

IMPACTOS NO FATOR DE POTÊNCIA E HARMÔNICAS NA SUBSTITUIÇÃO DA ELETROTERMIA POR GÁS NATURAL

Flávio Fernandes¹ (Prog. Int. Pós-Grad. em Energia-IEE/USP),
José Aquiles Baesso Grimoni² (Poli/USP e Prog. Int. Pós-Grad. em Energia-IEE/USP),
Murilo Tadeu Werneck Fagá³ (Prog. Int. Pós-Grad. em Energia-IEE/USP)

¹Rua Nebraska, 489 – ap.: 81 – bairro: Nebraska – CEP 04560-011 – São Paulo, fernandes.flavio@uol.com.br

²Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 – bairro: Cid. Universitária – CEP 05508-010 São Paulo, aquiles@iee.usp.br

³Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 – bairro: Cid. Universitária – CEP 05508-010 São Paulo, murfaga@iee.usp.br

Resumo:

O crescimento do gás natural (GN) no setor industrial do Brasil ocorre quase que totalmente através do deslocamento de energéticos fósseis, como o óleo combustível, diesel e gás liquefeito de petróleo (GLP). No Brasil, devido a uma tradição, nas últimas décadas, de abundância de energia elétrica a preços módicos para o setor industrial, o parque industrial cresceu e se consolidou com o uso intensivo de máquinas e equipamentos que utilizam energia elétrica. Desta forma, existe um grande potencial de substituição de parte desta energia elétrica por GN principalmente na parcela de uso final destinada ao aquecimento e geração de vapor, denominada eletrotermia.

A maior parte das ocorrências de eletrotermia se dá com o uso de resistências elétricas, que atuam apenas com o efeito Joule, não ocorrendo nenhuma incidência de energia reativa, ou geração de harmônicas. Em outras palavras, esta parcela de energia elétrica destinada à eletrotermia geralmente não perturba a energia da rede e instalações elétrica. Este fato auxilia na diluição dos distúrbios provocados por outros equipamentos e máquinas que necessitam de energia reativa para seu funcionamento, ou que produzem harmônicas. Desta forma, esta substituição pode acarretar problemas para a energia elétrica que restar porque esta energia elétrica pode conter perturbações (devido à geração de harmônicas) e/ou deslocamentos nas curvas senoidais da corrente e tensão devido a maior presença de energia elétrica capacitiva ou indutiva, em grau suficiente para ocasionar multa por não respeitar o limite de 0,92 no fator de potência e outros problemas, que antes eram diluídos pela parcela de energia elétrica resistiva.

Este artigo analisa os impactos da substituição da eletrotermia no setor industrial que podem ocorrer tanto no fator de potência como também nas harmônicas, na parcela da energia elétrica que restará após a substituição.

Este artigo também propõe uma metodologia simples para verificar estes impactos antes de se dar a substituição, para que estes efeitos colaterais possam ser mitigados através da introdução de filtros, capacitores ou indutores na instalação elétrica da indústria; fato que poderá acarretar um custo de capital adicional à mudança tecnológica a ser implantada.

Gás Natural, Harmônicas, Fator de Potência, Eletrotermia.

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é rica em energia elétrica produzida por hidrelétricas, conforme apresentado em FERNANDES, (2004). O parque de hidrelétricas criado principalmente nas décadas de 1960 e 1970 excedeu em muito a necessidade da demanda. Políticas de fomento foram utilizadas, onde houve incentivo do governo para a utilização da energia elétrica com fins térmicos, para aquecimento e geração de vapor, ou seja, para eletrotermia. Este período coincidiu com um grande crescimento do parque fabril. Deste modo, vários processos produtivos nasceram utilizando energia elétrica ou foram mudados para tal.

O GN teve um grande impulso com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, cresce no setor industrial deslocando combustíveis também fósseis, como o óleo combustível, o diesel e o GLP. Infelizmente, a abordagem das concessionárias é substituir a queima direta onde esta já existe e é evidente: nas caldeiras, no aquecedor de água ou fornos. Entretanto, uma parcela significativa de energia elétrica deixaria de ser utilizada para fins térmicos, se houvesse um melhor entendimento dos processos produtivos e desenvolvimento de equipamentos e processos que utilizassem o GN, seja na queima direta, seja na produção de frio e calor através da absorção, ou na combinação de ambos onde um sistema de absorção está acoplado a uma bomba de calor, situação que proporciona melhor aproveitamento energético.

Hoje, no Brasil, a distribuição elétrica estabelece como um dos critérios de qualidade de energia o fator de potência mínimo para clientes com tarifa A, independente se verde, azul ou convencional. O valor mínimo do

fator de potência é de na 0,92 indutivo no período indutivo e 0,92 capacitivo no período capacitivo, sendo que sua apuração se dá em uma integração de 1 hora, ao longo do dia.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Serão abordados neste trabalho os dois itens principais para a qualidade de energia: fator de potência e harmônicas, baseados em ALBADÓ (2001).

2.1 Fator de Potência (FP):

A energia elétrica consumida numa instalação é composta basicamente por duas parcelas distintas: a energia ativa (E_a) e a energia reativa (E_r).

A energia ativa (E_a) é aquela que efetivamente produz trabalho útil. A potência ativa (P) é aquela obtida com a integração da energia ativa no tempo, é medida em kWh.

