

ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA E DO FATOR DE POTÊNCIA NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DE UM CAMPUS UNIVERSITÁRIO COM A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Caio Ribeiro Vieira – caioribeiro@ensole.com.br
Raimundo Furtado Sampaio – rfurtado@dee.ufc.br
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica
Ruth Pastôra Saraiva Leão – rleao@dee.ufc.br
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica
Siomara Durand Costa Ribeiro – siomara.ribeiro@enel.com
Enel Distribuição Ceará, Departamento de Planejamento
Eudes Barbosa de Medeiros – eudes.medeiros@enel.com
Enel Distribuição Ceará, Departamento de Operação em Tempo Real
Karlos Daniel Menezes e Silva – danielmenezes@ensole.com.br
ENSOLE SOLUÇÕES EM ENERGIA, Departamento Técnico
Filipe Ribeiro Parente Garcia – filipegarcia@ensole.com.br
ENSOLE SOLUÇÕES EM ENERGIA, Departamento Técnico

Resumo. Nos últimos anos, a geração distribuída (GD) tem apresentado um crescimento significativo em relação a sua participação na capacidade instalada da matriz elétrica brasileira. Inúmeras são as vantagens da sua aplicação, como o atendimento mais rápido ao crescimento da demanda de energia elétrica. Nesse contexto, a geração solar fotovoltaica (geração PV) ganha destaque por causa da sua maior facilidade de instalação e mais simples operação e manutenção, além dos incentivos proporcionados aos consumidores. Dessa forma, faz-se necessário avaliar os impactos da geração distribuída nos sistemas de transmissão e distribuição de energia, especialmente para o caso da geração solar fotovoltaica, a qual apresenta variações na potência gerada ao longo do dia. Este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados dos impactos da expansão da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC), considerando análises de carregamento, perdas, variação de tensão e fator de potência (FP) através do software ANAREDE, para variações de geração e de demanda em um dia útil da semana sob demanda máxima de carga e em um domingo sob baixa demanda. Os resultados obtidos mostraram que os impactos foram significativos com redução no FP e variação ínfima da tensão. Para a condição em que a geração foi maior do que a carga, o fluxo de potência reverso causou um aumento apreciável no carregamento dos alimentadores e uma elevação das perdas técnicas, enquanto que, para a condição em que a geração foi menor do que a carga, houve uma diminuição no carregamento dos alimentadores e nas perdas técnicas.

Palavras-chave: Fluxo de Potência, Fator de Potência, Anarede

1. INTRODUÇÃO

As características variáveis da geração solar fotovoltaica podem causar impactos na rede elétrica, o que tem sido objeto de investigação de diversos estudos, como pode ser observado em Begovic *et al.* (2001) e Bejmert e Sidhu (2012). Nos últimos anos, a rede elétrica em média tensão do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará tem sido modernizada, evoluindo de um suprimento em 13,8 kV para uma alimentação através de subestação distribuidora em 69-13,8 kV composta de dois transformadores de potência de 5/6,25 MVA cada e três alimentadores de distribuição com topologia radial com recurso.

A fim de alinhar-se às últimas tendências de instalação de geração distribuída usando recursos renováveis de energia em campus universitários, este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados de estudos sobre a conexão de geração distribuída solar fotovoltaica (GD-PV) no sistema elétrico de distribuição do Campus do Pici da UFC. Foram investigados a inserção de GD-PV no barramento de 13,8 kV da subestação e nos alimentadores de distribuição em média tensão, para diferentes níveis de potência instalada e carga. No estudo, são analisados também os impactos das GD-PV na rede elétrica da concessionária de energia elétrica, Enel Distribuição Ceará.

2. ANÁLISE DA REDE ELÉTRICA COM GD-PV

Na Fig. 1, é apresentada a subestação e a rede de distribuição do Campus do Pici da UFC suprida por uma derivação da linha de transmissão 02L9 que interliga as subestações Pici (PCI) e Maguary (MGY) pertencentes à concessionária Enel Distribuição Ceará. A rede de simulação inclui a análise dos impactos das GD-PV na rede Pici bem como na rede da Enel com as subestações Presidente Kenedy (PSK), PCI e MGY.

