

Influência de Harmônicas na Tarifação de Energia Elétrica

H. K. Morales P.

F. P. Marafão

S. M. Deckmann

L. C. P. da Silva

Resumo – O presente trabalho discute, através de exemplos de simulação de redes contendo cargas não-lineares o efeito da conversão de energia de 60Hz para outras frequências, a qual é dissipada como perdas na rede, devido à circulação de correntes harmônicas, causadas pelas cargas não-lineares. Alguns dos resultados obtidos podem ser considerados surpreendentes, pois conflitam com a intuição natural ou o pensamento vigente. Considerações finais sintetizam as análises e conclusões alcançadas durante o estudo, do ponto de vista do impacto na tarifação.

Palavras chaves – Harmônicas, fator de potência, potência ativa, reativa, tarifação.

I. INTRODUÇÃO

O crescimento contínuo das aplicações de cargas não lineares, não só nas atividades industriais e comerciais, como também no uso doméstico, tem sido responsável pelo aumento gradual do nível de distorção das formas de onda de tensão e corrente em sistemas AC, ocasionando diversos tipos de perturbações na transmissão, na distribuição e no consumo de energia elétrica. Um dos principais problemas associados a estes tipos de cargas é o surgimento de fluxo de potência harmônica causado pelos harmônicos de tensão e corrente.

Nos últimos 30 anos houve uma ampla discussão em torno das definições de potência nos sistemas polifásicos sob condições não-senoidais e desequilibrados [1-4], e na última década, grande atenção tem sido dada aos efeitos relacionados com as correntes circulando pelo neutro (correntes homopolares ou de seqüência zero). Entretanto, ainda restam muitos conflitos e interpretações distintas do ponto de vista da qualidade da energia e de uma teoria de potência que seja válida para as novas condições de trabalho dos sistemas elétricos [5-7].

Considerando normas e recomendações internacionais sobre medição de potência, as últimas versões passaram a incorporar novas definições para os casos em que as correntes e tensões não são senoidais e equilibradas. Um exemplo é a norma alemã [8,9], ou a referenciada em [3], a qual foi recentemente atualizada pelo IEEE. Um dos objetivos seria estabelecer

formas de cálculo das parcelas de potência que sirvam também para o faturamento da energia elétrica consumida, as quais são baseadas no fator de potência fundamental $\cos\phi_1$ [10] e com isto taxando apenas a energia reativa fundamental.

O objetivo do presente trabalho é mostrar os resultados obtidos com relação ao estudo do impacto tarifário causado pelas distorções harmônicas sobre a potência consumida e o fator de potência resultante sob tais condições. O assunto é de grande interesse para fins de tarifação em geral, uma vez que o uso de cargas com conversores e controle eletrônico não-linear está se tornando mais comum em todos os níveis de tensão e potência.

II. ORIGEM DAS DEFINIÇÕES DE POTÊNCIA EM REDES MONOFÁSICAS E TRIFÁSICAS

A. Potência aparente em sistemas monofásicos

O uso de diferentes termos de potência datam do final do século XIX, quando Steinmetz definiu os três tipos de potências que usualmente conhecemos como: aparente (S), ativa (P) e reativa (Q). Ele também propôs o uso do indicador chamado de “fator de potência (FP)” como sendo a razão entre a potência ativa e aparente [11]. Porém os dois enfoques dominantes na definição de potência em sistemas de corrente alternada foram introduzidos por Budeanu (1927) e Fryze (1932). Budeanu definiu a potência no domínio da Frequência [12], enquanto Fryze definia a potência no domínio do tempo [13]. Nos casos senoidais equilibrados todas as definições convergem. No entanto em casos mais gerais de assimetrias e formas de onda não-senoidais aparecem diferenças [4-7].

A partir da análise matemática da interação entre tensão e corrente no domínio da frequência, Budeanu definiu as seguintes potências: Potência Ativa (P), Potência Reativa (Q_B), Potência Aparente (S) e Potência de Distorção (D_B).

A definição no domínio do tempo formulada por Fryze não empregava a análise de Fourier, tornando sua aplicação prática mais simples, já que naquela época não existiam equipamentos capazes de realizar os cálculos no domínio da frequência. A partir dos valores eficazes da tensão e corrente, e o cálculo do valor médio da potência instantânea, Fryze propõe a decomposição das variáveis de um sistema monofásico.

Nestas definições, a potência ativa (P) tem um significado físico inequívoco ante qualquer composição de tensão e corrente, no entanto as potências Q_B e D_B propostas por Budeanu surgem de formulações matemáticas que podem conduzir a falsas interpretações quando as tensões e correntes não são senoidais. Foi por isto que a quantificação do fluxo

H.K. Morales P., L.C. P. da Silva e S.M. Deckmann são doutorando e professores na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Av. Albert Einstein – 400 – Cidade Universitária CEP: 13083-970, Campinas, SP-Brasil. (e-mail: hmorales, sigmar@dsce.fee.unicamp.br, lui@dsee.fee.unicamp.br).

F. P. Marafão é professor no Departamento de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Estadual Paulista, CEP: 18087-180, Sorocaba, SP – Brasil. (e-mail: fmarafao@sorocaba.unesp.br).

harmônico de potência não ativa vem sendo questionada por muitos pesquisadores principalmente por Czarnecki [14].

