

Análise de Impactos da Instalação de Sistema Fotovoltaico sob a Ótica da Qualidade de Energia

¹C. B. F Darui, ¹T. G. Lucca, ^{1,2}I. C. Figueiró, ¹N. K. Neto, ¹Â. T. Lucca

¹Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões – URI – Campus Santo Ângelo – Brasil

²Universidade Federal de Santa Maria – UFSM – Santa Maria – Brasil

carolinebdfdarui@aluno.santoangelo.uri.br & tiagoglucca@aluno.santoangelo.uri.br

Resumo – Considerando a disseminação da geração distribuída e a popularização da energia solar no Brasil, este trabalho propõe uma análise dos impactos à qualidade de energia que a instalação de um sistema solar fotovoltaico pode causar na rede interna de um consumidor. Para isso, realizou-se diagnóstico da qualidade da energia das instalações e após, verificou-se os impactos a partir de método analítico. Percebeu-se que inserção do sistema de geração pode impactar negativamente no fator de potência. Constatou-se a importância de analisar os parâmetros de qualidade da energia antes da adesão de qualquer sistema de geração e que a previsão dos impactos é uma forma de planejamento.

Palavras-chaves – Qualidade de energia, energia solar fotovoltaica, rede interna do consumidor.

I. INTRODUÇÃO

Atualmente o Brasil conta com 160.378.884 kW de capacidade instalada de geração de energia (incluindo importação) sendo 61,58% de origem hídrica [1]. Essa dependência da matriz energética brasileira da energia hídrica causa grande preocupação ao setor elétrico, uma vez que o sistema se torna muito suscetível às mudanças ambientais. Os longos períodos de seca provocam queda drástica nos níveis dos reservatórios, enquanto que o consumo permanece elevado. Assim, a gestão do abastecimento no país se torna um desafio. Para manter a produção, as termelétricas entram em funcionamento e o custo da energia alcança patamares elevados. Cada vez que o país passa por condições adversas de geração de energia, os custos são repassados ao consumidor.

Este cenário de crise energética levou a comunidade científica brasileira a procurar por fontes alternativas de energia. Dá-se destaque para a energia solar fotovoltaica, cujo número de conexões cresce rapidamente a cada ano [2]. Em 2012 ocorreu a primeira conexão de uma unidade consumidora com geração fotovoltaica à rede. Até 2014 foram 328 novas conexões. Em resposta à políticas de incentivo, no final de 2015 haviam 1.720 conexões, em 2016, 7.720 e atualmente mais de 11 mil unidades consumidoras possuem geração fotovoltaica no país.

No Brasil, esse crescimento está associado ao grande potencial da fonte, além de às políticas de incentivo dada aos consumidores. O país apresenta uniformidade e médias relativamente altas de radiação solar [3]. Conforme estudo realizado por [4], todas as regiões Brasileiras têm condições favoráveis para geração de energia a partir do Sol. Quanto aos incentivos, podem ser vistos por parte do governo, pelo órgão regulador da energia elétrica (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) e, recentemente também de empresas privadas do setor elétrico.

A soma destes fatores indica um cenário positivo de crescimento da energia solar fotovoltaica no país. Os benefícios associados a ela são geração de energia limpa, renovável e descentralizada, que proporciona redução de custos para o consumidor e também economia dos investimentos em transmissão por parte das concessionárias. Além de redução das perdas nas redes e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica [5].

Em contrapartida, estudos estão sendo realizados [6], [7] a fim de identificar os impactos da instalação dos sistemas de geração fotovoltaicos. Entretanto, esses se restringem à rede das distribuidoras. Nesse sentido, esse trabalho tem o objetivo de identificar e mensurar os impactos na qualidade de energia (QE) da rede interna dos consumidores, considerando que a instalação de um sistema de geração pode causar variações no nível de tensão permanente; no fator de potência; nas distorções harmônicas; no desequilíbrio e na flutuação de tensão; na variação de frequência e nas variações de tensão de curta duração. Essas variações podem reduzir a eficiência da energia - causando desperdício - e gerar custos com manutenção de equipamentos, os quais usualmente não são considerados em estudos de viabilidade. Além disso, é necessário se certificar de que os dispositivos de proteção e os condutores de alimentação da unidade consumidora são capazes de suportar a nova curva de carga. O consumidor deve ter conhecimento sobre esses aspectos, pois podem afetar diretamente no custo-benefício da instalação.

