

Considerações sobre fator de potência em prédio universitário com geração fotovoltaica

Lúcio José da Motta; Fernando Luis Leal Jung; Paulo

Fernando Ribeiro

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

luciomotta@unifei.edu.br, fernandojung@unifei.edu.br,
pfribeiro@ieee.org

Fernando Nunes Belchior

Universidade Federal de Goiás – UFG

fnbelchior@hotmail.com

Resumo — Com o aumento de geração distribuída (GD) nos sistemas elétricos, em especial a geração fotovoltaica, surgem preocupações com relação à Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Logo, este trabalho procura abordar a influência de um sistema fotovoltaico de 27 kW_{pic} no Fator de Potência (FP) da rede elétrica de um prédio universitário. Para tal, foram feitas medições através de um medidor de qualidade de energia no ponto de entrada de alimentação do prédio. Para a análise, foram feitas medições em cenários distintos, ora variando carga, ora variando geração. Assim foi possível conhecer o FP típico da instalação, como se fosse antes da inserção da GD, bem como o seu comportamento após a inserção, para comparação. O trabalho demonstra também a diferença entre o FP e o Fator de Deslocamento (FD) nas medições, onde esses valores apresentam grandes oscilações devido à intermitência solar.

Palavras-chave — Fator de potência, fator de deslocamento, geração distribuída fotovoltaica.

I. INTRODUÇÃO

Com a crescente demanda de energia elétrica exigida pela sociedade atual, aliada aos grandes avanços tecnológicos, várias são as discussões acerca de novos meios de produção de energia, em especial aquelas que promovem menor agressão ao meio ambiente [1].

Neste contexto, as fontes renováveis de energia, com grande participação dos sistemas eólicos e fotovoltaicos, integram a cadeia de geração a partir da Geração Distribuída (GD), que segundo [2] e [3] é composta por unidades geradoras de menor porte comparadas às grandes centrais, e estão conectadas à rede próximas aos consumidores. Portanto, essa modalidade de geração, por estar próxima aos locais de consumo, dispensa gastos relacionados à transmissão, aliviando as linhas e usinas tradicionais [1].

Com a inserção da GD é possível ampliar a matriz energética do país, o que aumenta sua autonomia e segurança. Também possibilita que o usuário produza para consumo próprio e até mesmo “venda” a energia excedente, o que a torna bastante atrativa.

Entre vários outros benefícios proporcionados pela GD, ela também traz algumas preocupações, principalmente no que se refere a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). A produção de eletricidade a partir de geradores eólicos e células fotovoltaicas, por exemplo, não é constante, oscilando conforme as condições ambientais, podendo deixar o sistema instável. Conforme [4], dependendo da tecnologia de GD utilizada, o sistema pode contribuir para melhorar ou deteriorar a QEE.

Neste cenário, os autores se preocupam com o que pode estar ocorrendo com o Fator de Potência (FP) do sistema, que é atrelado às variáveis tensão e corrente, quesito de interesse especial das concessionárias. Desta forma, nos próximos tópicos serão abordados conceitos acerca do FP, resultados e análise da influência da geração distribuída por um sistema fotovoltaico de 27 kW_p no FP em uma instalação de um *campus* universitário.

II. FATOR DE POTÊNCIA

A. Fator de potência – abordagem clássica

Se uma fonte de tensão senoidal monofásica (1) abastecer uma carga linear, será produzido um sinal de corrente senoidal (2), de acordo com IEEE 1459 [5].

$$v(t) = \sqrt{2} \cdot V \cdot \sin(\omega t) \quad (1)$$

$$i(t) = \sqrt{2} \cdot I \cdot \sin(\omega t - \theta) \quad (2)$$

Onde:

V é o valor rms (eficaz) de tensão (V);

I é o valor rms (eficaz) de corrente (A).