A energia reativa (E_r) é aquela que produz o fluxo magnético necessário ao funcionamento dos motores e transformadores. A energia reativa é também denominada energia magnetizante. A potência reativa (Q) é aquela obtida com a integração da energia reativa no tempo, é medida em kVArh.

A composição fasorial destas duas componentes resulta na energia aparente (E_s). A potência aparente (S) é aquela obtida com a integração da energia aparente no tempo, é expressa em kVAh.

A relação entre elas é dada por:

$$(Equação 1) \quad E_s^2 = E_a^2 + E_r^2 \text{ ou em forma de potência } S^2 = P^2 + Q^2$$

A representação do FP é bi-dimensional, ou seja, podemos representar em um plano reto, onde P , Q e S podem ser representados geometricamente como um triângulo retângulo de catetos P e Q , e hipotenusa S , conforme visto na Figura 1.

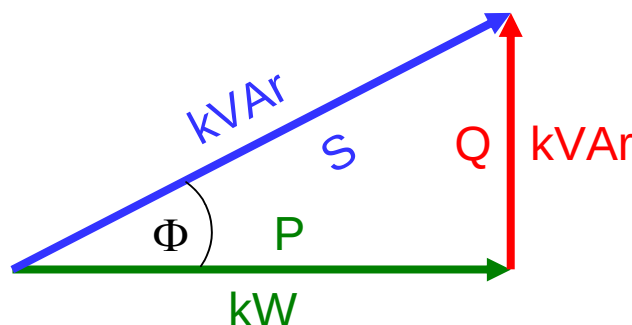


Figura 1: Triângulo retângulo das potências: ativa, reativa e aparente.

Define-se como Fator de Potência (FP) de uma instalação o quociente entre a energias ativa e a energia aparente, ou seja : $FP = E_a / E_s$ ou $FP = P/S$.

A regulamentação brasileira para FP, de acordo com ANEEL (2000), estabelece para unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão o valor de 0,92. Deve sempre ser feito por média horária, sendo 0,92 indutivo no período indutivo do dia (em geral das 6 e 24 horas, exceto horário de ponta de 3 horas, variando de concessionária e horário de verão) e 0,92 capacitivo no período capacitivo (6 horas seguidas entre 23:30h e 6:30h a ser definido pela concessionária local).

Pode-se também simplificar a análise da parte restante, se for admitido que as correntes e tensões estão no mesmo plano e são senoidais. A Figura 2 mostra a composição das potências para este caso:

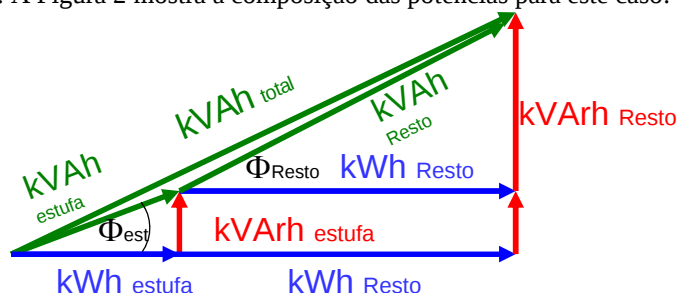


Figura 2: Triângulos de potência da Estufa, do Resto e Total

2.2 Harmônicas:

Dado um padrão de onda senoidal, como o adotado na rede elétrica, pode-se designar as harmônicas do sistema como desvios em relação a esse padrão, que no caso brasileiro tem uma frequência de 60 Hz. Um sinal qualquer pode ser descrito através da série de Fourier, nas seguintes formas:

a) Trigonométrica.

$$(Equação 2) s(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} [a_k \cdot \cos(k\omega_0 t) + b_k \sin(k\omega_0 t)], \text{ com } \omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$$

Onde os a_k e b_k são constantes reais, T_0 é o período da onda e ω_0 é a frequência.

b) Trigonométrica Polar.

$$(Equação 3) s(t) = A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \cos(k\omega_0 t + \theta_k), \text{ com } \omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$$

Onde os A_k são constantes reais, os θ_k são defasagens, T_0 é o período da onda e ω_0 é a frequência.

c) Forma complexa

$$(Equação 4) s(t) = \sum c_k \cdot e^{jk\omega_0 t}, \text{ com } \omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}.$$

Onde os c_k são frequências complexas, T_0 é o período da onda e ω_0 é a frequência.

Nos sistemas de potência é utilizada a Trigonométrica Polar.

Existe uma frequência no sinal que é chamada frequência fundamental, que no caso da rede elétrica no Brasil é 60Hz. Tal frequência é a componente desejada de tensão e corrente, para a qual os equipamentos elétricos foram projetados para funcionar.

Mas, devido a distúrbios (poluição) na rede, podem surgir componentes com frequências múltiplas da fundamental. Tais componentes são chamadas de harmônicas. Na rede elétrica brasileira, tais frequências são 120Hz, 180Hz, 240Hz, 300Hz e assim sucessivamente. O fator multiplicativo (k na equação) é chamado ordem da harmônica. A ordem, por exemplo, da harmônica de frequência 300Hz é 5 (5×60 Hz).