A metodologia utilizada se baseia em fazer um diagnóstico da QE da instalação, para verificar as condições iniciais através de um analisador de energia e projetar o sistema fotovoltaico (PV), utilizando simulação e métodos analíticos. Gera-se uma nova curva de carga que permite analisar quais os impactos da instalação do PV na QE.

Com isso, espera-se verificar a importância de apurar os índices de QE anteriormente à instalação de um sistema de geração, uma vez que a energia de má qualidade pode ser potencializada com o incremento de outra fonte de energia.

Além disso, examinar se o impacto nos parâmetros de qualidade gera algum custo adicional que normalmente não é considerado.

II. DIAGNÓSTICO DOS ASPECTOS DE QUALIDADE DE ENERGIA DA INSTALAÇÃO

O módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [8], determina como indicadores da qualidade do produto (energia) os fenômenos de: tensão permanente; fator de potência; distorções harmônicas; desequilíbrio e flutuação de

tensão; variação de frequência e variações de tensão de curta duração.

Para fazer o diagnóstico desses indicadores e verificar o nível de QE inicial, registra-se o comportamento da carga durante o período de 7 dias. As medições devem ser realizadas a cada intervalo de 10 minutos de acordo com os procedimentos de medição estabelecidos por [8], totalizando 1.008 leituras.

A. Tensão em regime permanente

O PRODIST estabelece níveis adequados, precários e críticos de tensão tendo como referência o valor de tensão nominal. Esses valores se encontram no ANEXO I do Módulo 8 [8]. A ocorrência de valores precários e críticos possui limites, verificados a partir dos índices DRP (duração relativa de transgressão de tensão precária) e DRC (duração relativa de transgressão da tensão crítica). Os índices DRP e DRC são calculados pelas equações (1) e (2) respectivamente.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%], \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%], \quad (2)$$

em que nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

O limite para DRP é de 3%; já para DRC é de 0,5%.

B. Fator de potência

O fator de potência (FP) é dado pela divisão da potência ativa pela aparente, conforme determina [8] e pode ser calculado pelas equações (3) e (4).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3)$$

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (4)$$

Para uma unidade consumidora (UC) com tensão inferior 230kV, deve ficar entre 1,0 e 0,92 capacitivo ou indutivo. A UC que possui equipamento de medição adequada é penalizada quando apresenta baixo FP. Para consumidores classe A, o faturamento de excedentes reativos é calculado a partir da energia consumida (5) e da demanda contratada (6), conforme estabelecido por [10].

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAM_T \cdot \left(\frac{f_r}{f_t} - 1 \right) \right] \cdot VR_{ERE} \quad (5)$$

$$D_{RE}(p) = \left[MAX \left(PAM_T \cdot \frac{f_r}{f_t} \right) - PAF_{(p)} \right] \cdot VR_{DRE} \quad (6)$$

E_{RE} é o valor, em reais, correspondente à energia elétrica reativa excedente em relação ao fator de potência de referência $f_r=0,92$ no intervalo “T” de uma hora durante o período de faturamento. $n1$ é o número de intervalos de integralização “T” do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta; $EEAM_T$ é o montante de energia ativa medida; f_t é o fator de potência da UC e VR_{ERE}

é o valor tarifário equivalente em R\$ por MWh. O índice $D_{RE}(p)$ é o valor, por posto tarifário (p), correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência e considera para cálculo a demanda de potência ativa medida (PAM_T), a demanda de potência ativa faturável $PAF_{(p)}$ e o valor de referência em reais por quilowatt equivalente às tarifas de demanda de potência - fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul (VR_{DRE}).

O faturamento dos índices E_{RE} e $D_{RE}(p)$ devem ocorrer entre as 23h30min e 6h30min quando f_t for menor que 0,92 capacitivo, e no período diário complementar quando for inferior a 0,92 indutivo durante o intervalo de uma hora [9].

C. Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas, segundo [10], são deformações na onda senoidal causadas por correntes e tensão não lineares geradas por cargas não lineares, por exemplo, retificadores e inversores. Os limites de distorções harmônicas estão definidos na Tabela 2 do PRODIST [8].