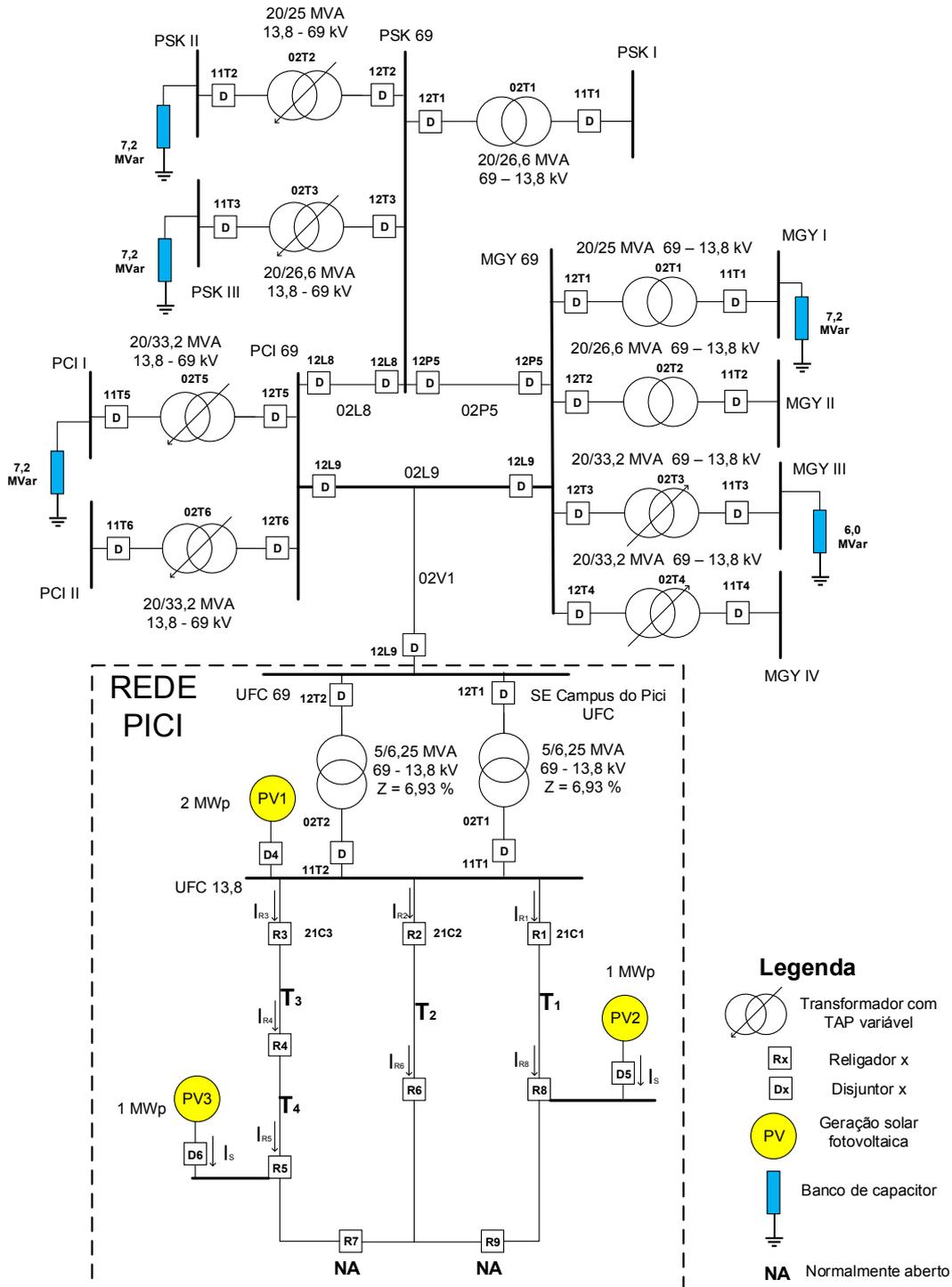


Figura 1 - Diagrama unifilar da rede elétrica adotada para as simulações.

3. METODOLOGIA

Foram simulados quatro cenários no ANAREDE, com potência total das três GD-PV como mostrados na Tab. 1. O fator de potência das GD-PV no cenário 4 é variável e nos demais cenários, unitário. O critério de escolha desses

cenários é a avaliação de valores próximos e muito discrepantes de geração e demanda da carga, configurando-se como condições de extrema importância para a operação do sistema.

Tabela 1 - Cenários de simulação no ANAREDE.