Tais componentes podem provocar danos aos equipamentos ou mau funcionamento dos mesmos. Por isso, é conveniente a medida do conteúdo energético de tais componentes. A medida usada para tal é o THD (Distorção Harmônica Total), onde o conteúdo das harmônicas secundárias é comparado com o da fundamental. A expressão do THD é:

$$(Equação 5) THD = \frac{\sqrt{\sum (U_h)^2}}{U_1} \times 100\%,$$

onde U_1 é o valor eficaz da fundamental e U_h é o valor eficaz da h -ésima harmônica, sendo h diferente de 1, ou seja, não inclui a fundamental. A letra U aqui utilizada pode representar a tensão ou a corrente. Desta forma, tem-se o $THD_{(V)}$ e o $THD_{(I)}$. Para a rede básica de energia, a ONS (Operador Nacional do Sistema) estabelece desde 2002 parâmetros de qualidade para tensão suprida. Entretanto, para o consumidor final, não existe norma brasileira para determinar limites ao THD, como existe no caso do fator de potência. Em ANEEL (2005), existe a proposta dos seguintes valores para a distorção harmônica da tensão no sistema de distribuição da Tabela 1, apesar de ainda não ter sido definida:

Tabela 1: Valores de Referência Globais do $THD_{(V)}$ de documento da ANEEL

Tensão Nominal do barramento - V_N	Distorção Harmônica Total de Tensão – $THD_{(V)}$
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10%
$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	8%
$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	6%
$69 \text{ kV} < V_N \leq 138 \text{ kV}$	3%

A norma BS EN 50160 (2000) especifica um $THD_{(V)}$ de 8%, para a distribuição do sistema e o IEEE-519 (1991) especifica os seguintes valores da Tabela 2:

Tabela 2: Valores de Referência Individuais e Totais do THD_(V) da norma BS EN 50160 (2000)

Tensão Nominal do barramento - V _N	Distorção Harmônica Individual de Tensão	THD _(V)
V _N ≤ 69 kV	3,0%	5,0%
69001 V < V _N ≤ 161 kV	1,5%	2,5%
161 kV < V _N	1,0%	1,5%

Não existe sequer uma referência para a distorção da corrente e isto é um problema importante para a identificação do responsável em gerá-la, pois, para muitas cargas eletrônicas, o THD_(I) é dependente do , ou seja, pode ser originado pela própria concessionária e não pelo consumidor final.

A norma IEC 61000-3-2 (2005), que trata de THD_(I) para correntes até 16 A por fase, especifica limites conforme a Tabela 3 a seguir:

Tabela 3: Valores de Referência Individuais de Corrente da norma IEC 61000-3-2 (2005)

Ordem do Harmônico n	Classe A – Máxima corrente [A]	Classe B – Máxima corrente [A]	Classe C – % da fundamental	Classe D – [mA/W]
3	2,30	3,45	30 x FP	3,4
5	1,14	1,71	10	1,9
7	0,77	1,115	7	1,0
9	0,40	0,60	5	0,5
11	0,33	0,495	3	0,35
13	0,21	0,315	3	0,296
15 ≤ n ≤ 39	0,15 = 15/n	0,225 = 15/n	3	3,85/n
2	1,08	1,62	2	
4	0,43	0,645		
6	0,3	0,45		
8 ≤ n ≤ 40	0,23 = 8/n	0,35 = 8/n		

Onde os equipamentos são classificados em 4 grupos, sendo o A trifásicos.

A norma IEC 61000-3-4 (1998), que trata de THD_(I) para correntes acima de 16 A por fase e com potência aparente menor ou igual a 33 vezes a potência de curto-circuito da instalação, especifica limites conforme a Tabela 4 a seguir:

Tabela 4: Valores de Referência Individuais de Corrente da norma IEC 61000-3-4 (1998)

Ordem do Harmônico n	Harmônico Admissível I _n /I _{fundamental} %	Ordem do Harmônico n	Harmônico Admissível I _n /I _{fundamental} %
3	21,6	21	≤0,6
5	10,7	23	0,9
7	7,2	25	0,8
9	3,8	27	≤0,6
11	3,1	29	0,7
13	2	31	0,7
15	0,7	≤33	≤0,6
17	1,2		
19	1,1	Sempre	≤8/n ou ≤0,6

Define-se a potência de curto-circuito (Rsce) como a relação entre a tensão nominal ao quadrado e a impedância de curto-circuito. Se o equipamento a ser analisado exceder os limites da Tabela 4 e a potência de curto-circuito permitir, outros limites podem ser aplicados. Se este for monofásico ou trifásico desbalanceado, utiliza-se os limites da Tabela 5, sem exceder a relação 16/n %:

Tabela 5: Valores de Ref. de Correntes Monofásica ou Trifásica Desbalanceadas da IEC 61000-3-4 (1998)

Mínimo Rsce	THD _(I) %	PWHD %	I _n /I _{fundamental} % - n = 3	I _n /I _{fundamental} % - n = 5	I _n /I _{fundamental} % - n = 7	I _n /I _{fundamental} % - n = 9	I _n /I _{fundamental} % - n = 11	I _n /I _{fundamental} % - n = 13
66	25	25	23	11	8	6	5	4
120	29	29	25	12	10	7	6	5
175	33	33	29	14	11	8	7	6
250	39	39	34	18	12	10	8	7
350	46	46	40	24	15	12	9	8
450	51	51	40	30	20	14	12	10
600	57	57	40	30	20	14	12	10

Caso o equipamento seja trifásico equilibrado, respeitando-se o limite de 16/n %, os limites são descritos na Tabela 6 a seguir:

Tabela 6: Valores de Ref. de Correntes Trifásica Balanceadas da IEC 61000-3-4 (1998)