D. Desequilíbrio de tensão

Segundo [8], desequilíbrio de tensão é a diferença das amplitudes das tensões entre as fases de um sistema trifásico, e/ou da defasagem de 120° entre elas. Essa diferença de amplitude de tensão ocorre, geralmente, em função da má distribuição das cargas [11]. O limite para o Fator de Desequilíbrio (FD) estabelecido por [8] é de 3% , calculado por (7).

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}, \quad (7)$$

onde:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (8)$$

E. Flutuação de tensão

A flutuação de tensão, conhecido também como *flicker*, é o distúrbio na tensão que torna perceptível a olho nu a cintilação da iluminação [12]. É causado por interferência de frequências diferentes de 60Hz propagadas na rede. A oscilação da luminosidade pode causar desconforto na área de trabalho e ainda reduzir o rendimento dos equipamentos elétricos [11]. Os parâmetros analisados são Pst e Plt. O Pst indica a severidade dos níveis de cintilação verificados em um período contínuo de 10 minutos, enquanto o Plt é encontrado a partir de várias medições de Pst e indica a severidade dos níveis de flutuação de tensão em um período de 2 horas [11].

F. Variação da frequência

Segundo [11], “a variação de frequência é um grande desafio para quem encontra esse distúrbio”, pois garante o sincronismo dos equipamentos e não deve variar além de 59,9Hz e 60,1Hz (para frequência fundamental 60Hz). Quando os valores de frequência ultrapassarem esses limites,

as instalações de geração têm um determinado tempo para controlar essa variação. Na Tabela I esses tempos ficam mais claros.

TABELA I. TEMPO QUE A FREQUÊNCIA PODE ULTRAPASSAR OS LIMITES.

Frequência (Hz)	Tempo (s)
$f > 66$	Nunca
$f < 56,5$	Nunca
$59,5 < f < 59,9$ e $60,5 < f < 60,9$	30
$62 < f < 63,5$	30
$57,5 < f < 58,5$ e $63,5 < f < 66$	10
$56,5 < f < 57,5$	5

G. Variação de Tensão de Curta Duração

Como o próprio nome diz, a variação de tensão de curta duração (VTCD) é considerada o lapso na amplitude do valor eficaz da tensão em um intervalo de curta duração, inferior a 3 minutos. A classificação das VTCD é encontrada na Tabela 7 do Módulo 8 do PRODIST.

III. ESTUDO DE CASO – URI – CAMPUS SANTO ÂNGELO.

O *campus* de Santo Ângelo da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões (URI) é abastecido em média tensão (23,1kV) pela concessionária Rio Grande Energia - RGE - Grupo CPFL – e por isso conta com medição indireta. A estrutura de rede interna conta com média e baixa tensão e com fonte de geração própria (gerador à diesel), compondo assim uma rede completa, ou microrrede.

O gerador é de 700kVA de potência, instalado em rampa com a rede de distribuição da concessionária, ou seja, a carga é transferida gradativamente da rede para o gerador [13]. O gerador garante o fornecimento de energia para a universidade quando ocorre alguma interrupção no fornecimento da distribuidora, além disso, opera diariamente durante o horário de ponta (18h às 21h), em função do modelo tarifário aplicado (horo sazonal verde).

O estudo realizado abrangeu a rede interna da URI, a qual atende um total de 26 prédios no *campus*. Para a instalação do PV, foi considerado apenas o prédio 20. A escolha desse local se justifica em função das seguintes características:

- Representa cerca de 25% do consumo de energia total do *campus*;
- Tem expediente durante os três turnos (manhã, tarde e noite) em função de ser o local onde se encontram a secretaria, a administração a diretoria do *campus* e de salas de aula;
- Apresenta boa área de cobertura para a instalação do PV, superando 750m².

Para monitorar o comportamento da carga e realizar o diagnóstico da QE inicial, instalou-se um analisador portátil de grandezas elétricas no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do prédio. O analisador apresenta resultados de potência ativa, reativa e aparente; tensão; corrente; fator de potência; e frequência. Os valores medidos foram comparados com os valores de referência estabelecidos por [8].

IV. O SISTEMA FOTOVOLTAICO

A. Painel solar - especificações

O painel solar fotovoltaico escolhido para compor o sistema de geração a ser instalado foi o da empresa *Canadian Solar* (modelo CS6P 260P) de 0,26 kWp de potência. Sua predileção ocorreu por se tratar de uma placa que apresenta bons números de eficiência perante as concorrentes.