B. Potência aparente em sistemas Polifásicos

Depois das duas grandes discussões de 1920 e 1933 no AIEE [15,16], e das contribuições de Budeanu, em 1935 Harvey L. Curtis e Francis B. Silsbee publicaram, a pedido do Institute's Committee on Instruments and Measurements do A.I.E.E., o artigo [17], onde foram dados conceitos e definições fundamentais às quantidades relacionadas com a potência em circuitos monofásicos senoidais e não-senoidais, assim como circuitos polifásicos equilibrados e desequilibrados em condições senoidais e não-senoidais de CA.

Isto foi o início para a aparição das primeiras edições do IEEE Std Dictionary, que utiliza duas formas de cálculo de potência aparente em sistemas trifásicos: A potência aparente Aritmética S_A e a Potência aparente Vetorial S_V .

No Std Dictionary, S_A não está definida explicitamente mesmo assim ela é mencionada e utilizada, como sendo a soma aritmética das potências aparentes das fases individuais.

$$S_A = \sum_{k=a}^c \sqrt{P_k^2 + Q_k^2 + D_k^2} \quad . \quad (1)$$

A potência aparente de cada fase se decompõe segundo o modelo de Budeanu.

S_V é definido como a soma vetorial:

$$S_V = \sqrt{\left(\sum_{k=a}^c P_k\right)^2 + \left(\sum_{k=a}^c Q_k\right)^2 + \left(\sum_{k=a}^c D_k\right)^2} \quad , \quad (2)$$

onde P_k , Q_k , e D_k são as potências, ativa, reativa e de distorção.

Olhando para as definições de S_A e S_V se verifica que: $S_A > S_V$. Estas duas equações originam duas definições de fator de potência, FP_A e FP_V . Em sistemas equilibrados senoidais os valores são iguais, no entanto, para condições não ideais os resultados podem chegar a ser completamente distintos.

Portanto, em redes trifásicas desequilibradas e/ou com conteúdo harmônico, dependendo da definição de potência aparente adotada, o fator de potência tomará valores diferentes:

$$FP_V = \frac{P}{S_V} \geq FP_A = \frac{P}{S_A} \quad . \quad (3)$$

Mesmo com as inconsistências apontadas, o IEEE manteve estas definições até a publicação da Std 1459 [3], proposta que foi motivada pelas publicações ao longo dos últimos 30 anos.

Por outro lado, em 1950 Buchholz estendeu o trabalho de Fryze a um sistema genérico de m condutores [18]. Segundo Buchholz, o sistema pode-se representar mediante um circuito homogêneo onde todos os condutores são considerados iguais. Neste circuito homogêneo, as tensões das m terminais são referenciadas a um nó virtual "o". Para tratar o sistema polifásico como um todo, Buchholz introduz o conceito de valor coletivo (instantâneo), assim como o valor eficaz coletivo.

Também Buchholtz definiu a potência aparente como o produto dos valores eficazes coletivos da corrente e a tensão,

sendo interpretada esta como a *máxima transferência de potência ativa*. Esta definição foi recuperada pelo IEEE Working Group [3], o qual pretende generalizar as definições de potência em condições não-senoidais e desequilibradas, reconhecendo a potência aparente de Buchholz, a qual foi rebatizada de potência aparente efetiva (Se).

Com base nos trabalhos de Fryze e Buchholz, em 1962 Depenbrock [19] estabeleceu as bases para o cálculo instantâneo de novas parcelas de correntes em sistemas polifásicos genéricos.

A partir de 1990, os estudos relacionados ao cálculo e definição do Fator de Potência em redes trifásicas sob regime não-senoidal e/ou desequilibrado, originaram diferentes expressões para totalizar o balanço das componentes de potência das fases e diferentes estratégias para sua formulação. Entretanto, apesar das similaridades encontradas nas definições de diversos autores, ainda não existe uma previsão para convergência das opiniões e definições para o caso geral de tensões e correntes não-senoidais e desequilibradas.

Enquanto isto não acontece, a maioria dos procedimentos de medição, instrumentos, normas e recomendações sobre o assunto seguem baseadas em conceitos que sabidamente ou não, não são adequados para o caso geral de fornecimento e consumo de energia.

A seguir, serão discutidos alguns casos de simulação, nos quais buscou-se identificar como se comportam parcelas de potência de interesse, frente a diferentes configurações de cargas lineares, não-lineares e mistas.

III. SIMULAÇÃO DE CARGAS TÍPICAS NÃO – LINEARES MONOFÁSICAS

Para maior clareza e facilidade de entendimento, os casos escolhidos para simulação representam exemplos simples, mas representativos de uma grande classe de cargas não-lineares na atualidade: as cargas alimentadas através de conversores CA-CC.

O principal objetivo é comparar as potências e o fator de potência resultantes em diferentes pontos de observação e sob diferentes configurações de carga. A análise segue uma abordagem similar à da referência [23]:

Através dessa abordagem é possível explicitar uma série de resultados importantes para o entendimento da questão do impacto tarifário, relacionados com a presença de componentes harmônicos na tensão e na corrente, independentemente das características dos transdutores reais utilizados na prática, como TP's e TC's. A questão da resposta em frequência real dos transdutores, que é importante, neste contexto é tratada calculando-se as grandezas de interesse da seguinte forma:

Grandeza Fundamental: resulta considerando-se apenas os sinais fundamentais das tensões e correntes. Isto corresponde a transdutores atuando como filtros ideais, sintonizados na frequência fundamental da rede;

Grandeza Total: resulta considerando os sinais de tensão e corrente sem filtragem. Isto corresponde a transdutores atuando como filtros passa tudo.