Mínimo Rsce	THD _(I) %	PWHD %	I _n /I _{fundamental} % - n = 5	I _n /I _{fundamental} % - n = 7	I _n /I _{fundamental} % - n = 11	I _n /I _{fundamental} % - n = 13
66	16	25	14	11	10	8
120	18	29	16	12	11	8
175	25	33	20	14	12	8
250	35	39	30	18	13	8
350	48	46	40	25	15	10
450	58	51	50	35	20	15
600	70	57	60	40	25	18

Como não existe consenso a respeito dos valores, o autor toma como referência o limite indicado em SCHNEIDER (2005), onde para o THD_(V) e THD_(I) se adota:

Situação normal ou ótima:

THD_(V) de 0% a menos de 5% e THD_(I) de 0% a menos de 10%.

Situação onde os efeitos das harmônicas são possíveis de ocorrer e requer precaução e análise:

THD_(V) de 5% a 8% e THD_(I) de 10% a 50%.

Situação crítica:

THD_(V) acima de 8% e THD_(I) acima de 50%.

No caso do THD, a representação é espacial, ou seja, tri-dimensional. Significa que os fasores da corrente e tensão não estão alinhados em um mesmo plano.

2.3 Convergência entre FP e THD:

De acordo com POMILIO (2006), os dois fatores se encontram na seguinte equação:

$$(Equação 6) \quad FP = \frac{\cos\phi}{(1 + THD_{(I)}^2)^{1/2}} a$$

Cabe a observação de que o THD_(I) está na base centesimal.

Em IEEE (1991) são apresentados alguns efeitos colaterais de um baixo fator de potência e elevada distorção harmônica, dentre eles:

- A máxima potência ativa absorvível da rede é limitada pelo FP e como a corrente com distorção apresenta valores maiores ainda maiores, a limitação é ainda maior;
- O achatamento da onda de tensão, devido ao pico da corrente, além da distorção da forma de onda, pode causar funcionamento inadequado de outros equipamentos conectados à mesma rede;
- As componentes harmônicas podem excitar ressonâncias no sistema de potência, levando a picos de tensão e de corrente, podendo danificar dispositivos conectados à linha;
- As perdas de transmissão de energia elétrica são proporcionais ao quadrado da corrente eficaz que circula pelos condutores, ou seja, quanto menor o FP, mais potência reativa, maior a perda; entre outros.

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta visa a realização do menor número de testes em campo para se definir se o impacto da substituição da eletrotermia na energia elétrica que restará na indústria analisada.

Os testes necessários de qualidade de energia são feitos na entrada da energia elétrica da concessionária e no equipamento com total ou parcial utilização de eletrotermia.

3.1 Equações Governantes

Fator de Potência (FP): define-se como Fator de Potência de uma instalação, independente das formas que as ondas de tensão e corrente se apresentem, o quociente entre a energias ativa e a energia aparente, ou seja : **FP** = **Ea** / **Es** ou **P/S** .

Num circuito puramente resistivo, temos **S** = **P**, teremos **FP** = **1**, ou seja, os circuitos resistivos possuem fator de potência unitário.

Nos circuitos resistivos, ou seja, naqueles que só possuem resistores (resistências), não existe energia reativa (**Q** = zero). Neste caso particular, **S** = **P**.

Podemos afirmar de uma forma genérica, que todos os equipamentos que possuem enrolamentos, a exemplo de transformadores, motores, reatores, etc., necessitam de energia reativa, a qual será suprida através do sistema da concessionária de energia elétrica.

Das definições anteriores, podemos escrever a seguinte equação geral para o cálculo do Fator de Potência - **FP** - de uma instalação:

$$(Equação 7) \quad FP = \frac{Ea}{(Ea^2 + Er^2)^{1/2}}$$

A forma geral de cálculo do fator de potência (FP), válida para qualquer tipo de onda, é a fórmula a seguir:

$$(Equação 8) \quad FP = \frac{\text{Potência ativa}}{V_{true\ RMS} \times I_{true\ RMS}}$$

Onde V e I são true RMS, que pode ser entendido na equação 9 a seguir:

$$(Equação 9) \quad I_{true\ RMS} = [(I_{fundamental})^2 + \sum (I_{outras})^2]^{1/2}$$

Com ondas senoidais de tensão e corrente a Potência ativa = $V_{true\ RMS} \times I_{true\ RMS} \times \cos\Phi$, substituindo na equação 8, tem-se:

$$(Equação 10) \quad FP = \cos\Phi$$

Esta definição é particular e vale somente quando as duas ondas são senoidais, sem a presença de harmônicas (para THD =0, conforme equação 6).

Quando se tem uma indústria, onde existe uma (ou mais) máquina(s) que utiliza energia elétrica com o uso final térmico (eletrotermia), podemos estudar o impacto no fator de potência através:

$$(Equação 11) \quad P_{total} = V_{total} \times I_{total} \times \cos\Phi_{total} = \sum [(V_1 \times I_1 \times \cos\Phi_1) + (V_2 \times I_2 \times \cos\Phi_2) + \dots + (V_n \times I_n \times \cos\Phi_n)]$$

Onde n é o enésimo equipamento ou fonte de uso final de energia elétrica de uma fábrica.