Cenários	Demanda da carga (MW)	GD-PV	Horário
		(MW)	
1	4,18	3,46	Dia útil às 15h
2	0,80	3,87	Domingo às 10h
3	0,80	11,6	Domingo às 10h
4	4,18	4,0	Dia útil às 15h

4. ANÁLISES E RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

4.1 Cenário 1

Um transformador da SE Campus do Pici não é utilizado (reserva). A demanda da carga é um pouco maior do que a geração: a demanda da carga (4,18 MW) é maior aproximadamente 21 % em relação à geração (3,46 MW). O dia e o horário foram escolhidos devido à proximidade de valores entre a geração e a carga para a energia ativa. É importante destacar que em torno das 15h de dia útil, a geração e a demanda da carga experimentam um dos seus maiores valores no dia.

São também definidas duas áreas no ANAREDE: a área 1 corresponde ao sistema da distribuidora e a área 2 corresponde ao subsistema do campus desde a barra de 69 kV da SE Campus do Pici até a barra do último religador dos alimentadores. Essa distinção é feita para que seja identificado o intercâmbio de energia entre essas duas áreas, além de modularizar a rede elétrica com a finalidade de realizar análises mais específicas em cada área (CEPEL, 2015).

A Tab. 2 mostra o relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2, sem a presença da geração PV. A “geração” da área 1 está relacionada com a barra de referência, que mostra o quanto de energias ativa e reativa deve ser fornecido ao sistema, na barra de referência (PCI-69), para que ele opere de acordo com as características apresentadas.

Tabela 2 - Relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2 para a condição de carga em um dia útil às 15h sem a geração PV.

Área	Geração (MW/Mvar)	Carga (MW/Mvar)	Exportação (MW/Mvar)	Importação (MW/Mvar)
1	147,9	142,9	4,2	0,0
	60,2	70,7	1,6	0,0
2	0,0	4,2	0,0	4,2
	0,0	1,4	0,0	1,6
Total	147,9	147,1	4,2	4,2
	60,2	72,0	1,6	1,6

De acordo com a Tab. 2, pode-se depreender que o fator de potência da instalação elétrica do campus está em torno de 0,93 indutivo (o limite mínimo é 0,92 indutivo) a partir da importação de 4,2 MW e 1,6 MVar da distribuidora de energia elétrica para o caso sem a geração PV. Já a Tab. 3 mostra o relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2, considerando a geração PV.

Tabela 3 - Relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2 para a condição de carga em um dia útil às 15h com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Área	Geração (MW/Mvar)	Carga (MW/Mvar)	Exportação (MW/Mvar)	Importação (MW/Mvar)
1	144,5	142,9	0,7	0,0
	60,0	70,7	1,4	0,0
2	3,5	4,2	0,0	0,7
	0,0	1,4	0,0	1,4
Total	147,9	147,1	0,7	0,7
	60,0	72,0	1,4	1,4

De acordo com a Tab. 3, pode-se inferir que o fator de potência da instalação elétrica do campus está em torno de 0,45 a partir da importação de 0,7 MW e 1,4 MVar da distribuidora de energia elétrica para o caso com a geração PV, o que poderá ser interpretado pela concessionária como um excedente de reativos, o que implicaria na cobrança desse “excedente”. A geração PV já supre a maioria da energia ativa necessária para as instalações elétricas do campus, fazendo com que a importação de energia ativa da concessionária de distribuição diminua, reduzindo-se assim o FP (Pinto, Zilles e Bet, 2012).

Há também uma pequena redução no total das perdas técnicas, variando de 16,0 MVar para 15,8 MVar. Isso acontece porque, com a geração PV suprimindo boa parte das cargas locais, o fluxo de potência desde o sistema da concessionária de energia até o campus diminui. A Tab. 4 mostra a tensão nas barras do campus em dia útil às 15h sem e com a geração PV. Com a existência de GD alimentando cargas próximas, o fluxo de potência oriundo da subestação diminuirá, reduzindo, conseqüentemente, as perdas totais do sistema (Paludo, 2014).

Tabela 4 - Tensão nas barras do campus em dia útil às 15h sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Barra	Sem geração PV Tensão (kV)	Com geração PV Tensão (kV)
UFC 69	68,9	68,9
UFC 13,8	13,5	13,5
R1	13,5	13,5
R2	13,5	13,5
R3	13,5	13,5
R4	13,4	13,5
R5	13,4	13,5
R6	13,5	13,5
R7	13,4	13,5
R8	13,5	13,5
R9	13,5	13,5

Pode-se inferir que a tensão aumentou apenas nas barras dos religadores R4, R5 e R7, estando ainda dentro dos limites aceitáveis para a tensão de distribuição de 13,8 kV (12,83 kV – 14,49 kV) (ANEEL, 2016). Com a inserção da geração PV, a tensão aumenta nas suas proximidades devido à contribuição das GD-PV para o fluxo de potência.