Para a análise e projeto de sistemas elétricos, além das variáveis tensão e corrente, são importantes os valores de potência e energia que o sistema pode manipular [6]. A partir da abordagem clássica da teoria de potências, ou seja, em relação a sistemas puramente senoidais (50 ou 60 Hz), são definidos conceitos de potência e energia: potência ativa sendo a que efetivamente realiza trabalho (3), em watts (W), a reativa (4), que caracteriza a energia presente nos campos elétricos e magnéticos dos equipamentos (capacitores, reatores e motores, de modo geral), em volt-ampere-reativo (var) e a potência aparente (5) e (6), produto direto dos valores de tensão e corrente, que indica o máximo de potência ativa que pode ser entregue, ou seja, a capacidade máxima do sistema, dada em volt-ampere (VA) [5].

$$P = V \cdot I \cdot \cos(\theta) \quad (3)$$

$$Q = V \cdot I \cdot \sin(\theta) \quad (4)$$

$$S = V \cdot I \quad (5)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6)$$

O Fator de Potência (7) é a razão entre potência ativa e potência aparente, e pode ser visto como um dos quantificadores da qualidade da energia elétrica, pois mede a

porcentagem de energia entregue para seu efetivo uso [7]. Pode ser também referido como fator de utilização, já que para determinados S e V, a máxima utilização da linha é dada quando $P = S$ [5]. Portanto, deseja-se que o fator de potência seja o mais próximo da unidade, para que haja maior circulação de energia útil pelo sistema elétrico.

$$FP = P/S \quad (7)$$

Para o caso senoidal, substituindo-se (3) e (5) em (7), tem-se que $FP = \cos \theta$, dando uma relação entre as potências como visto na Fig. 1. O fator de potência para cargas indutivas, por exemplo 0,92, é considerado atrasado, enquanto que para cargas capacitivas é considerado adiantado; significando então que a corrente está atrasada ou adiantada de 23,07° em relação à tensão.

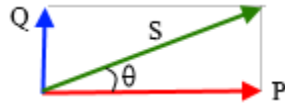


Fig. 1 – Relação entre potências, onde $\cos \theta = FP$.

Considerando que as concessionárias de energia elétrica faturam o consumo de energia ativa (kWh), ensejando cobrança de energia reativa para determinados consumidores apenas quando o FP fica abaixo do valor determinado em legislação, este indicador tem então grande utilidade quando se faz necessário o cálculo da compensação do excedente de reativos (dimensionamento de banco de capacitores, no caso de baixo FP indutivo), evitando assim a cobrança de multas.

B. Fator de potência e distorções harmônicas

Com o crescente uso de equipamentos eletrônicos (retificadores, inversores, lâmpadas compactas fluorescentes) o sistema elétrico é descrito em um cenário não senoidal, pois tais cargas não lineares provocam distúrbios na rede devido às distorções harmônicas de corrente e tensão [5]. Portanto, tornam-se inaplicáveis as simplificações feitas para cálculo de potências de sistemas senoidais [7]. Desta forma, o cálculo das potências considerando as distorções harmônicas são obtidos por (8), (9) e (10) [5].

$$P = P_1 + P_H \quad (8)$$

$$Q = Q_1 + Q_H \quad (9)$$

$$S = V.I = \sqrt{S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2} \quad (10)$$

Onde o índice 1 refere-se ao item na frequência fundamental, e o índice H ao item nas frequências harmônicas. D_I e D_V são as potências de distorção de corrente e tensão, respectivamente, enquanto S_H é a potência aparente harmônica. Para cálculo detalhado das potências definidas pela IEEE 1459-2010 sob condições de distorção ver referência [8].

O fator de potência é então calculado como em (11), sendo o fator de potência para frequência fundamental em (12). Este é nomeado como fator de potência de deslocamento, ou apenas Fator de Deslocamento (FD), por não considerar a presença de frequências harmônicas [7]. FD destoa do fator

de potência verdadeiro, que leva em conta a parcela harmônica nas potências.

$$FP = P/S = \frac{P_1 + P_H}{\sqrt{S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2}} \quad (11)$$

$$FP_1 = P_1/S_1 = \cos \theta_1 \quad (12)$$

Onde FP_1 é o fator de potência calculado para a frequência fundamental, sendo $FP_1 = FD$.