Alguns dos resultados obtidos podem ser considerados surpreendentes, pois conflitam com a intuição natural ou o

pensamento vigente. Por exemplo, será mostrado que um instrumento que só mede a potência fundamental, ligado ao PAC de um consumidor que gera harmônicos de corrente, estará automaticamente taxando o consumidor pelas perdas harmônicas causadas na rede. Por outro lado, esse mesmo medidor não taxa o consumidor com carga linear que esteja consumindo potência harmônica imposta pela tensão da rede no PAC.

Esses exemplos, documentados e discutidos nos próximos itens, mostram que o problema de tarifação segue uma lógica diferente do problema de qualidade da energia suprida. Isto pode aumentar o conflito de interesse dentro da própria concessionária (contrapondo metas financeiras vs. metas de qualidade) além de conflitar com os interesses do consumidor quanto à solução dos problemas. O perfeito entendimento dessas nuances pode ajudar na negociação entre as partes para alcançar um acordo técnica e financeiramente aceitável para todas as partes.

A. Exemplo monofásico carga não-linear

A Fig. 1 mostra o esquema usado para os **3 casos** através do software PSIM/SIMCAD e Matlab simulink, para uma carga resistiva alimentada através de retificador monofásico. Uma fonte de tensão senoidal de 127Vrms, 60Hz, alimenta o conversor CA-CC através da impedância do condutor de fase igual à do retorno, com valores $R_f = R_n = 0.3\Omega$ e $L_f = L_n = 0.15\text{mH}$. A partir das medições das tensões e correntes nos terminais da fonte na entrada do retificador no lado CC foram calculados as respectivas potências resultantes para uma carga resistiva de 25Ω do lado CC e $C_{dc} = 1000\mu\text{F}$.

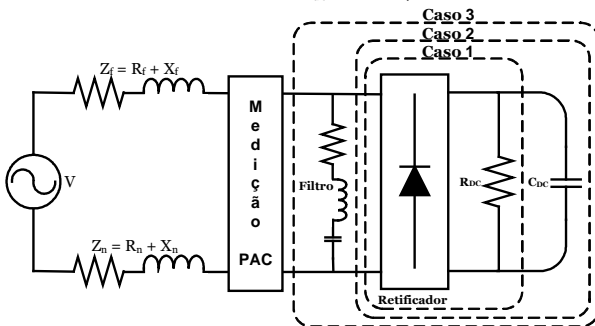


Fig. 1 Circuito monofásico utilizados para os diferentes casos.

No primeiro caso o objetivo é mostrar que a presença de harmônicos no lado CA é imposta não pelo retificador em si, mas sim pela ação do capacitor de saída, atuando como regulador da tensão retificada.

No segundo caso o objetivo é mostrar que a presença do capacitor no lado CC, cuja função é de diminuir o “ripple” da tensão retificada, é responsável também pela presença de tensões e correntes harmônicas no lado CA. Tais correntes, circulando pela rede no lado CA, causam perdas do tipo rI_n^2 . O que se pretende esclarecer neste caso é como essas perdas devem ser consideradas para fins de tarifação.

No terceiro caso o objetivo é mostrar que a presença de um filtro “shunt” pode piorar a emissão de harmônicos pela carga, perdendo eficácia para diminuir a distorção total da tensão no ponto de conexão.

Nos 3 casos, na entrada do retificador foi feita uma decomposição das formas de onda de tensão e corrente em

componentes fundamental e principais harmônicas. Isso permite calcular as parcelas de potência fundamental e das harmônicas, levando em conta os ângulos de fase de cada componente em frequência. Dessa forma pode-se saber se as potências são positivas (absorvidas a jusante do ponto de medição, ou seja, do lado da carga) ou negativas (absorvidas a montante do ponto de medição, ou seja do lado da rede). Os resultados para os diversos casos monofásicos simulados estão reunidos na TABELA 1

TABELA 1: RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA UMA CARGA NÃO-LINEAR