Faz-se necessária a utilização de alguns dados técnicos do painel para dimensionamento do sistema a ser adotado no prédio e estimativa da energia gerada. Esses dados, estabelecidos por [14], são apresentados na Tabela II:

TABELA II - DADOS DA PLACA.

G_{STC} (kW/m ²)	1
T_{STC} (°C)	25
γ (°C ⁻¹)	-0,004
P_{STC} (kWp)	0,26

“STC” significa *Standard Test Conditions* ou Condições Padrão de Teste. G_{STC} é a radiação global; T_{STC} é a temperatura estabelecida como padrão de estudo; γ é o coeficiente de temperatura da placa; e o P_{STC} é a potência nominal disponível pelo painel.

B. Inversor

O inversor é o responsável por converter a corrente contínua produzida pelo PV em corrente alternada para alimentar os equipamentos internos do prédio, além de enviar a geração excedente para a rede de distribuição. O inversor é o instrumento mais importante do PV, porque ele que irá determinar a corrente alternada de saída e a sua frequência.

Os inversores considerados para o sistema não possibilitam a compensação de potência reativa por serem controlados por corrente (CSI – *Current Source Inverter*). Nessa condição a curva de carga de potência reativa não será alterada com inserção do PV [15].

C. Análise da incidência solar – São Martinho da Serra

Como base de dados, para a previsão de quantas placas solares são necessárias para atender a demanda do prédio estudado, utilizaram-se os dados de radiação e temperatura obtidos nas medições, do ano de 2014, na cidade de São Martinho da Serra – RS, que é a única estação disponível no Rio Grande do Sul, validada pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais [16]. A distância, em linha reta, entre Santo Ângelo a São Martinho da Serra é de 143km.

D. Dimensionamento do sistema de geração

Para dimensionamento do sistema fotovoltaico, verificou-se as informações do consumo, em kWh, colhidas pelo analisador de energia e fez-se uma média horária das medições. Já para prever o tamanho do sistema de geração solar, utilizou-se um método algébrico, criado por Osterwald [17], que resulta na potência que uma placa pode fornecer ao sistema. Essa equação (9) utiliza os dados fixos da placa, indicados na Tabela II, como forma de aproximar os resultados teóricos à prática.

$$P(t)_{GDi} = P_{STC} \cdot \frac{G(t)_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T(t)_i - T_{STC})] \quad (9)$$

As variáveis $G(t)$ e $T(t)$ são, respectivamente, a radiação global e a temperatura medidas no local de instalação das placas.

Com os valores de consumo médio mensal, e a potência fornecida por um módulo solar, possibilitou-se calcular quantas placas seriam necessárias para que o sistema consiga atender a demanda.

Usou-se o simulador solar *PVsys* [18] como forma de comparar o resultado do quantitativo de módulos solares que abrangerá o sistema. O resultado dessa simulação indicou que o número de placas necessárias para atender a demanda seria 389, totalizando 101 kWp de potência instalada. Logo, o sistema seria caracterizado como mini geração.

A partir destes dados, pode-se estimar o comportamento da geração ao longo do dia. A Fig. 1 apresenta uma caracterização para geração ao longo de uma semana de verão.

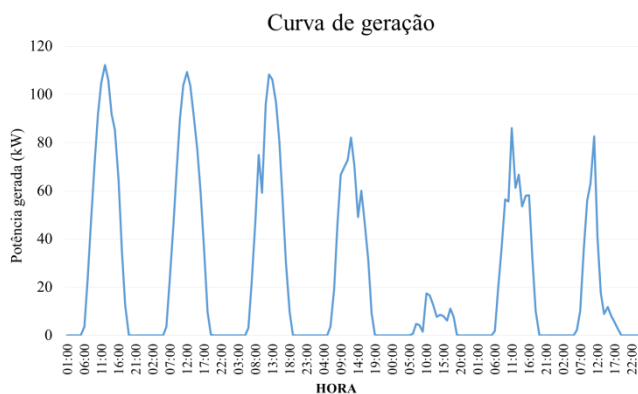


Fig. 1. Estimativa do comportamento da geração fotovoltaica.