Na Fig. 2, é mostrado o gráfico de comparação do carregamento de trechos dos alimentadores com e sem a geração PV. De acordo com esse gráfico, é possível ver que a porcentagem do carregamento dos alimentadores diminuiu para três trechos (T1, T3 e T4) e permaneceu a mesma para o T2, trecho que pertence ao alimentador 01C2, e que não possui geração PV. A maior redução foi para T3 (65,8 %). Essas reduções são explicadas pelo fato de as gerações estarem conectadas muito próximas a esses trechos, evitando um fluxo de potência maior desde a subestação para suprir as cargas no final do alimentador. É importante destacar que nos trechos T1 e T4 houve um fluxo de potência reverso, não havendo o mesmo para o transformador da SE Campus do Pici, pois toda a geração PV é consumida no próprio campus. Esse fluxo reverso de potência pode variar no tempo em função, por exemplo, de nuvens que sobrevoam os módulos fotovoltaicos (Palmintier *et al.*, 2016)

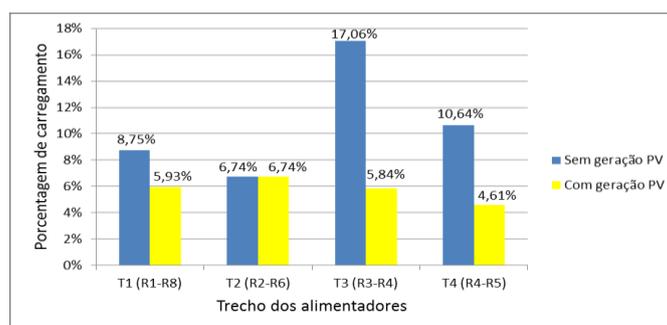


Figura 2 - Carregamento dos trechos dos alimentadores em dia útil às 15h sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

4.2 Cenário 2

Um transformador da SE Campus do Pici não é utilizado (reserva). Para esta simulação, o fator de potência das três GD-PV é considerado unitário, existindo apenas a produção de energia ativa. A geração é muito maior do que a demanda da carga: a geração (3,87 MW) é maior aproximadamente 382 % em relação à demanda da carga (0,80 MW). O dia e o horário foram escolhidos devido à discrepância de valores entre a geração e a carga para a energia ativa, configurando-se como uma condição de extrema importância para a operação do sistema. É importante destacar que em torno das 10h do domingo, a demanda da carga experimenta um dos seus menores valores, enquanto a geração experimenta o seu valor máximo.

A Tab. 5 mostra o relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2, sem a presença da geração PV.

Tabela 5 - Relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2 para a condição de carga em um domingo às 10h sem a geração PV.

Área	Geração (MW/Mvar)	Carga (MW/Mvar)	Exportação (MW/Mvar)	Importação (MW/Mvar)
1	74,6	73,6	0,8	0,0
	21,5	45,5	0,2	0,0
2	0,0	0,8	0,0	0,8
	0,0	0,2	0,0	0,2
Total	74,6	74,4	0,8	0,8
	21,5	45,7	0,2	0,2

De acordo com a Tab. 5, pode-se concluir que o fator de potência da instalação elétrica do campus está em torno de 0,97 a partir da importação de 0,8 MW e 0,2 MVar da distribuidora de energia elétrica para o caso sem a geração PV.

Já a Tab. 6 mostra o relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2, considerando a geração PV.

Tabela 6 - Relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2 para a condição de carga em um domingo às 10h com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Área	Geração (MW/Mvar)	Carga (MW/Mvar)	Exportação (MW/Mvar)	Importação (MW/Mvar)
1	70,7	73,6	0,0	3,1
	21,6	45,5	0,3	0,0
2	3,9	0,8	3,1	0,0
	0,0	0,2	0,0	0,3
Total	74,6	74,4	3,1	3,1
	21,6	45,7	0,3	0,3

De acordo com a Tab. 6, pode-se depreender que o fator de potência da instalação elétrica do campus está em torno de 0,0 a partir da importação de 0,0 MW e 0,3 MVar da distribuidora de energia elétrica para o caso com a geração PV, o que poderá ser interpretado pela concessionária como um excedente de reativos, o que implicaria na cobrança desse “excedente”. A geração PV já supre toda a energia ativa necessária para as instalações elétricas do campus, fazendo com que não exista a importação de energia ativa da concessionária de distribuição.