		Valores Resultantes	Caso 1 (s/filtros)	Caso 2 (só filtro CC)	Caso 3 (filtros CC e 3h)	
GERADOR	Vg (V)		127,28	127,280	127,280	
	Ig (A)		8,1600	12,6600	12,8100	
	Pg (W)		1.038,6	1.108,00	1.161,00	
	Ng (Var)		3,1600	1.169,97	1.144,76	
	Sg (VA)		1.038,6	1.611,36	1.630,46	
	FPg		1,0000	0,69000	0,7100	
PAC	Total	Vpac (V)	122,40	122,400	122,750	
		Ipac (A)	8,1600	12,6600	12,8100	
		Ppac (W)	998,60	1.011,00	1.063,00	
		Npac (Var)	19,170	1.174,35	1.158,69	
		Spac (VA)	998,78	1.549,58	1.572,43	
		FPpac	1,0000	0,65000	0,6800	
	Fundamental	V1pac (V)	122,40	122,190	122,610	
		I1pac (A)	8,1600	8,77000	11,2100	
		P1pac (W)	998,60	1.061,0	1.086,00	
		Q1pac (Var)	0,0000	-148,000	-842,000	
		S1pac (VA)	998,78	1.071,61	1.374,46	
		FP1pac	1,0000	0,99000	0,79000	
		3 harmônica	V3pac (V)	0,0000	5,02000	0,7100
			I3pac (A)	0,0000	7,28000	1,0200
			P3pac (W)	0,0000	-31,8500	-0,6300
			Q3pac (Var)	0,0000	-17,9900	-0,3500
			S3pac (VA)	0,0000	36,5500	0,7200
		5 harmônica	V5pac (V)	0,0000	4,01000	4,2700
			I5pac (A)	0,0000	4,87000	5,1900
			P5pac (W)	0,0000	-14,210	-16,100
			Q5pac (Var)	0,0000	-13,460	15,2500
S5pac (VA)	0,0000		19,5300	22,1600		
THD	THDv %	0,0000	5,73000	4,5500		
	THDi %	0,0000	104,100	55,4000		
DC	Vcc (V)	122,40	158,90	162,400		
	Icc (A)	8,1600	6,3600	6,5000		
	Pcc (W)	998,20	1.011,0	1.055,0		

Nesta TABELA os valores das “medições” e os resultados dos cálculos realizados durante a simulação foram agrupados em função do ponto de “medição”. Daí ter-se valores designados pelo índice g para geração, cc para carga na saída do retificador e pac para grandezas relativas ao ponto de acoplamento comum na entrada do retificador. No PAC, por sua vez, as variáveis foram agrupadas como total, fundamental, 3a harmônica, 5a harmônica, além do THDv e THDi. As parcelas N_g e N_{pac} correspondem, respectivamente a: $N_g = \sqrt{S_g^2 - P_g^2}$, $N_{pac} = \sqrt{S_{pac}^2 - P_{pac}^2}$, e expressam a potência não ativa, sob condições não-senoidais.

Com relação ao Caso 1: Sem capacitor na saída do retificador, praticamente não se observa harmônicos no lado CA (THDv=THDi=0). Isto se deve ao fato do retificador ser

constituído de diodos praticamente ideais, que conduzem ou não, dependendo da polarização ser positiva ou negativa.

Como não há componentes harmônicos no lado CA, a potência total entregue à carga coincide com a potência fundamental. Uma vez que a carga é resistiva e o retificador é praticamente ideal, o fator de potência, resultante no lado CA é unitário. As perdas na rede são decorrentes apenas da circulação da corrente fundamental, suprida pelo gerador $(R_f + R_n)I_g^2$.

Com relação ao Caso 2: Na presença do capacitor na saída do retificador, além de aumentar o nível médio da tensão (V_{cc}), Em contrapartida, no lado CA, os níveis de distorção aumentaram para $THD_v=5,4\%$ e $THD_i=104\%$, violando portanto os limites aceitáveis. A 3ª harmônica de tensão chega a 4,1% e a de corrente a 83%, enquanto que a 5ª harmônica chega a 3,3% de tensão e 55% de corrente.

Uma vez que agora existe corrente harmônica fluindo pela rede CA, é interessante analisar o que ocorre com as potências ativas nas várias frequências observadas no PAC, no gerador e no lado CC: $P_1=1.061$ (W), $P_3= -31,8$ (W), $P_5= -14,2$ (W), $P_{Total}=1.011$ (W), $P_G=1.108$ (W) e $P_{CC}=1.011$ (W). Notar que as potências harmônicas (P_3 e P_5), vistas pelo PAC são negativas, o que significa que estão sendo impostas à rede pela carga não-linear. De fato, a soma das potências P_3 e P_5 , obtidas como produtos $V_{h_v} \cdot I_{h_i} \cdot \cos(\theta_{h_v} - \theta_{h_i})$, observados no PAC, são iguais às perdas harmônicas na rede $2R_f(I_3^2 + I_5^2)$.

Além disso, observa-se que a potência fundamental entregue ao retificador (P_1) é maior que a potência dissipada pela carga (PCC). Como o retificador é ideal, a diferença deve ser devido à potência harmônica, que é devolvida pelo retificador à rede para atender às perdas harmônicas. Isto pode ser confirmado verificando que a potência da carga (PCC) praticamente coincide com a potência líquida entregue ao retificador ($P_{Total} \cong P_1 + P_3 + P_5$).

Uma importante conclusão disso é que o retificador CA-CC com capacitor na saída, pode ser considerado um conversor que absorve potência na frequência fundamental e a converte em parcela CC, consumida pela carga no lado CC e em parcelas harmônicas que são dissipadas como perdas harmônicas no lado CA.

Uma vez que a tensão gerada não contém harmônicos, a potência fornecida pelo gerador deve conter apenas parcelas referentes à corrente fundamental:

$P_G = P_1 + R_T \cdot I_1^2 = 1.061 + 0,6 \times 8,77^2 = 1.107$ (W), que de fato se aproxima muito do valor “medido” de 1.108 (W). Notar que as perdas na rede devido à corrente fundamental ($R_T \cdot I_1^2 = 46,1$ W) são comparáveis às perdas harmônicas ($P_3 + P_5 = 46,0$ W).