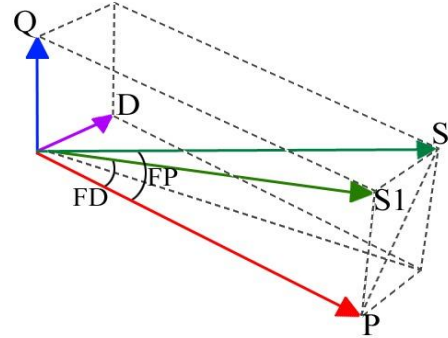


Fig. 2 – Representação gráfica demonstrativa entre FP e FD, que são o cosseno dos ângulos marcados.

O cálculo do excesso de reativos é feito então sobre o fator de potência de deslocamento, conforme [9]. Há de se observar, no entanto, que a instalação de bancos de capacitores para compensação de reativos no cenário com harmônicos pode ocasionar problemas, como amplificação das tensões e correntes harmônicas (ressonâncias), acarretando danos aos equipamentos e à instalação, além de não corrigir de fato o excedente de reativo desejado.

O FP não deve ser utilizado para compensação de reativos, visto que alguns inversores com modulação em PWM operam com FD próximo de 1,0, porém devido às distorções apresentam um FP menor, por exemplo [7]. Desta forma, tem-se que o FD é utilizado para compensação de reativos, enquanto que o FP é o que realmente mostra a relação da capacidade de utilização do sistema.

C. Fator de potência e Geração Distribuída

Quando considerada a inserção de potência ativa no sistema elétrico devido à produção fotovoltaica, o triângulo de potências sofrerá alteração conforme variar a diferença entre potência gerada e consumida. Os inversores de controle dos painéis fotovoltaicos, em sua grande maioria, são configurados para operar com FP constante e unitário, injetando apenas potência ativa no sistema para que as chaves de comutação operem com eficiência máxima [10]. O controle de inversores com FP estável é mais simples, requer menor esforço computacional e sensores, tornando-o mais econômico, logo uma boa opção para inserção de GD na rede, como mostrado por [10].

Considerando-se, então, um consumo reativo Q constante, quanto menor o módulo da diferença entre potência gerada e consumida, menor será o fator de potência da instalação. Da Fig. 3, nota-se tal variação para os cenários distintos: (a)

apenas consumo; (b) consumo > geração; (c) geração; (d) geração > consumo; (e) consumo = geração.

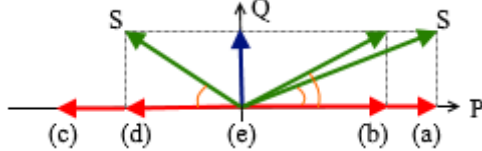


Fig. 3 – Relação entre variação do módulo da potência e o FP, variando-se a quantidade de geração.

As noções de atraso e avanço para o FP se invertem quando há fluxo reverso de potência. Portanto, não é mais relacionado ao tipo de carga, indutiva ou capacitiva, mas apenas a defasagem da onda de corrente em relação à tensão.

Conforme [2], não era desejado a operação dos inversores fotovoltaicos em FP diferentes do unitário, para que não houvesse alteração na regulação de tensão da rede. Contudo, a partir do ano de 2014, devido a [11], foi permitida a operação em outros FP, com produção ou absorção de reativos, desde que com aprovação e coordenação da concessionária e outros produtores de GD, para não haver impactos na regulação de tensão da rede.

Devido à regulamentação [3] não fazer menção à compensação de energia reativa (apenas da ativa) e à alteração no FP, os inversores ainda são configurados para operar com FP unitário. Aproveita-se, assim, a implementação mais simples e econômica, e também evita prejuízo financeiro, já que os possíveis danos causados na rede, advindos da GD, devem ser ressarcidos e indenizados pelo consumidor-produtor. O caso em estudo opera com FP unitário, sendo interessante avaliar o comportamento do sistema mudando-se o FP dos inversores, respeitando-se a possibilidade de tal operação.

Em [12], são apresentados métodos de controle de reativos por inversores fotovoltaicos, com grande presença de GD na rede, analisando os impactos na regulação de tensão e perdas no sistema.