Os valores totais são obtidos da conta de energia elétrica da concessionária e/ou através de medição específica. Imaginando que a máquina com eletrotermia a ser substituída é representada pelo número 1, todas as outras que compõem o total podem ser representadas pela letra R. Desta forma, tem-se:

$$(Equação 12) \quad P_{total} = \sum (P_1 + P_R)$$

No caso em questão, teremos que utilizar instrumento de medição somente para a máquina 1. Uma vez que se obtiver os valores de tensão, corrente e $\cos\Phi$ existentes no ponto de uso final da máquina 1 e utilizando o conceito de que, para uma instalação elétrica feita corretamente o valor da tensão varia no máximo 5%, pode-se considerar que o módulo da tensão é igual em qualquer ponto, ou seja, $V_{total} = V_1 = V_R$.

Calculam-se as potências ativa, reativa e aparente em comparação com as medidas pelo equipamento.

Com base nas equações 8, 9 e 11 é feito o cálculo do $\cos\Phi_R$. Compara-se os dois valores e utiliza-se sempre o de menor valor para a análise do impacto do FP.

Se 100% da energia elétrica da máquina 1 for utilizada em eletrotermia, obtida por resistores, $\cos\Phi_R = \cos\Phi_{total}$.

Se não for 100%, a parcela da eletrotermia pode ser considerada como sendo a máquina 1 e a outra parcela como sendo parte da parcela R.

Desta forma é possível analisar o impacto da substituição da eletrotermia obtida por resistores em uma única máquina, parte de uma máquina, grupo de máquinas ou partes de um grupo de máquinas. É possível analisar seu impacto no fator de potência total da indústria, ou seja, no fator de potência que pode incidir multa, caso este seja menor que 0,92.

A metodologia aqui proposta visa verificar se a corrente ou tensão que restará após a substituição da eletrotermia irá afetar muito ou pouco. Desta forma, iremos considerar o pior caso para a geração de harmônicas, ou seja, onde cada ordem das harmônicas de cada equipamento coincide fasorialmente com o restante e consequentemente com o total da empresa. Esta coincidência se refere a estar cada parcela de cada determinada ordem de harmônica alinhadas (com o mesmo fasor) e em um mesmo plano.

Como foi descrito acima, a alteração na tensão encontrada em uma fábrica é muito inferior se comparada à alteração na corrente.

Desta forma, a análise se concentra no THD_(I), onde o 'I' também é fasorial.

Pode-se simplificar todas as correntes fundamentais estão no mesmo plano e portanto, tem-se:

$$(Equação 13) \quad I_{(fundamental) \text{ total}} \times \cos \Phi_{total} = \sum [(I_{(fundamental) 1} \times \cos \Phi_1) + (I_{(fundamental) 2} \times \cos \Phi_2) + \dots + (I_{(fundamental) n} \times \cos \Phi_n)]$$

Onde n é o enésimo equipamento ou fonte de uso final de energia elétrica de uma fábrica.

Enfatiza-se que esta equação somente é verdadeira se houver uma coincidência fasorial entre cada ordem de harmônica com seu respectivo par gerado em outro equipamento e estes com o total da empresa, de tal forma que a soma de harmônicas não contribua para a corrente fundamental. Esta situação é praticamente impossível de ocorrer, mas nesta condição temos a situação mais crítica.

A definição da corrente true RMS é dada pela equação 14:

$$(Equação 14) \quad I_{true \text{ RMS}} = [(I_{fundamental})^2 + \sum (I_{outras})^2]^{1/2}$$

A definição do THD(I) pode ser dada pela equação 15:

$$(Equação 15) \quad THD(I) = \frac{\sqrt{\sum (I_{outras})^2}}{I_{fundamental}} \times 100\%$$

Se substituirmos o $I_{fundamental}$ da equação 15 na equação 14, tem-se finalmente:

$$(Equação 16) \quad I_{true \text{ RMSI}} = [\sum (I_{outras})^2 \times (1 + 1/THD(I)^2)]^{1/2}$$

Tem-se os valores medidos de $I_{true \text{ RMS total}}$, $THD(I_{total})$, $I_{true \text{ RMS } 1}$, $THD(I_1)$. Pela equação 15, calculam-se os valores de $\sum I_{outras}$ e substitui-se na equação 14, onde acha-se o valor de $I_{fundamental}$.

Tem-se assim as informações básicas para calcular os valores restantes.

Para o cálculo do valor restante, o caminho é inverso, ou seja, não se tem o valor $I_{true \text{ RMS}}$, desta forma, utiliza-se a equação 12 e 11 e a simplificação de que todos as tensões são iguais. Desta forma, calcula-se o que seria o $I_{true \text{ RMS } R}$. Depois, utiliza-se a equação 13, 14, 15 e 16 para calcular o $THD(I_{Resto})$. Se este valor estiver igual ou abaixo de 10% definidos pelo autor, com base em SCHNEIDER (2005), a mudança tecnológica pode ser feita sem o acréscimo de filtros.

Se por outro lado este valor ficar igual ou acima de 10%, mas abaixo de 50%, a recomendação é ter que repetir novamente o ensaio de qualidade de energia após a mudança tecnológica.

Ou ainda, se ficar acima de 50%, neste caso devem ser considerados os custos de filtros para o projeto, necessariamente.