Devido à presença de componentes harmônicos no PAC, a potência aparente, definida pelo produto da tensão pela corrente eficaz, resulta maior que a potência suprida ao retificador. Por essa razão, o fator de potência caiu para $FP=0,65$. No entanto, é interessante observar que a corrente fundamental entregue ao retificador está adiantada em relação à tensão fundamental do PAC, resultando em $\cos\phi_1=0,99$ capacitivo. Isso sugere que não se pode melhorar o FP do retificador simplesmente conectando capacitores no lado CA, pois isso resultaria em sobre-compensação capacitiva, piorando o fator de potência fundamental. O que se deve fazer nesse caso é reduzir o conteúdo harmônico das tensões no

PAC. Uma solução que parece óbvia é utilizar filtro harmônico no lado CA. Isso será testado no próximo caso, para mostrar que essa solução também tem suas limitações.

Com relação ao Caso 3: Neste caso, além do capacitor de saída, necessário para redução do “ripple” da tensão CC, conectou-se um filtro passivo shunt, sintonizado na 3ª harmônica, na entrada do retificador. O objetivo é mostrar que, mesmo absorvendo a maior parte da corrente harmônica da frequência sintonizada, o efeito desse filtro shunt para redução da distorção total da tensão no PAC é reduzido. Isso ocorre porque o filtro shunt provoca o aumento da emissão de harmônicos pelo retificador com capacitor na saída. Essa característica dos retificadores com capacitor na saída, foi devidamente documentada nas referências [21,22].

Com a presença do filtro harmônico no lado CA do retificador (PAC) ocorre um aumento do nível de tensão médio do lado CC. Com isso aumenta a potência suprida para a carga, assumida como resistência constante. O fator de potência no PAC aumenta levemente (de 0,65 para 0,68). No entanto, o fator de potência fundamental ($\cos\phi_1$) caiu de 0,99 para 0,79 devido à sobre-compensação capacitiva do filtro na frequência fundamental. Esse é um resultado indesejável do filtro harmônico shunt quando o fator de potência fundamental não precisaria ser corrigido.

Com relação ao filtro CA, confirma-se que absorveu grande parte da corrente de 3ª harmônica, já que a perda harmônica na rede (P_3) caiu de 31,8W para 0,63W, enquanto que na 5ª harmônica (P_5) aumentou de 14,2W para 16,5W. Isso mostra que o filtro evitou que a corrente da 3ª harmônica circulasse pela rede, mas aumentou a circulação da 5ª harmônica. As distorções totais no PAC resultaram $THD_v=4,55\%$ e $THD_i=55,4\%$. Apesar da significativa redução da distorção da corrente pela rede, a distorção da tensão no PAC caiu relativamente pouco. De acordo com o estudo apresentado nas referências [21,22], isso se deve à característica de fonte harmônica de tensão dos retificadores com capacitores no lado CC. Filtros shunt não são eficazes para corrigir a distorção da tensão da rede quando a causa da distorção (carga não linear) se comporta como fonte de tensões harmônicas. Nestes casos, soluções mais eficientes devem utilizar filtros série controlados. Estas soluções, no entanto, só são eficientes quando usadas em conjunto com as cargas não-lineares e, portanto, deveriam ser consideradas soluções integradas aos dispositivos não-lineares, raramente, como soluções de rede. Por exemplo, como mostrada na referência [24].

B. Carga linear e carga não linear conectadas no mesmo PAC

Para mostrar como uma carga linear pode ser influenciada pelas distorções causadas por um outro consumidor que possui carga não-linear, simulou-se um caso de carga mista. Trata-se do mesmo exemplo anterior de carga monofásica não-linear de 1 kW, acrescida de uma carga resistiva monofásica linear, também de 1 kW, conectada ao mesmo PAC. A Fig. 3 mostra o esquema usado na simulação.

Os resultados referentes ao consumidor linear estão mostrados na TABELA 2. Deseja-se chamar a atenção para as potências harmônicas (P_3 e P_5), que neste caso são positivas, indicando que são dissipadas pela carga linear. Essas

potências, “indesejadas”, absorvidas pela carga linear, foram impostas pela tensão harmônica presente no PAC, devido à carga não-linear vizinha.

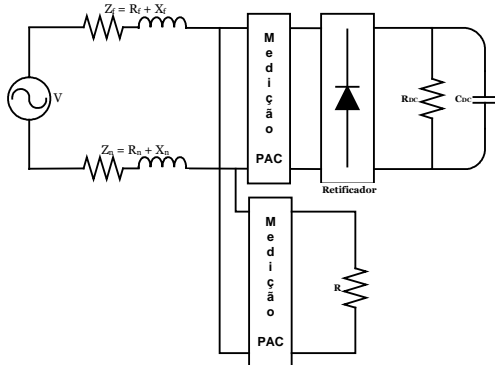


Fig. 2 Circuito monofásico, carga linear e não-linear conectadas no mesmo PAC.

