015.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 687. Brasília, 2015. p.1-8
- [7] M. G. Lopes, T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade, W. Freitas, "Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Intermitência de Geração de Sistemas Fotovoltaicos na Qualidade da Tensão", Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE), 2015.
- [8] S. V. S. Kumary, V. A. A. M. Than Oo, G. M. Shafiullah, A. Stojcevski, "Modelling and Power quality analysis of a Grid-connected Solar PV System", Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2014.
- [9] N. Srisaen, A. Sangswang, "Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System", IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems (APCCAS), 2006.
- [10] M. E.-A. Ibrahim, M. S. Ali, "Impact of PV System on Distribution Networks", IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East (ISGT Middle East), 2011.
- [11] Agência Brasileira de Normas Técnicas. Sistemas fotovoltaicos (FV) – "Características da interface de conexão com a rede de distribuição". NBR 16149. 2013. p. 4.
- [12] "Grande Potencial do Recurso Solar na Bahia frente ao cenário nacional." CEBEM. Disponível em: <<http://cbem.com.br/potencial-solar-bahia/>>. Acessado em 10 de Outubro de 2016.
- [13] "SONDA-INPE". Disponível em: <www.sonda.ccst.inpe>. Acessado em 22 de Maio de 2016.
- [14] M. Carlene, B. Daniele, V. Mariana, C. Priscila, "Análise da Conexão de uma Minigeração Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição com Pico de Carga Diurno: Uma Abordagem do Ponto de Vista da Concessionária", Monografia de Especialização, Universidade Jorge Amado, 2016.
- [15] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 - QEE, 2016. p.29.
- [16] S. Ahn, J. A. Jardini, M. Masuda, F.A.T. Silva, S. Copeliovitch, L. Matakas Jr., W. Komatsu, M. Galassi, F.O. Martinz, J. Camargo, E.R. Zanetti, "Mini-DVR – Dynamic Voltage Restorer with functions of Reactive Compensation and Active Harmonic Filter", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 2004.