Há também um pequeno aumento no total das perdas técnicas, variando de 4,2 MVar para 4,4 MVar. Em comparação com a condição de geração PV em dia útil às 15h, em que as perdas técnicas diminuem com a inserção da geração PV, quando a geração é maior do que a carga, o considerável fluxo de potência reverso é responsável pelo aumento das perdas técnicas, porque este existe desde a geração PV até o sistema elétrico da distribuidora.

A Tab. 7 mostra a tensão nas barras do campus em um domingo às 10h sem e com a geração PV.

Tabela 7 - Tensão nas barras do campus em um domingo às 10h sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Barra	Sem geração PV Tensão (kV)	Com geração PV Tensão (kV)
UFC 69	69,0	69,0
UFC 13,8	13,8	13,7
R1	13,8	13,7
R2	13,8	13,7
R3	13,8	13,7
R4	13,7	13,8
R5	13,7	13,8
R6	13,8	13,7
R7	13,7	13,8
R8	13,8	13,8
R9	13,8	13,7

Observando-se a Tab. 7, pode-se inferir que as tensões sofreram alterações ínfimas e que elas ainda estão dentro dos limites aceitáveis para a tensão de distribuição de 13,8 kV (12,83 kV – 14,49 kV). Com a inserção da geração PV, a tensão diminuiu nas proximidades da GD-PV 1 e aumentou nas proximidades da GD-PV 3 devido ao fluxo de potência oriundo das usinas fotovoltaicas.

Na Fig. 3, é possível ver que a porcentagem do carregamento dos alimentadores aumentou consideravelmente para três trechos (T1, T3 e T4) e permaneceu a mesma para T2. O maior aumento foi para T1 (731 %). Essas elevações no carregamento dos alimentadores são explicadas pelo fato de as usinas fotovoltaicas estarem conectadas muito próximas a esses trechos e por grande parte da geração PV alimentar a rede da distribuidora através do fluxo de potência reverso devido à grande discrepância entre geração e carga no campus, existindo um fluxo de potência apreciável desde a geração PV até o sistema elétrico da distribuidora. É importante destacar que os trechos T1, T3 e T4 apresentam fluxo de potência reverso, diferente do trecho T2 cujo alimentador não possui geração PV. Além disso, houve um carregamento de 61,4 % do transformador da SE Campus do Pici em um fluxo de potência reverso.

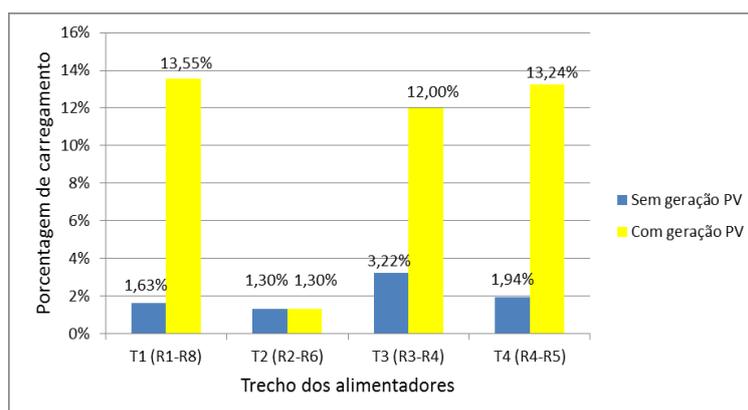


Figura 3 - Carregamento dos trechos dos alimentadores em um domingo às 10h sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

4.3 Cenário 3

Um caso interessante de simulação é quando a geração é extremamente maior do que a carga do campus, existindo um enorme fluxo de potência reverso. Isso seria possível com a contratação de uma demanda maior para o campus permitindo uma potência instalada maior para a geração PV.

Nesse sentido, é adotada uma demanda contratada de 12,0 MW, permitindo uma potência instalada de geração de 12,0 MW, triplicando o valor com o qual foi trabalhado anteriormente. Assim, são inseridas três GD-PV totalizando uma potência nominal de 12 MW, sendo três de 4 MW, conectadas nos mesmos barramentos das simulações anteriores.

A geração é extremamente maior do que a demanda da carga: a geração (11,6 MW) é maior aproximadamente 1345 % em relação à demanda da carga (0,80 MW). O dia e o horário foram escolhidos devido à enorme discrepância de valores entre a geração e a carga para a energia ativa. Além disso, por causa dessa grande discrepância, **é considerada a atuação dos dois transformadores de 5/6,25 MVA da SE Campus do Pici e não apenas de um, como estava sendo feito nas simulações anteriores.**

A Tab. 8 mostra o relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2, considerando a geração PV.