TABELA 2: RESULTADOS – INTERAÇÃO DE UMA CARGA NÃO-LINEAR E CARGA LINEAR

		V _g (V)	127,28
PAC	Total	V _{pac} (V)	117,80
		I _{pac} (A)	7,9600
		P _{pac} (W)	937,69
		N _{pac} (Var)	0,0000
		S _{pac} (VA)	937,69
		F _{Ppac}	1,0000
	Fundamental	V _{1pac} (V)	117,60
		I _{1pac} (A)	7,9500
		P _{1pac} (W)	934,68
		Q _{1pac} (Var)	3,2900
		S _{1pac} (VA)	934,68
		F _{P1pac}	1,0000
	3 harm	V _{3pac} (V)	4,6400
		I _{3pac} (A)	0,3100
		P _{3pac} (W)	1,4600
	5 harm	V _{5pac} (V)	3,7300
		I _{5pac} (A)	0,2500
		P _{5pac} (W)	0,9400
THD	THD _v %	5,5200	
	THD _i %	5,5200	

Neste caso, a potência fundamental P_{1pac} é menor que a potência total P_{pac} . Assim, um medidor que só “enxerga” a frequência fundamental não taxaria a carga linear pela parcela de potência harmônica absorvida, imposta pela tensão da rede. O ônus do suprimento de potência harmônica neste caso seria da concessionária, responsável pela entrega de tensão distorcida. Mesmo não pagando pela potência harmônica, no entanto, esse consumidor poderá ter outros problemas devido à baixa qualidade da tensão suprida. Notar que THD_v é 5,52% e, portanto, acima do limite de distorção considerado aceitável.

C. Interação entre duas cargas não-lineares

Um outro caso importante para consideração é o de duas cargas não-lineares interagindo. No exemplo anterior mostrou-

se como uma carga linear, puramente resistiva, é influenciada pela carga não-linear próxima. Essa interação se dá essencialmente em função da tensão distorcida que é imposta à carga linear.

De forma similar, quando duas cargas não-lineares próximas operam simultaneamente, as distorções causadas por uma delas na tensão de suprimento irão afetar o comportamento da outra carga. O resultado dessa interação pode variar desde o cancelamento mútuo até a amplificação das correntes harmônicas na rede. O que vai acontecer em um caso específico depende de vários fatores tais como a composição espectral das correntes de cada carga, a diferença de fases das correntes harmônicas de mesma ordem, a proximidade das frequências de ressonância com a rede ou com bancos de capacitores, etc.

O exemplo apresentado a seguir (Fig. 4) mostra duas cargas não-lineares similares (retificadores monofásicos) conectadas ao mesmo PAC, e cuja única diferença está no tamanho do capacitor de saída (1000μF vs. 2000μF), ou seja, no nível de “ripple” da tensão retificada. Parâmetros utilizados na rede e nas cargas: $R_1 = R_2 = 0,3\Omega$, $L_1 = L_2 = 0,15mH$, $R_{dc1} = R_{dc2} = 25\Omega$, $C_{dc1} = 1000\mu F$ e $C_{dc2} = 2000\mu F$.

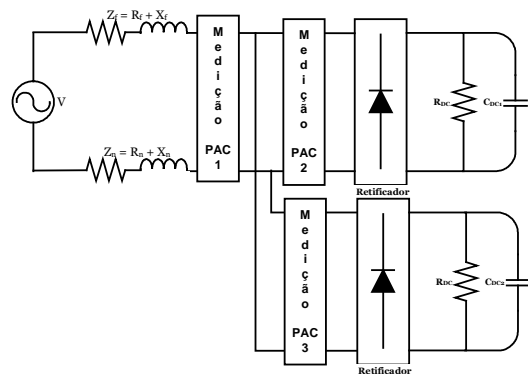


Fig. 3 Circuito monofásico, duas cargas não-lineares conectadas no mesmo PAC.

Na TABELA 3, apresenta-se o resultado da simulação. Medidor 1 corresponde aos valores observados pela rede, enquanto medidores 2 e 3 correspondem aos valores observados nas cargas 1 e 2 respectivamente.

Conforme esperado, a tensão retificada média é maior na carga com o maior capacitor de saída (carga 2). Por essa razão a potência ativa absorvida por essa carga também é maior. As potências harmônicas das duas cargas são negativas, o que significa que ambas contribuem para as perdas harmônicas na rede. Notar que o medidor 1 enxerga a soma das potências harmônicas das duas cargas, a distorção total da corrente da carga 2 é maior que a da carga 1, sugerindo que essa é a carga dominante em termos da composição da distorção.

A distorção % da corrente total suprida pela rede é menor que a de cada uma das correntes das cargas. Isto se deve ao fato do valor usado como base para o cálculo % ser maior na rede do que em cada carga individualmente.

Um resultado de certo modo surpreendente, é referente à potência reativa fundamental (Q_{1pac}). Enquanto a carga 1 (menor capacitância CC) se mostra capacitiva vista pelo PAC, a carga 2 (maior capacitância CC) se apresenta levemente indutiva para a rede. Esses resultados mostram que cargas não-

lineares podem interagir até mesmo no nível das potências fundamentais, afetando o fator de potência de cada carga. Neste caso surge a dúvida: como atribuir responsabilidades de forma justa para todas as partes?