Como esperado, o sistema de geração apresenta variações na potência gerada conforme o dia. O pico de geração ocorre, normalmente, ao meio dia e chega a ser 1,34pu em relação a demanda da carga. Esse pico justifica-se devido ao arranjo da geração, baseado no sistema de compensação energética.

V. NÍVEL DE QE

A curva de carga do prédio 20 sem a instalação do PV, que resulta das medições realizadas, pode ser observada na Fig. 2. Considerou-se a demanda horária média da carga trifásica e equilibrada. A demanda máxima trifásica é regularizada em 1pu que corresponde a 83,49 kW e é utilizada como base comum.

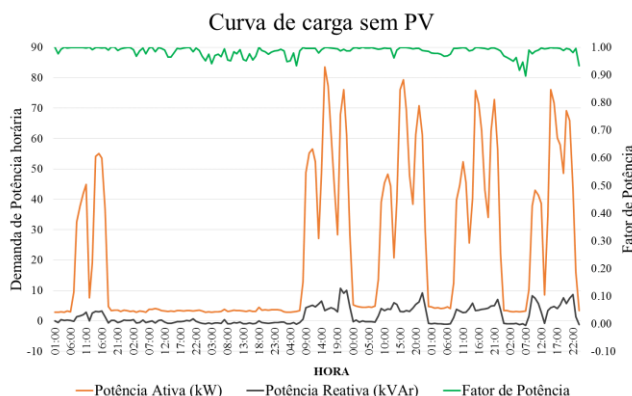


Fig. 2. Curva de carga característica do prédio 20 sem a inserção do PV.

O período de análise iniciou em uma sexta-feira, na qual não houveram atividades em sala de aula, apenas no setor administrativo. Pode-se observar na Fig. 2, que o fim de semana apresenta demanda reduzida (0,03pu a 0,05pu). Durante a semana os picos de consumo ocorrem durante a tarde (entre 15h e 16h) e à noite (entre 20h e 21h).

Os níveis de tensão registrados estão mostrados na Tabela III e os índices DRP e DRC na Tabela IV.

TABELA III. REGISTROS POR NÍVEL DE TENSÃO.

Tensão de Linha	Número de registros		
	Adequados	Precários	Críticos
Vab	957	51	0
Vbc	992	16	0
Vca	1.000	8	0

TABELA IV. INDICADORES DRP E DRC.

	Valor[%]	Limite [%]
DRP	5,06	3
DRC	0	0,5

O número de registros em que a tensão permaneceu precária excedeu o limite estabelecido, sendo que em todos os registros precários a tensão extrapolou o limite superior (399 V) e nunca o inferior (350 V).

A maioria dos registros (46 para V_{AB} , 12 para V_{BC} e os 8 para V_{CA}) que indicaram nível precário de tensão, inclusive os valores máximos, ocorreram em horários em que não havia expediente no prédio, ou seja, quando a carga representa entre 0,03pu e 0,05pu da demanda máxima nas três fases. Níveis elevados de tensão podem danificar e/ou reduzir a vida útil dos equipamentos. Esse problema pode ser potencializado com a inserção do PV.

O fator de potência, como mostrado na Fig. 2, permaneceu na maioria das vezes maior que 0,92, sendo que durante o período de análise registrou-se apenas um intervalo T (de uma hora) em que o FP esteve fora do limite (0,91 capacitivo).

Apesar de a carga ser composta por grande quantidade de computadores, equipamentos que produzem correntes não lineares [11], os distúrbios harmônicos registrados permaneceram bem abaixo dos limites estabelecidos.

O fator desequilíbrio de tensão também permaneceu dentro do limite estabelecido por [8], sendo o maior valor registrado para FD 1,78%. Quanto a esse aspecto, verifica-se que é influenciado pelo desequilíbrio da distribuição das cargas nas fases. Ao observar a Fig. 3, pode-se perceber que a tensão é elevada quando há redução de carga. Para cargas desequilibradas também haverá desequilíbrio na amplitude das tensões.