4. RESULTADOS

Resultados encontrados em campo, medindo um equipamento que possui resistências elétricas, seguindo a metodologia descrita acima e a discussão dos mesmos são os que se seguem. Obs.: existe uma limitação no equipamento de ensaio de qualidade de energia (Analyst 3Q da LEM/MINIPA) em tensões até 600 V e 3000 A, desta forma, somente foi possível realizar os ensaios em baixa tensão após a saída dos trafos:

Trafo alugado 440V

	V	KA	THD (V)	THD (A)	KW	KVA	PF	cos φ	KVAr	θ fase (V)	θ fase (A)
L1	260,70	0,573	0,90%	1,30%	144,000	151,000	0,958	0,953	45,000	0°	0°
L2	260,40	0,578	1,20%	1,40%	147,000	152,000	0,963	0,959	43,000	239,4°	238,1°
L3	259,70	0,574	0,90%	1,20%	145,000	151,000	0,965	0,961	41,000	119,5°	117,6°
	1,725		Neutro= 0,5%		436,00	454,00	0,962	0,958	129,00		

QGBT-1 440V entre fases

	V (F/N)	A	THD (V)	THD (A)	KW	KVA	PF	cos φ	KVAr	θ fase (V)	θ fase (A)
L1	259,00	66,000	1,90%	3,30%	10,00	10,400	0,961	0,967	2,600	0°	0°
L2	260,50	69,800	2,00%	3,50%	11,50	12,600	0,909	0,914	5,100	119,7°	126,3°
L3	260,20	79,300	1,90%	3,70%	8,60	10,100	0,850	0,858	5,100	240,2°	249,1°
	215,100		Neutro= 15,5%		30,10	33,10	0,907	0,913	12,80		

QGBT-4 440V entre fases

	V (F/N)	kA	THD (V)	THD (A)	KW	KVA	PF	cos φ	KVAr	θ fase (V)	θ fase (A)
L1	259,80	0,824	1,80%	2,40%	210,000	211,000	0,995	0,995	20,000	0°	0°
L2	260,30	0,835	1,80%	2,50%	211,000	215,000	0,979	0,979	44,000	120,3°	127,9°
L3	259,60	0,757	1,50%	2,00%	194,000	196,000	0,987	0,986	32,000	240,2°	245,2°
	2416,000		Neutro= 0,8%		615,00	622,00	0,987	0,987	96,00		

QGBT-6 440V entre fases

	V (F/N)	kA	THD (V)	THD (A)	KW	KVA	PF	cos φ	KVAr	θ fase (V)	θ fase (A)
L1	262,00	0,536	1,40%	5,80%	107,000	110,000	0,973	0,973	25,000	0°	0°
L2	265,10	0,465	1,90%	7,30%	91,000	96,000	0,946	0,947	31,000	119,4°	123,5°
L3	264,90	0,516	1,50%	6,40%	100,000	101,000	0,990	0,992	12,000	240,1°	233,7°
	1517,000		Neutro= 1,4%		298,00	307,00	0,970	0,971	68,00		

A soma total de todas as correntes dos transformadores em paralelo é: 5.873,1 A.

A média das tensões entre fase e neutro é: 261,0 V, ou entre fases de: 452 V.

A média ponderada pela corrente de todos os valores de $\cos \phi = 0,957$.

$\phi = 16,863^\circ$.

A média ponderada pela corrente de todos os FP = PF = 0,972.

Tem-se então que a potência ativa através de 2 formas = $V.I. \cos \phi = 1.466,97 \text{ kW}$ e somando os valores medidos, que consideram a influência das harmônicas = **1.379,10 kW**

A potência reativa = $V.I. \sin \phi = 444,67 \text{ kVAr}$ e somando os valores medidos, que consideram a influência das harmônicas = **305,8 kVAr**

A potência aparente = $V.I = 1.532,88 \text{ kVA}$ e somando os valores medidos, que consideram a influência das harmônicas = **1.416,1 kVA**

Retira-se a média do THD(A), aqui definido como $\text{THD}_{(I)}$, das harmônicas de corrente de cada fase de cada transformador e calcula-se a média ponderada pela corrente total de cada transformador:

$\text{THD}_{(I)}$ médio medido = $(1,3\% \times 1.725 \text{ A} + 3,5\% \times 215,1 \text{ A} + 2,3\% \times 2.416 \text{ A} + 6,5\% \times 1.517 \text{ A}) / 5.873,1 \text{ A}$

$\text{THD}_{(I)}$ médio medido = 3,135 %

Da equação 16 tem-se: $I_{\text{true RMSI}} = [\sum (I_{\text{outras}})^2 \times (1 + 1/\text{THD}(I)^2)]^{1/2}$

Calcula-se $\sum I_{\text{outras}} = 184,03 \text{ A}$.

Da equação 14 tem-se: $I_{\text{true RMS}} = [(I_{\text{fundamental}})^2 + \sum (I_{\text{outras}})^2]^{1/2}$

Calcula-se: $I_{\text{fundamental}} = 5.870,22 \text{ A}$.