TABELA 3: RESULTADOS – INTERAÇÃO DE DUAS CARGAS NÃO-LINEAR

GERADOR		Vg (V)	127,3000		
		Ig (A)	20,77000		
PAC		Pg (W)	2.086,000		
		Ng (VA)	1.624,639		
		Sg (VA)	2.644,021		
FPg		0,789000			
		Instrum 1	Instrum 2	Instrum 3	
PAC	Total	Vpac (V)	117,9000	117,900	117,900
		Ipac (A)	20,77000	10,100	12,0700
		Ppac (W)	1.827,000	882,500	944,500
		Npac (VA)	1.630,524	799,484	1.064,425
		Spac (VA)	2.448,783	1.190,790	1.423,053
		FPpac	0,74600	0,741	0,66400
		Fundamental	V1pac (V)	117,500	117,500
	I1pac (A)		16,3900	7,9660	8,4710
	P1pac (W)		1.924,00	929,900	994,600
	Q1pac (Var)		-68,550	-106,800	38,220
	S1pac (VA)		1.925,825	936,005	995,343
	FP1pac		0,9990	0,9930	0,9990
	3 harm	V3pac (V)	7,9950	7,9950	7,9950
		I3pac (A)	11,600	5,0750	6,8730
		P3pac (W)	-80,720	-39,490	-41,240
		Q3pac (Var)	-45,650	-9,3230	-36,320
		S3pac (VA)	92,742	40,575	54,950
	5 harm	V5pac (V)	4,1490	4,1500	4,1500
		I5pac (A)	5,0320	1,4500	4,3080
		P5pac (W)	-15,200	-5,9440	-9,2530
		Q5pac (Var)	-14,320	0,9730	-15,290
	THD	S5pac (VA)	20,878	6,0180	17,878
		THDv %	7,9360	7,9360	7,9360
	DC	THDi %	77,800	78,000	101,400
Vdc (V)			148,50	153,60	
Idc (A)			5,9390	6,1440	
Pdc (W)			881,90	943,80	

IV. CONCLUSÕES

Em condições senoidais, a potência gerada pelas fontes primárias é convertida pelas cargas em trabalho ou calor e dissipada como perdas pelas resistências dos circuitos percorridos pelas correntes na frequência fundamental.

Na presença de correntes harmônicas na rede, existem perdas Joule ($R \cdot I_h^2$), essas perdas aparecem como potências negativas no ponto de conexão (PAC) que também devem ser supridas pelas fontes primárias. No caso de fontes primárias com tensões senoidais, o processo de conversão da potência, gerada na frequência fundamental, em potências harmônicas se dá nas cargas não-lineares, que passam a injetar as potências harmônicas na rede para suprir as perdas causadas pelas correntes harmônicas.

Surge então a possibilidade de discernir a potência efetivamente utilizada pela carga não-linear da parcela que é devolvida à rede em forma de perdas. Essa diferença aparece entre a medida da potência total (P_{total}) no PAC e a potência fundamental (P_1) medida no mesmo ponto. $P_{total} = P_1 + \sum_h P_h$. No

caso da carga injetar potência harmônica na rede $\sum_h P_h < 0$,

resultando uma potência total medida no PAC menor que a potência fundamental.

Uma forma de tarifar esse tipo de consumidor com carga não linear, consiste em medir a energia absorvida na frequência fundamental. Dessa forma o consumidor estaria pagando tanto pela potência usada pela sua própria carga, como pelas perdas harmônicas que a sua carga impõe à rede.

No caso de consumidor com carga linear, conectado ao mesmo PAC de uma carga não linear, ele estará sujeito a tensões harmônicas impostas e, portanto, absorve potências harmônicas que não deseja. Neste caso, surge o seguinte dilema: se esse consumidor for taxado pela potência total, estará pagando por uma parcela de potência indesejada. Por outro lado, se for taxado apenas pela potência fundamental, a concessionária é quem terá que arcar com a potência harmônica imposta à carga linear pela tensão distorcida.

V. REFERÊNCIAS

- [1] M. Depenbrock, "The FBD – Method, A Generally Applicable Tool For Analyzing Power Relations" IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 8, No 2, May 1993.
- [2] P. Tenti, P. Mattavelli, "A time-domain approach to power term definitions under non-sinusoidal conditions", *Sixth International Workshop on Power Definitions and Measurements under Non-Sinusoidal Conditions*, Milan, 2003.
- [3] IEEE Standard 1459-2000, *IEEE Trial-Use Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities under Sinusoidal, Non-sinusoidal, Balanced or Unbalanced Conditions*, ISBN 0-7381-1963-6, 2000.
- [4] F.P. Marafão. Análise e Controle da Energia Elétrica Através de Técnicas de Processamento Digital de Sinais. Tese de Doutorado. UNICAMP, dezembro de 2004.
- [5] J. L. Willems, J. A. Ghijselen, A. E. Emanuel, "The apparent Power Concept and the IEEE Standard 1459-2000," *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 20, n. 2, April 2005.
- [6] H.K. Morales P., "Influência do Referencial de Tensão na Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica" Tese de Mestrado. UNICAMP, Julio de 2006.
- [7] A.C. Moreira, F.P. Marafão, S.M. Deckmann, H.K.Morales P., "Análise Comparativa das Técnicas de Medição de Potência Baseadas na Recomendação IEEE STD 1459-2000 e no Método FBD", IEEE Conferência de Aplicações Industriais - INDUSCON, Recife, 2006.
- [8] DIN 40110 Teil 1: Wechselstromgrößem; Zweileiter-Stromkreise. Beuth-Verlag, Berlin. March 1994.
- [9] DIN 40110 Teil 2: Mehrleiter-Stromkreise. Beuth-Verlag, Berlin. November 2002.
- [10] Resolução nº 456, "Estabelece, de Forma Atualizada e Consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica", ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, novembro de 2000.
- [11] C.P. Steinmetz, "Theory and Calculation of Alternating Current Phenomena" McGraw- Hill, New York, The W.J. Johnston Co. 1897.
- [12] C. I. Budeanu, "Reactive and Fictitious Power". Instituto Romain de Energia, 1927. (in Romanian).
- [13] S. Fryze, "Active, Reactive and Apparent Power in Circuits with Nonsinusoidal Voltage and Current". *Przegl.Elektrotech*, No 7, pp. 193-203. 1931. (in Polish).
- [14] L.S. Czarnecki, "What is wrong with the Budeanu concept of reactive and distortion power and why it should be abandoned?", *IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement*, IM-36(3), pp. 834-837, 1987.
- [15] Report of the Special Joint Committee, "Power Factor in Polyphase Circuit" AIEE Transactions, pp 1449-1520 July 1920.
- [16] A.E. Knowlton, "Reactive Power in Need of Clarification" AIEE Transactions, Companion papers and discussions extent to pp. 744-805, Sept. 1933.