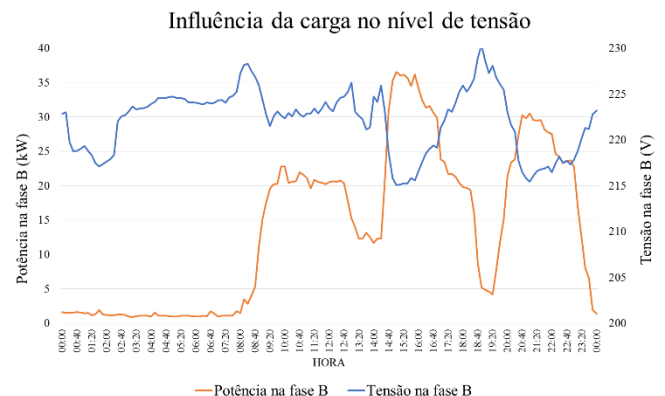


Fig. 3. Influência da carga no nível de tensão – fase B.

Destaca-se que equipamentos trifásicos operando com tensões desbalanceadas terão sua vida útil reduzida [19]. A inserção de módulos monofásicos de geração poderia impactar negativamente neste fator.

Para o parâmetro de flutuação de tensão, os valores médios (Tabela V) permaneceram muito próximos ao limite de 1,0pu em relação a tensão nominal menor que 1kV, conforme indicado pelo PRODIST [9].

TABELA V. INDICADORES DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO.

	Va[pu]	Vb[pu]	Vc[pu]	Limite[pu]
Pst95%	0,97	0,96	1,03	1,00
Plt*	0,76	0,72	0,82	----

*Apresenta a última média registrada para Plt de cada fase.

Os valores médios de frequência para as leituras realizadas a cada dez minutos permaneceram dentro do limite, porém, houve alguns registros de frequências mínimas e máximas fora do esperado (Fig. 4).

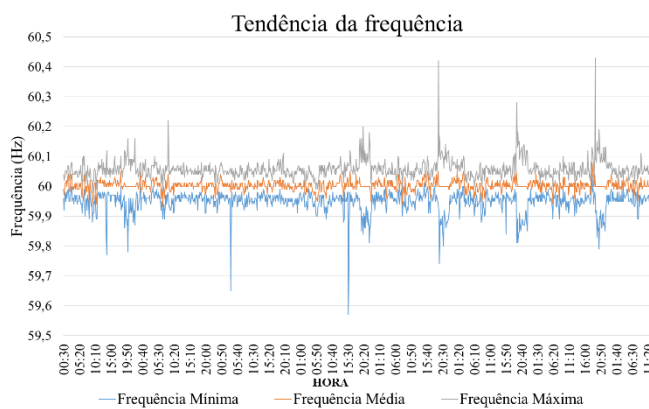


Fig. 4. Tendência da frequência.

As maiores variações de frequência ocorreram quando o gerador foi conectado à rede, confirmando o que propõe o autor [11]: a variação de frequência acontece no sistema de geração. Ou seja, há variação até que o gerador entre em sincronismo com a carga.

Quanto às VTCD, foram registradas em 11 momentos (3 na fase A; 1 na fase B; e 7 na fase C) e todas se enquadram no afundamento momentâneo de tensão. O caso mais crítico ocorreu na fase B, onde a tensão chegou a 142V, em um período de 0,02 segundos. Esse valor significa 0,65pu dos 220V de referência, mas em função do tempo de duração, não é capaz de comprometer o funcionamento dos equipamentos, conforme pode ser observado na curva ITIC [20], que demonstra os limites de tolerância de tensão de equipamentos.

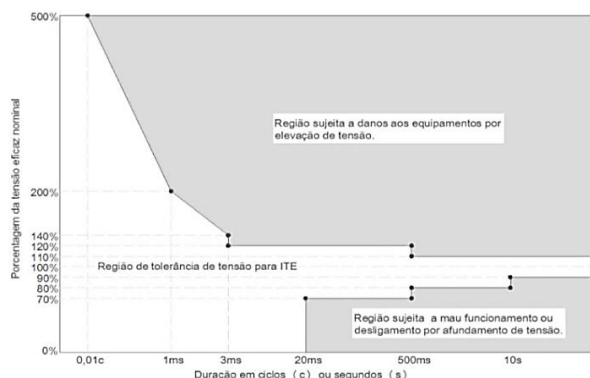


Fig. 5. Curva ITIC – área de vulnerabilidade de equipamentos [20].