Tabela 8 - Relatório do ANAREDE com a geração, a carga e o intercâmbio de energia das áreas 1 e 2 para a condição de carga em um domingo às 10h com a geração PV com potência instalada de 12 MW.

Área	Geração (MW/Mvar)	Carga (MW/Mvar)	Exportação (MW/Mvar)	Importação (MW/Mvar)
1	63,0	73,6	0,0	10,7
	22,4	45,5	1,1	0,0
2	11,6	0,8	10,7	0,0
	0,0	0,2	0,0	1,1
Total	74,7	74,4	10,7	10,7
	22,4	45,7	1,1	1,1

De acordo com a Tab. 8, pode-se concluir que o fator de potência da instalação elétrica do campus está em torno de 0,0 a partir da importação de 0,0 MW e 1,1 MVar da empresa distribuidora de energia elétrica para o caso com a geração PV, o que poderá ser interpretado pela concessionária como um caso de excedente de reativos. A geração PV já supre toda a energia ativa necessária para as instalações elétricas do campus, fazendo com que não exista a importação de energia ativa da concessionária de distribuição.

Além disso, o fator de potência no ponto de entrega para o fornecimento de energia pela concessionária de transmissão para o sistema elétrico da empresa distribuidora de energia elétrica está em torno de 0,94 indutivo (o limite mínimo é 0,95 indutivo) a partir da importação de 63 MW e 22,4 MVar da empresa de transmissão, o que poderá ser interpretado pela empresa de transmissão de energia como um caso de excedente de reativos, o que implicaria na cobrança desse “excedente”. Dessa forma, quanto maior for a penetração da GD no sistema elétrico, menos energia ativa será importada da rede da empresa de transmissão, enquanto que a importação de energia reativa sofrerá pequenas alterações, reduzindo-se, conseqüentemente, esse fator de potência. Esse problema já está sendo constatado na concessionária de distribuição de energia elétrica Enel Distribuição Ceará, e estudos e análises estão sendo feitos para a eliminação ou mitigação desses problemas.

O aumento no total das perdas técnicas é maior para este caso em comparação com o caso da geração PV com potência instalada de 4 MW para um domingo às 10h, variando de 4,2 MVar para 5,1 MVar e de 0,2 MW para 0,3 MW. Isso acontece devido ao maior fluxo de potência reverso na rede de distribuição elétrica do campus e em parte do sistema elétrico da concessionária de distribuição.

A Tab. 9 mostra a tensão nas barras do campus em um domingo às 10h sem e com a geração PV.

Tabela 9 - Tensão nas barras do campus em um domingo às 10h sem e com a geração PV com potência instalada de 12 MW.

Barra	Sem geração PV Tensão (kV)	Com geração PV Tensão (kV)
UFC 69	69,0	69,0
UFC 13,8	13,8	13,7
R1	13,8	13,7
R2	13,8	13,7
R3	13,8	13,7
R4	13,7	13,9
R5	13,7	13,9
R6	13,8	13,7
R7	13,7	13,9

Barra	Sem geração PV Tensão (kV)	Com geração PV Tensão (kV)
R8	13,8	13,9
R9	13,8	13,7

Observando-se a Tab. 9, pode-se inferir que as tensões sofreram alterações ínfimas e que elas ainda estão dentro dos limites aceitáveis para a tensão de distribuição de 13,8 kV (12,83 kV – 14,49 kV). Com a inserção da geração PV, a tensão diminuiu nas proximidades da GD-PV 1 e aumentou nas proximidades da GD-PV 2 e da GD-PV 3 devido ao fluxo de potência oriundo das usinas fotovoltaicas.

A Fig. 4 mostra o carregamento dos alimentadores em um domingo às 10h com a geração PV.