O equipamento, uma estufa convectiva, apresentou as seguintes medições em funcionamento:

Estufa Elemento 1 - 440V entre fases

	V (F/N)	kA	THD (V)	THD (A)	KW	KVA	PF	cos φ	KVAr	θ fase (V)	θ fase (A)
L1	260,70	0,090	0,90%	3,20%	26,000	26,000	0,997	0,999	0,000	0,0°	0,0°
L2	260,10	0,066	1,50%	2,00%	19,000	19,000	0,998	0,996	2,000	238,7°	245,6°
L3	256,20	0,092	1,10%	4,10%	25,000	26,000	0,967	0,969	7,000	119,8°	132,6°
	0,248		Neutro= 0,0%		70,00	71,00	0,987	0,988	9,00		

Somam-se as correntes das três fases medidas na estufa, todas True RMS:

$$I_1 + I_2 + I_3 = 0,248 \text{ kA} = 248,0 \text{ A}$$

A média das tensões entre fase e neutro é: 259,0 V, ou entre fases de: 448,6 V. Praticamente a mesma da média dos transformadores.

A média de todos os valores de $\cos \phi = 0,988$.

$$\phi = 8,885^\circ$$

A média do FP = PF = 0,987.

Tem-se então que a potência ativa = V.I. $\cos \phi = 63,46 \text{ kW}$ e somando os valores medidos, que consideram a influência das harmônicas = **70,00 kW**.

Tem-se então que a potência reativa = V.I. $\sin \phi = 9,92 \text{ kVAr}$ e somando os valores medidos, que consideram a influência das harmônicas = **9,00 kW**.

Tem-se então que a potência aparente = V.I = **64,232 kVA** e somando os valores medidos, que consideram a influência das harmônicas = **71,00 kVA**.

Retira-se a média ponderada pelas corrente do THD(A), aqui definido como $\text{THD}_{(I)}$, das harmônicas de corrente de cada fase da estufa:

$$\text{THD}_{(I)} \text{ médio medido} = 3,21\%$$

$$\text{Da equação 16 tem-se: } I_{\text{true RMS}} = [\sum (I_{\text{outras}})^2 \times (1 + 1/\text{THD}(I)^2)]^{1/2}$$

$$\text{Calcula-se } \sum I_{\text{outras}} = 7,97 \text{ A.}$$

$$\text{Da equação 14 tem-se: } I_{\text{true RMS}} = [(I_{\text{fundamental}})^2 + \sum (I_{\text{outras}})^2]^{1/2}$$

$$\text{Calcula-se } I_{\text{fundamental}} = 247,87 \text{ A.}$$

Tem-se a base de informação para calcular a situação do Resto. Utiliza-se o pior valor para cálculo do FP, de forma que este seja o maior possível, como se segue:

$$\text{Da equação 11, tem-se: } P_{\text{total}} = \sum (P_{\text{estufa}} + P_{\text{Resto}})$$

$$\text{Considerando que a Figura 2 é válida, } S_{\text{total}}^2 = P_{\text{total}}^2 + Q_{\text{total}}^2$$

Mas, $S_{\text{total}} = S_{\text{estufa}} + S_{\text{Resto}}$, onde a soma é vetorial e válida se as ondas forem senoidais.

$$\text{Da Figura 2 tem-se também que } P_{\text{total}} = P_{\text{estufa}} + P_{\text{Resto}} \text{ e } Q_{\text{total}} = Q_{\text{estufa}} + Q_{\text{Resto}}$$

$$P_{\text{Resto}} = V_{\text{Resto}} \times I_{\text{Resto}} \times \cos \phi_{\text{Resto}} = 1.466,97 - 63,46 = 1.403,51 \text{ kW ou } 1.379,1 - 70,00 = 1.309,1 \text{ kW}$$

$$Q_{\text{Resto}} = V_{\text{Resto}} \times I_{\text{Resto}} \times \sin \phi_{\text{Resto}} = 444,67 - 9,92 = 434,75 \text{ kVAr ou } 305,8 - 9,00 = 296,80 \text{ kVAr}$$

$$S_{\text{Resto}}^2 = (P_{\text{Resto}}^2 + Q_{\text{Resto}}^2)^{1/2} = (1.403,51^2 + 434,75^2)^{1/2} = 1.469,30 \text{ kVA ou } (1.309,1^2 + 296,80^2)^{1/2} = 1.342,32 \text{ kVA}$$

$$\cos \phi_{\text{Resto}} = 0,956 \text{ ou } 0,973$$

$$\phi_{\text{Resto}} = 17,06^\circ \text{ ou } 13,34^\circ$$

Consideramos aqui o pior caso, ou seja, onde o $\cos \phi_{\text{Resto}}$ é menor = 0,956. A mudança tecnológica não afeta o FP, pois não reduz para um número menor que 0,92. Isto significa que não será necessário fazer investimentos em bancos de capacitores, por exemplo, na mudança tecnológica.

Da equação 13, tem-se:

$$I_{\text{fundamental total}} \times \cos \phi_{\text{total}} = I_{\text{fundamental estufa}} \times \cos \phi_{\text{estufa}} + I_{\text{fundamental Resto}} \times \cos \phi_{\text{Resto}}$$

$$5.870,22 \times 0,957 = 247,87 \times 0,988 + I_{\text{fundamental Resto}} \times 0,956$$

$$I_{\text{fundamental Resto}} = 5.620,19 \text{ A.}$$

$$\text{Da equação 14, tem-se: } I_{\text{true RMS}} = [(I_{\text{fundamental}})^2 + \sum (I_{\text{outras}})^2]^{1/2}$$

$$\text{Calcula-se } I_{\text{true RMS}} = I_{\text{Resto}} = 5.873,1 - 248,0 = 5.625,1 \text{ A} = [(I_{\text{fundamental}})^2 + \sum (I_{\text{outras}})^2]^{1/2}$$

$$\sum (I_{\text{outras}})^2 = (5.625,1^2 \text{ A}) - (5.620,19^2 \text{ A})$$

$$\sum (I_{\text{outras}}) = 234,98 \text{ A.}$$

Da equação 15, tem-se:

$$\text{THD}_{(I \text{ Resto})} = (234,98/5.620,19) \times 100 = 4,18\%$$

Com a eliminação da carga da estufa, o novo $\text{THD}_{(I \text{ total})} = \text{THD}_{(I \text{ Resto})} = 4,18\%$. Houve uma aumento no valor do THD, mas está dentro da faixa de 10%, desta forma, não impacta na qualidade de energia de forma significativa e portanto não há necessidade de ser feito investimentos em filtros de harmônicos.