VI. IMPACTOS DA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO NOS ASPECTOS DE QE

Para análise dos impactos uma nova curva de carga (Fig. 6) é modelada considerando a demanda da instalação e a potência gerada pelo PV. Para isso, considera-se o fluxo de potência ativa gerado inverso ao da potência ativa consumida (como faz o medidor bidirecional). Entretanto, nesse caso, tem-se como referência o QGBT do prédio. A potência reativa consumida não sofre alterações com a inserção do PV.

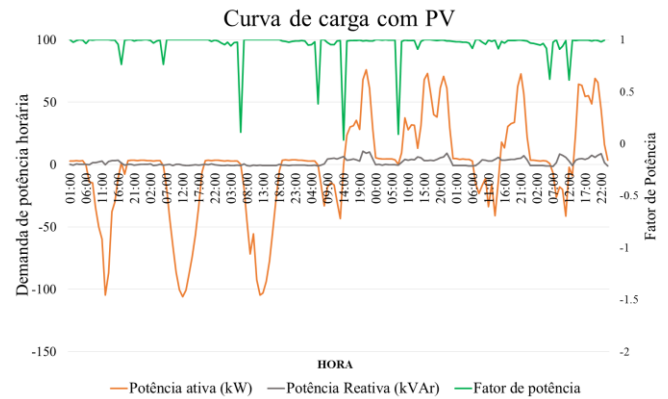


Fig. 6. Curva de carga do Prédio 20 com a inserção do PV.

A potência ativa, na nova curva de carga, atinge 1,27pu, porém não necessitaria a substituição do condutor de entrada (120,0mm²) bem como do disjuntor geral (3x200A).

Na Fig. 6 as linhas no sentido negativo indicam potência injetada na rede interna, que ocorre em maior quantidade nos finais de semana, devido ao consumo reduzido. Assim, observa-se que o sistema proporciona redução no consumo de energia da rede, porém para verificar se haverá inversão do fluxo de potência para a rede da concessionária seria necessário avaliar o consumo de todo o *campus*.

Em relação ao fator de potência, pode-se observar na Fig. 6 a ocorrência de afundamentos que não existiam nas condições iniciais (sem PV) Fig. 2. Esses afundamentos ocorrem quando os valores de consumo e geração são próximos, ou seja, o saldo de potência ativa é baixo, menor que o consumo de reativos. Esses afundamentos comprometeriam o FP da instalação. Entretanto, devido às características da carga, em que o consumo de reativos é baixo (sempre menor que 0,13pu), nos períodos “T” em que haveria faturamento de E_{RE} , o montante de potência ativa é baixo (entre 0,002pu e 0,14pu), sendo assim, o custo com excedentes reativos é insignificante e não necessita, neste caso, ser considerado no tempo de retorno do investimento. Para estimar os custos reais relacionados a E_{RE} não existentes nas condições iniciais, é necessário considerar o comportamento da carga de todo o *campus*.

A redução no montante de potência ativa também pode influenciar no nível de tensão em regime permanente, pois, conforme visto no item V, o valor de tensão ultrapassa as condições adequadas em momentos em que a demanda de potência ativa permaneceu reduzida. Com a inserção do PV o comportamento do montante de potência ativa é alterado, o que pode influenciar nos níveis de tensão. O índice de DRP, que já ultrapassa o limite, poderia ser agravado em períodos de máxima geração e menor demanda. Os equipamentos podem ser danificados com níveis elevados de tensão.

Os parâmetros de distorção harmônica, flutuação de tensão e variação da frequência dependem da qualidade dos inversores, que são os responsáveis pela conversão da energia gerada pelos painéis, de corrente contínua para corrente alternada, ou seja, é através dos inversores que surge a forma de onda senoidal com frequência de 60Hz. Para garantir a forma de onda perfeita - sem distorções - e sincronia de frequência é necessário utilizar inversores de boa qualidade.

VII. CONCLUSÃO

As vantagens da instalação de um sistema de geração fotovoltaica no que se refere a redução de consumo de energia elétrica ativa da rede foram confirmadas, assim como a importância da preocupação com a qualidade da energia.

O método analítico utilizado possibilitou a verificação de impacto negativo no FP da instalação. Esse resultado possui influência do tamanho do sistema projetado e também da qualidade de energia nas condições iniciais (antes da instalação do PV). O diagnóstico evidenciou apenas desconformidade dos níveis de tensão em regime permanente. Para instalações com nível de QE inicial reduzido os resultados podem ser diferentes.