Analisando-se as Fig. 3 e 4, é possível ver que a porcentagem do carregamento dos trechos dos alimentadores aumentou consideravelmente para três trechos (T1, T3 e T4) com a inserção da geração PV e permaneceu a mesma para o T2 nos três casos (sem geração PV, geração PV com potência instalada de 4 MW e geração PV com potência instalada de 12 MW). Assim, é possível concluir que quanto mais distribuída for a penetração da geração PV no sistema, mais distribuído será o aumento do carregamento nos alimentadores. Essas elevações no carregamento dos alimentadores são explicadas pelo fato de as gerações fotovoltaicas estarem conectadas muito próximas a esses trechos e por grande parte da geração PV alimentar a rede da distribuidora através do fluxo de potência reverso devido à grande discrepância entre geração e carga no campus, existindo um fluxo de potência apreciável desde a geração PV até o sistema elétrico da distribuidora. É importante destacar que os trechos T1, T3 e T4 apresentam fluxo de potência reverso, diferente do trecho T2, como também foi verificado para o caso da geração PV com potência instalada de 4 MW. Além disso, houve um carregamento de **107,1 %** para os dois transformadores da SE Campus do Pici em um fluxo de potência reverso, obrigando-os a operarem na capacidade de emergência. O fluxo de potência reverso não alterou a tensão nas barras do sistema da distribuidora.

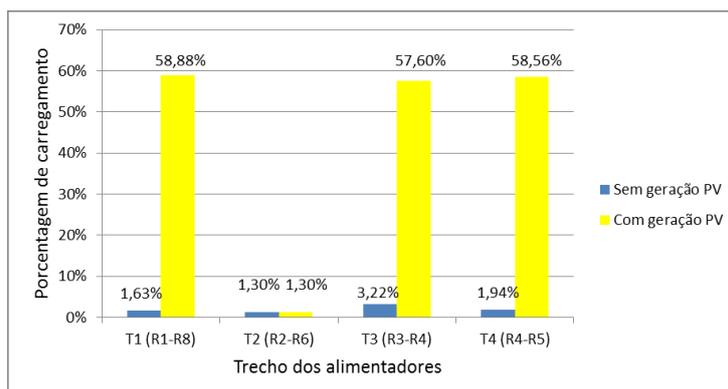


Figura 4 - Carregamento dos trechos dos alimentadores em um domingo às 10h sem e com a geração PV com potência instalada de 12 MW.

4.4 Cenário 4

Um transformador da SE Campus do Pici não é utilizado (reserva). No cenário 4, o fator de potência do sistema fotovoltaico é variável: 0,92 capacitivo e 0,92 indutivo. Isso é obtido através da alteração no FP do inversor fotovoltaico. Assim, a intenção principal desse cenário é analisar a influência do FP nas tensões e nas perdas técnicas do sistema elétrico, dando subsídio teórico em relação ao controle dessas duas grandezas a partir dos inversores da geração PV. Esse controle a partir dos inversores fotovoltaicos poderá ser necessário em um cenário com alta penetração de geração distribuída. É importante destacar que um sistema fotovoltaico com FP abaixo do unitário apresentará uma redução na sua atratividade financeira.

Para tanto, é utilizada como carga a condição já analisada em dia útil às 15h, porém sem considerar a potência de geração no tempo, sendo apenas inserida a potência nominal de cada minigeração para a potência total instalada de 4MW: uma GD-PV de 2 MW e duas de 1 MW com as mesmas configurações adotadas nas simulações anteriores. O pico de demanda da carga foi escolhido por representar uma condição de alta demanda de energia reativa indutiva, a qual poderia ser fornecida pelos próprios inversores dos sistemas PV.

A Tab. 10 mostra as tensões nas barras do campus em um dia útil às 15h para as três minigerações com FP unitário e igual a 0,92 indutivo e a 0,92 capacitivo.

Tabela 10 - Tensão nas barras do campus em um dia útil às 15h com a geração PV com potência instalada de 4 MW e FP unitário e igual a 0,92i e a 0,92c.

Barra	GD-PV com FP=1 Tensão (kV)	GD-PV com FP=0,92i Tensão (kV)	GD-PV com FP=0,92c Tensão (kV)
UFC 69	68,9	68,9	68,9
UFC 13,8	13,5	13,2	13,8
R1	13,5	13,2	13,8
R2	13,5	13,2	13,8
R3	13,5	13,2	13,8
R4	13,5	13,2	13,8
R5	13,5	13,2	13,8
R6	13,5	13,2	13,8
R7	13,5	13,2	13,8
R8	13,5	13,2	13,9
R9	13,5	13,2	13,8

Percebe-se que com a absorção de potência reativa pelos inversores, a tensão no barramento diminui. Isso pode ser feito para situações em que a tensão no barramento estiver próxima de extrapolar o limite superior de tensão. Já para a entrega de potência reativa pelos inversores, a tensão no barramento aumenta. Isso pode ser feito para situações em que a tensão no barramento estiver próxima de extrapolar o limite inferior de tensão.