III. MEDIÇÕES E ANÁLISE PRELIMINAR

A instalação em estudo encontra-se em um *campus* universitário, onde a conexão da GD fotovoltaica ocorre por meio de 3 inversores, com um total instalado de 27 kW, (kW_p é a máxima potência produzida pelo sistema fotovoltaico, ou seja, ocorre durante o período de máxima irradiação). O sistema é dividido através de dois inversores de 7,5kW e um de 12kW, conectados à rede por meio de transformadores de 20kVA e 12kVA, respectivamente, ambos com entrada 380 V e secundário 220 V, conectados em YY. Os três transformadores utilizados são do tipo seco, sendo o transformador de entrada (150kVA) conectado no lado primário em delta (13,8 kV) e no lado secundário em estrela (0,22 kV).

As cargas da instalação consistem majoritariamente de iluminação, computadores, televisores e monitores, havendo alguns aparelhos de ar condicionado e motores (ventiladores, elevador, bombas d'água). Há também uma Fonte Ininterrupta (UPS) conectada à rede, destinada à alimentação de cargas prioritárias. O diagrama unifilar simplificado da

instalação pode ser visto na Fig. 4, onde Medição representa o ponto onde foram realizadas as medições.

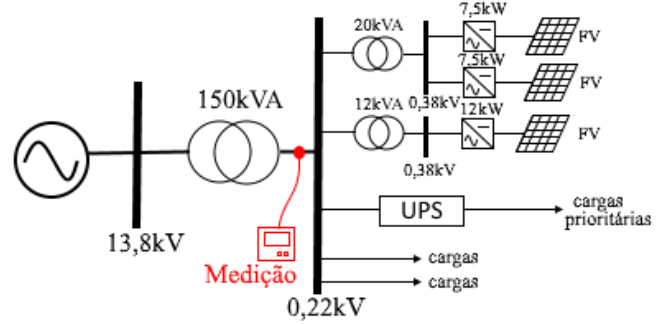


Fig. 4 – Diagrama unifilar simplificado da instalação.

Para a análise da variação do FP, foram definidos alguns cenários conforme a Tabela I. O cenário 0 indica um dia comum de utilização do prédio, na qual realizou-se duas medições de 24 horas, uma sem o sistema fotovoltaico conectado à rede, e outra com o sistema conectado. Para os demais cenários houve intervenção quanto a geração: o cenário 1 com apenas geração, o cenário 2 apenas consumo, e cenário 3 com geração e consumo, referentes às partes (c), (a), e (b) ou (d), da Fig. 3, respectivamente.

TABELA I. CENÁRIOS DE MEDIÇÃO

	GD	Tempo de Medição	Carga
Cenário 0	Não/Sim	24h	9,5kVA
Cenário 1	Sim	3h	Sem carga
Cenário 2	Não	3h	31kVA
Cenário 3	Sim	3h	31kVA

Para os cenários 2 e 3 tentou-se utilizar o máximo da carga instalada para obter valores mais expressivos de medição, tendo em vista o baixo consumo do prédio no seu dia a dia.

IV. RESULTADOS DAS MEDIÇÕES E OBSERVAÇÕES

O medidor utilizado para estudo atende aos padrões da classe A (*Advanced*) de [13] e [14], sendo registrado pelo equipamento: tensão, corrente, fase, frequência, e os demais parâmetros elétricos calculados.

As medições foram tomadas com agregação de 1 minuto para o cenário de 24 horas, e 1 segundo para os demais, com taxa de 256 amostras por ciclo. O medidor apresenta valores máximos, médios e mínimos para cada registro, tendo sido utilizados para análise apenas os valores médios.

Os resultados das medições encontram-se nas Tabelas II, para o cenário 0 e na Tabela III, para os cenários 2 e 3, divididos conforme as ocorrências observadas na Fig. 3. Os valores máximos e mínimos mencionados nas tabelas são devidos à variação de carga e geração ao longo do período de medição, ou seja, os maiores e menores valores obtidos durante as medições.