Observou-se também a necessidade de adequação do método de faturamento de reativos, por parte da concessionária de energia. Se a conexão com a rede de distribuição fosse no QGBT do Prédio 20, em muitos momentos haveria apenas consumo de energia reativa da rede, enquanto que não haveria faturamento neste período, devido a relação entre potência ativa (gerada) e reativa permanecer dentro do limite de 0,92.

O estudo demonstrou ainda a necessidade de considerar o comportamento da carga dos demais prédios do *campus* para verificar de forma mais acurada os impactos da instalação do PV na QE da rede interna, assim como o surgimento de custos relacionados aos mesmos. Ainda nesse sentido, é importante verificar o comportamento do fluxo de potência da rede, antes e depois da instalação.

Por fim, concluiu-se que impactos causados e custos relacionados a eles são importantes fatores a serem considerados para instalação de um sistema de geração. Estimá-los se trata de uma questão de planejamento, com propósito de evitar possíveis distúrbios oriundos de uma energia de má qualidade, que possa reduzir a eficiência energética gerando desperdícios e, ainda, surpreender o consumidor com o aumento do tempo de retorno do investimento.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Matriz de Energia Elétrica”, disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>, acesso em 07 de Maio de 2017.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Unidades consumidoras com Geração Distribuída”, disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>, acesso em 10 de junho de 2017.
- [3] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. De Abreu, e R. Rüther, “Atlas Brasileiro de Energia Solar”, pp. 31-34, São José dos Campos: INPE, 2006.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos”. Rio de Janeiro, p. 64, 2014.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Novas regras para geração distribuída entram em vigor”, *Sala de imprensa*, 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/novas-regras-para-geracao-distribuida-entram-em-vigor/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR, acesso em: 12 de junho de 2017.
- [6] D. R. Langerhorst, “Estudo das perdas em um sistema de distribuição de energia elétrica devidas ao controle de potência reativa em um gerador solar fotovoltaico,” Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de São Paulo, 2013.
- [7] M. M. Silva, G. M. L., E. N. Cardoso, S. R. Silva, M. E. Souza, e B. M. Lopes, “Estudo do impacto da geração solar fotovoltaica na qualidade de energia,” *Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia – CBQEE*, 2016.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 8. Brasília, DF. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbd3058d19, acesso em 02 de fevereiro de 2017.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 414 – Condições Gerais de Fornecimento. Brasília, DF. Setembro de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>, acesso em 17 de março de 2017.
- [10] N. Kagan, E. J. Robba, e H. P. Schimdt, “Estimação de indicadores de qualidade de energia elétrica”, 1ª ed. São Paulo: Blucher, 2009.
- [11] E. Martinho, “Distúrbios da energia elétrica”, 3ª ed. São Paulo: Érica, 2013.
- [12] R. A. Lopez, *Qualidade na Energia Elétrica*, 2ª ed. São Paulo: Artliber Editora, 2013.
- [13] CEEE-D, “Paralelismo Momentâneo de Gerador com o Sistema Primário até 25kV, com Operação em Rampa,” *Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul*, 2009.
- [14] Canadian Solar. “Painel Solar Fotovoltaico Canadian Solar 260W” Disponível em: <https://drive.google.com/file/d/0B6sqyMXtUzqdRlp0ODViUHKUG8/view>, acesso em 25 de fevereiro de 2017.
- [15] F. L. Albuquerque, G. G. Caixeta, A. J. Morais e S. B. Silva. Análise de Curva de Carga em Prédios Públicos com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Dotados de Compensação de Potência Reativa. SBSE, p. 1-6, 2013.
- [16] Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, “Estação de São Martinho da Serra”, disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/saomartinho.html>, acesso em: 27 de fevereiro de 2017.
- [17] C. R. Osterwald, “Translation of device performance measurements to reference conditions,” *Sol. Cells*, vol. 18, no. 3-4, pp. 269-279, Set. 1986.
- [18] Software Photovoltaic, “PVsyst.” 2017. Disponível em: <http://www.pvsyst.com/en/>, acesso em: 13 de junho de 2017.
- [19] F. N. Belchior, “QEE - Desequilíbrios.” Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, p. 34, 2011.
- [20] Fourier Engenharia. Curva ITIC. Disponível em: <http://www.fourier.com.br/qualidade-de-energia.html>. Acesso em: 21 jun. 2017.