Em relação às perdas técnicas, comparando-se o caso em que FP é unitário com o caso em que o FP é 0,92i, nota-se a elevação das perdas técnicas devido ao fluxo de potência reativa ter aumentado com o consumo de potência reativa pelo sistema fotovoltaico, variando de 15,8 MVar para 15,9 MVar. Ademais, comparando-se os casos de FP unitário e FP capacitivo, nota-se uma leve diminuição das perdas técnicas devido ao fluxo de potência reativa ter diminuído com a geração de energia reativa pelo próprio sistema fotovoltaico, variando de 15,8 MVar para 15,7 MVar.

5. DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos mostraram que os impactos foram significativos com redução no fator de potência (inclusive o FP na fronteira da distribuidora com a transmissora). Essa redução no FP era esperada conforme pode ser observado em (Pinto, Zilles e Bet, 2012), pois, com a introdução da GD, há uma diminuição na demanda de energia ativa e pequenas variações na demanda de energia reativa da carga em certos horários. A redução do FP deve ser analisada e reavaliada técnica e financeiramente para que a cobrança ou não de excedente reativo seja feita com base em novas definições, considerando-se a presença de GD.

Houve também uma variação ínfima da tensão, que era esperada devido aos níveis de fluxo de potência do sistema elétrico simulado.

Em relação aos três primeiros cenários de simulação no ANAREDE, para a condição em que a geração foi maior do que a carga, o fluxo de potência reverso causou um aumento apreciável no carregamento dos alimentadores e uma elevação das perdas técnicas, enquanto que, para a condição em que a geração foi menor do que a carga, houve uma diminuição no carregamento dos alimentadores e nas perdas técnicas. Isso mostra que a inserção da geração distribuída nem sempre diminui as perdas no sistema elétrico, não contribuindo, portanto, para a eficiência energética. Cada caso deve ser analisado, principalmente com a penetração massiva de GD.

Agradecimentos

Agradecemos o apoio técnico da Universidade Federal do Ceará e da Enel Distribuição Ceará.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2016. PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 7, Brasília.
- Bejmert, D., Sidhu, T. S., 2012. SHORT-CIRCUIT CURRENT CONTRIBUTION FROM LARGE SCALE PV POWER PLANT IN THE CONTEXT OF DISTRIBUTION POWER SYSTEM PROTECTION. Present Problems of Power System Control. Wroclaw, p.85-96.

- Begovic, M. *et al.*, 2001 Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems. In: HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES, 34. Proceedings... . Maui: IEEE. p. 126 - 135.
- CEPEL (Rio de Janeiro), 2015. Programa de Análise de Redes V10. 01.00: Manual do Usuário.
- Paludo, J. A., 2014. Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente. 2014. 186 p. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.
- Palmintier, B. *et al.*, 2016. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System. Golden: National Renewable Energy Laboratory.
- Pinto, A., Zilles, R., Bet, I., 2012. EXCEDENTE DE REATIVOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE. In: IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, São Paulo.

ANALYSIS OF THE POWER FLOW AND THE POWER FACTOR IN THE ELECTRICAL SYSTEM OF DISTRIBUTION OF A UNIVERSITY CAMPUS WITH THE INSERTION OF THE PHOTOVOLTAIC SOLAR GENERATION

Abstract. *In recent years, distributed generation (DG) has shown a significant increase in relation to its participation in the installed capacity of the Brazilian electricity matrix. Numerous advantages of its application, such as the faster attendance to the growth of the demand of electricity. In this context, photovoltaic solar generation (PV generation) stands out because of its easier installation and simpler operation and maintenance, in addition to the incentives provided to consumers. Thus, it is necessary to evaluate the impacts of distributed generation on the transmission and distribution systems, especially for the case of photovoltaic solar generation, which presents variations in the power generated during the day. The objective of this work is to present the results of the impacts of the expansion of solar photovoltaic generation on the electricity distribution system of the Pici Campus of the Federal University of Ceará (FUC), considering analysis of load, losses, voltage variation and power factor (PF) through ANAREDE software, for generation and demand variations on one workday under maximum load demand and on a Sunday on low demand. The results showed that the impacts were significant with a reduction in FP and a small variation of the tension. For the condition where the generation was greater than the load, the reverse power flow caused an appreciable increase in the feeder loading and an increase of the technical losses, whereas, for the condition in which the generation was smaller than the load, there was a decrease in feeder loading and in technical losses.*

Key words: *Power Flow, Power Factor, Anarede*