TABELA II. CENÁRIO 0 – COM E SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

		FD	FP	P (kW)	Q _{ind} (kvar)	S (kVA)
Sem FV	Max	0,928	0,903	9,03	3,14	9,56
	Min	0,734	0,680	3,71	3,43	5,05
Com FV	Max	0,992	0,980	-21,15	2,14	21,26
	Min	0,063	0,056	-0,32	3,37	3,40

TABELA III. CENÁRIOS 2 E 3 – VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS

		FD	FP	P (kW)	Q _{ind} (kvar)	S (kVA)
Sem	Max	0,939	0,924	29,43	10,77	31,35
FV	Min	0,918	0,907	25,76	10,93	27,98
Inv.	Max	0,879	0,862	24,05	12,78	27,23
7,5kW	Min	0,801	0,801	18,22	12,76	22,24
Inv.	Max	0,869	0,855	21,07	11,94	24,22
12kW	Min	0,722	0,700	12,43	11,72	17,09
Inv.	Max	0,765	0,737	12,06	9,72	15,49
Tot	Min	0,242	0,221	2,52	9,42	9,75

O cenário 2 quantifica o consumo máximo alcançado pela instalação, chegando a 31,35kVA, sendo 29,43kW de potência ativa e 10,77kvar de reativa capacitiva, com FP = 0,924 e FD = 0,939.

Para os valores das potências apresentadas na Tabela II e III, deve-se lembrar que os respectivos valores são resultantes, já que o fluxo de potência é bidirecional no caso dos inversores estarem conectados à rede.

Do cenário 1, foram tomadas as medidas de geração máxima atual conforme a conexão dos inversores, obtendo-se os resultados mostrados na Tabela IV.

TABELA IV. CENÁRIO-1 - VALORES DE GERAÇÃO

	FD	FP	P (kW)
7,5kW	0,991	0,940	5,09
12kW	0,999	0,989	9,15
27kW	0,996	0,989	23,57

V. ANÁLISE

A carga da instalação em geral apresenta fator de potência variável ao longo do dia, apresentando menor FP em períodos ociosos (à noite), como visto na Fig. 5.

Com a inserção de GD fotovoltaica, em períodos de grande quantidade de potência ativa exportada para a rede, o FP aumenta consideravelmente ($FP > 0,90$). Contudo, no limiar entre potência consumida e geração serem iguais ou apresentarem pequena diferença frente à potência reativa da instalação, como observado na Tabela III, o valor do FP reduz, podendo chegar a 0,242. Tal cenário corresponde à faixa (e) da Fig. 3, ou convergindo para esta.

Quando se faz o aumento da carga para os testes (Cenário 3) não ocorre exportação de energia para a rede, não havendo então inversão no fluxo de potência. Contudo, quando $P < Q$, o FD apresenta-se abaixo de 0,5, como pode ser visto na Fig. 6.

Assim, de acordo com os dados apresentados, ao instalar sistemas fotovoltaicos, torna-se interessante avaliar o perfil de consumo do local, de forma a evitar que o FP permaneça abaixo dos valores recomendados; principalmente para os casos de consumidores tarifados por extrapolá-lo, buscando alternativas para ocorrências dos cenários “d” e “e” da Fig. 3. Nesta premissa, o FP entra como um parâmetro importante a ser avaliado antes de inserir um sistema de geração fotovoltaica na rede, visto que a capacidade de hospedagem de PVs não deve afetar o bom funcionamento do sistema (confiabilidade, qualidade da energia, limites térmicos) [15].

Ao comparar os valores de FP com FD, percebe-se considerável presença de harmônicas na instalação. O inversor de 7,5kW apresenta menor FP do que o de 12kW, sendo este o mais recente instalado (cenário 1). Ambos funcionam com FD unitário, tendo-se obtidos valores um pouco abaixo devido ao local da medição. Dada a diferença no FP, presume-se que o inversor de 12kW tem uma topologia melhor, pois produz menor quantidade de distorção.

A potência consumida durante o cenário 2 foi aproximadamente 20% da capacidade total da instalação, estando o transformador de entrada sobredimensionado. Justificado, no entanto, por ter sido prevista considerável expansão de carga do prédio, além dos reativos gerados por este não influenciarem nas medições realizadas, já que estas ocorreram do lado do secundário.