- [17] H.L. Curtis, F.B. Silsbee, "Definitions of Power and Related Quantities", AIEE, April 1935, pp. 394-404.
- [18] F. Buchholz, "Das Begriffsystem Rechleistung. Wirkleistung, Totale Blindleistung", Munich, Germany: Selbstverlag 1950.
- [19] M. Depenbrock, "Untersuchungen über die Spannungs und Leistungsverhältnisse bei Umrichtern ohne Energiespeicher", Dr. Ing. Dissertation, Tech. Univ. Hannover, Germany. 1962. (in German).
- [20] M. Depenbrock, "Wirk-und Blindleistungen periodischer Ströme in Ein- u. Mehrphasensystemen mit periodischen Spannungen Beliebiger Kurvenform", ETG Fachberichte 6 Blindleistung, pp. 19-59, 1980.
- [21] J. A. Pomilio, S. M. Deckmann. "Characterization and Compensation for Harmonics and Reactive Power of Residential and Commercial Loads". Anais do Cobep, Recife, Jun. 2005.
- [22] J. A. Pomilio, S. M. Deckmann, E. A. Mertens, L. F. S. Dias, A. R. Aoki, M. D. Teixeira e F. R. Garcia. "Caracterização e Modelagem de Cargas Típicas de Redes Secundárias com Consumidores Domésticos e Comerciais". Anais do VI SBQEE, Belém, 2005.
- [23] A. Dán, D. Raisz "What do and what should digital revenue meters measure on distorted networks?" 11th Intern. Conf. On Harmonics and Quality of Power. EUA, 2004.
- [24] H. K. Morales P, F. P. Marafão, S. M. Deckmann, L. C. P. da Silva, "Tipos de Compensadores e Estratégias de Compensação para Cargas Lineares e Não-Lineares". Anais do VII CBQEE, Santos, 2007.

VI. BIOGRAFIA



Helmo Kelis Morales Paredes, nascido em 08/09/1979 em Puno-Perú, é engenheiro eletricitista (2002) pela Universidade Nacional São Agustín de Arequipa (UNSA) e mestre (2006) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Atualmente é Doutorando na UNICAMP. Áreas de interesse: Instrumentação, qualidade de energia, e definições de potência na presença de distorções e assimetrias.



Fernando Pinhabel Marafão, nascido em 26/09/1975 em José Bonifácio (SP), é engenheiro eletricitista (1997) pela Universidade Estadual Paulista, mestre (2000) e doutor (2004) pela Universidade Estadual de Campinas. Em 2002, foi pesquisador visitante no Departamento de Engenharia de Informação da Universidade de Pádua (Itália). Atualmente é Professor Assistente na Universidade Estadual Paulista (Campus Sorocaba), onde integra o grupo de Engenharia de Controle e Automação. Áreas de interesse: técnicas de processamento e controle digital aplicadas em eletrônica de potência e sistemas de energia, filtros ativos de potência, qualidade de energia e definições de potência na presença de distorções e assimetrias. Dr. Marafão é membro da Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP), da Sociedade Brasileira de Automática (SBA) e do IEEE.



Sigmar Maurer Deckmann, nascido em 06/04/1946 em Cruz Alta (RS), é engenheiro eletricitista (1973), mestre (1976) e doutor (1980) pela Universidade Estadual de Campinas. É professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas desde 1974. De 1986 a 1988, foi chefe do Departamento de Sistemas e Controle de Energia. De 1999 a 2003, foi vice-diretor da faculdade. Também tem liderado diversos projetos sobre Flicker, monitoração de qualidade de energia e instrumentação digital. Suas principais linhas de pesquisa têm sido: dinâmica do sistema de potência, instrumentação, qualidade de energia, monitoração de distúrbios, estudos sobre a propagação de harmônicos e Flicker e filtros ativos de potência. Dr. Deckmann é membro do IEEE.



Luiz Carlos Pereira da Silva, nascido em 30/10/1972 em Guaraf (TO), é engenheiro eletricitista (1995) pela Universidade Federal de Goiás, mestre (1997) e doutor (2001) pela Universidade Estadual de Campinas. É professor da FEEC/UNICAMP desde 2002, seus projetos de pesquisa são dedicados à transmissão e distribuição de energia elétrica.