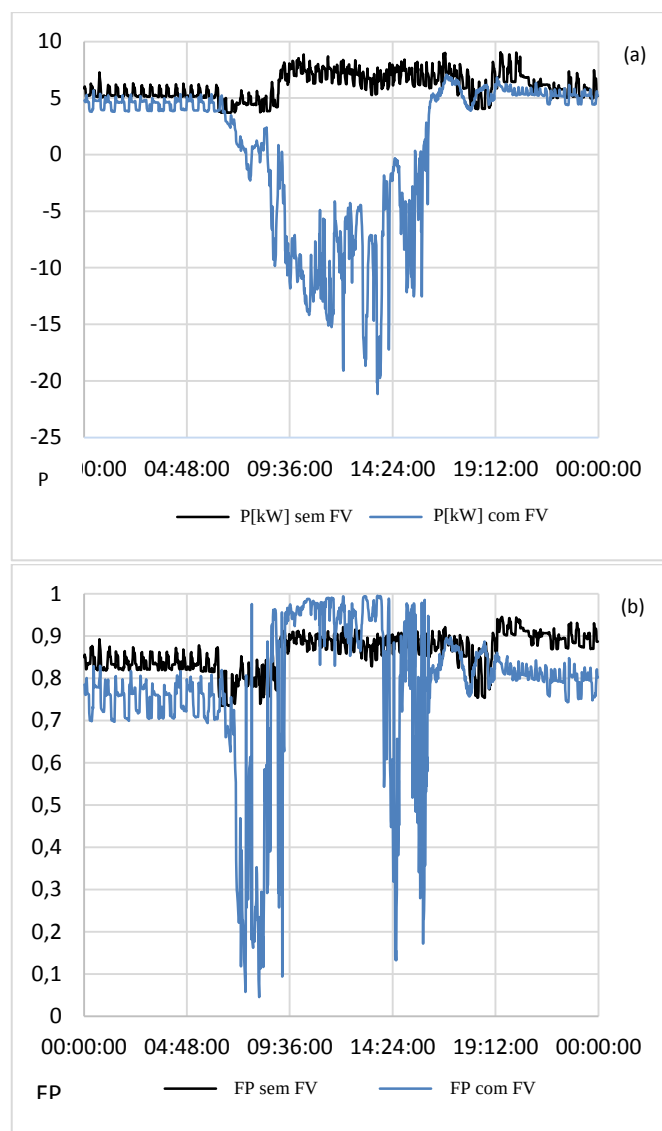


Fig. 5 – Cenário 0 carga típica – (a) potência ativa com e sem geração FV, (b) FP com e sem geração FV.

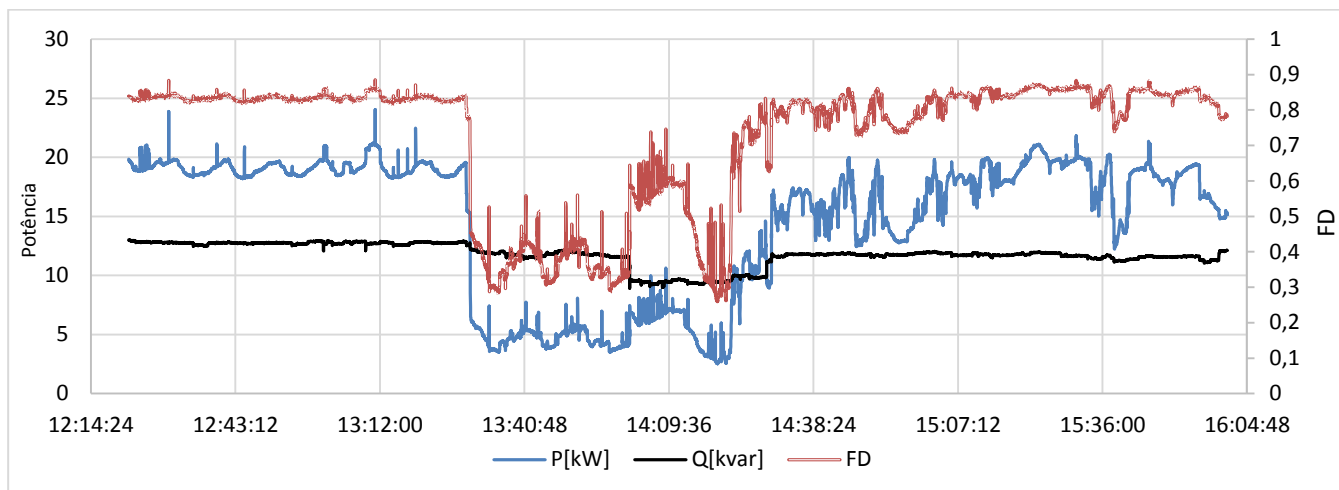


Fig. 6 – Para o Cenário 3 as medições começaram com o inversor de 7,5kW ligado, então ligou-se todos inversores por volta de 13h30min, prosseguindo apenas com o inversor de 12kW das 14h30min em diante.

Sabe-se que a operação de transformadores em carga leve absorve muita energia reativa, devido à predominante corrente de magnetização do núcleo, causando uma significativa queda no FP da instalação. Casos como este costumam acontecer no período noturno, quando há pouco consumo. No caso em análise, os transformadores ligados aos inversores da GD operam a vazio nesse período, pois entram em *standby* na falta de sinal DC proveniente das células fotovoltaicas. Apesar disso, como a carga reativa capacitiva predomina durante as medições, devido à presença da UPS, não fica visível se há um grande impacto nesse sentido.

Assim, para casos em que deseja-se absorver ou gerar reativos, de forma a balancear o FP da instalação, pode-se configurar os inversores para operar com fator de potência menor que 1, o que também contribui com o controle do nível de tensão [16].

VI. CONCLUSÕES

Com a realização deste trabalho conclui-se que a geração fotovoltaica pode ter grande influência no FP da rede na qual a mesma é instalada. Quando a geração é significativamente maior que o consumo, o FP aumenta, porém quando a produção se equipara ao consumo, o FP fica baixo. Devido a correlação entre a geração fotovoltaica e irradiação, o FP apresenta grandes oscilações durante a intermitência do sol.

Através das medições verificou-se diferenças entre FD e FP, alertando quanto a presença de distorções harmônicas na rede. Também atentando a importância em conhecer o perfil de consumo e avaliar o FP para o estudo de capacidade de hospedagem para GD.

Para continuidade e estudos futuros, seria interessante realizar medições no lado de média tensão, permitindo analisar o FP, dentre outras grandezas, vistos pela concessionária de energia. Como o transformador está sobredimensionado, é possível que esteja consumindo mais ou menos reativos do que o esperado, o que não pode ser visto na medição na baixa tensão, onde o FP foi predominantemente capacitivo.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Villalva, M.G. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações - 2.ed, São Paulo: Érica, 2015.
- [2] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std 1547, 2003 (R2008).
- [3] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Aneel nº 482/2012.
- [4] Ribeiro, P.; Ferreira, F.; Medeiros, F. Geração distribuída e impacto na qualidade de energia. VI Seminário Brasileiro Sobre a Qualidade da Energia Elétrica - SBQEE, Pará: 2005, pg. 781-787.
- [5] IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electrical Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced or Unbalanced Conditions, IEEE Std 1459, 2010.
- [6] Nilson, J.W.; Riedel, S.A. Circuitos Elétricos. Tradução de Marques, A.S. - 8ª ed., São Paulo: Person Prentice Hall, 2009.
- [7] R.C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty. "Electrical Power Systems Quality", 3rd Ed., McGraw-Hill, 2012.
- [8] Pinzón, A. M. O. *et al.* "Power Measurements under IEEE 1459-2010 Standard on a Microgrid with Renewable Sources" in Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on, pp. 968-973. Oct. 2016.
- [9] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Aneel nº 414/2010.
- [10] A. Elserougi *et al.* "A simple active-power control technique for grid-connected three-phase inverters at unity power factor" in Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2013 Fourth International Conference on, pp. 265-270. May 2013.
- [11] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1, IEEE Std 1547a, 2014.
- [12] R. Kabiri, D. G. Holmes, B. P. McGrath. "The Influence of PV Inverter Reactive Power Injection on Grid Voltage Regulation" in Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2014 IEEE 5th International Symposium on, pp. 1-8. June 2014.
- [13] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Standard 1159, 2009.
- [14] International Standard for Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods, IEC 61000-4-30, 2008.
- [15] Schwaegerl, M.H.J. Bollen, K. Karoui, A. Yagmur, "Voltage control in distribution systems as a limitation of the hosting capacity for distributed energy resources", 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005, vol., no., pp.1-5, 6-9 June 2005.
- [16] F. Ding, B. Mather. "On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement" IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, 2017.