5. CONCLUSÃO

O artigo traz a tona um importante fator para futuras mudanças tecnológicas, sendo que o impacto na qualidade de energia pode ser significativo nos custos de capital, a ponto de uma mudança não ser mais viável economicamente.

A metodologia proposta é simples, mas mostra-se eficiente na análise deste impacto. Se os cálculos não atingem o patamar sugerido e/ou valor de FP limite estabelecido, então é mais do que certo que a mudança não necessita acrescentar filtros e/ou capacitores no seu custo de capital.

O caso analisado utiliza eletrotermia através de resistências elétricas, uma situação onde poderiam aparecer problemas devido a distorções harmônicas e fator de potência na substituição tecnológica, mas, como se comprovou pelos cálculos, o FP e THD tiveram seus valores piorados, mas não foi o caso de afetar o custo de capital.

O uso crescente de equipamentos que geram distorções harmônicas irá demandar uma legislação brasileira a respeito, legislação esta que este trabalho levantou ser inexistente. Mesmo no exterior existem controvérsias a respeito das definições de harmônicas, porém o autor sugere o patamar de 5% para o THD_(v), conforme proposto pela própria ANEEL (2005) e 10% para o THD_(i), conforme sugerido pela SCHNEIDER (2005).

6. AGRADECIMENTOS

Agradecemos e reconhecemos à ANP, coordenador (Murilo Fagá) e prof. Aquiles, sem os quais não poderíamos realizar este trabalho.

7. REFERÊNCIAS

- ALDABÓ R. (2001), *Qualidade na Energia Elétrica*. Ed. Art Liber, 2001, São Paulo.
- ANEEL (2000). *Resolução ANEEL n.: 456, de 29/11/2000, DOU de 30/11/2000, seção 1, p. 78, Art. 64 e 65*, Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL (2005), *“Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Prodist módulo 8 – qualidade da energia elétrica”*, Agência Nacional de Energia Elétrica, 24/08/2005.
- BS EN 50160 (2000). Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. Informação obtida pelo site: <http://www.reo.co.uk/files/kbase/EN50160.pdf>, consultado em 01/06/2007.
- FERNANDES, F. SANTOS, E. M. (2004). *“Reflexões sobre a história da matriz energética brasileira e sua importância para a definição de novas estratégias para o gás”*. Artigo apresentado no Rio Oil&Gas, outubro/2004.
- IEC 61000-3-2 (2005) Electromagnetic compatibility (EMC) Part 3-2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current up to 16 A per phase).
- IEC 61000-3-4 (1998) Electromagnetic compatibility (EMC) Part 3-2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current up to 16 A per phase).
- IEEE (1991), *“Recommended practices and requirements for harmonic control in electric power system. Project IEEE-519”*, outubro/1991.
- POMILIO, J. A.(2006) *Fascículo / Harmônicos*. O Setor Elétrico, ano 1, edição 2, março/2006. São Paulo: Ed. Atitude.
- SCHNEIDER (2005). Workshop Instalações Elétricas de Baixa Tensão – Qualidade de Energia – Harmônicas. Apostila da Schneider Electric e Procobre, download disponível em www.schneider.com.br

THE IMPACTS IN THE FACTOR OF POWER AND HARMONICS IN THE SUBSTITUTION OF ELECTRIC THEMAL BY NATURAL GAS

ABSTRACT:

The growing of natural gas (NG) in the industrial sectors in Brazil happens almost totally by the substitution of fossil energetic, like the combustible oil, diesel and liquefied petroleum gas (LNG).

In Brazil, because of a tradition, in the last decades, the abundance of electric energy by cheap prices to the industrial sector, the industrial park grewed and concreted with the large use of machines and equipments that use electric energy. Therefore, there is a large potential to substitute part of these electric energy by NG mainly in the part of final use to heat and vapor generation, called electrothermal.

O caso analisado utiliza eletrotermia através de resistências elétricas, uma situação onde poderiam aparecer problemas devido a distorções harmônicas e fator de potência na substituição tecnológica, mas, como se

comprovou pelos cálculos, o FP e THD tiveram seus valores piorados, mas não foi o caso de afetar o custo de capital.

O uso crescente de equipamentos que geram distorções harmônicas irá demandar uma legislação brasileira a respeito, legislação esta que este trabalho levantou ser inexistente. Mesmo no exterior existem controvérsias a respeito das definições de harmônicas, porém o autor sugere o patamar de 5% para o $THD_{(V)}$, conforme proposto pela própria ANEEL (2005) e 10% para o $THD_{(I)}$, conforme sugerido pela SCHNEIDER (2005).

The major occurrences of electrothermal happens with the use of electrical resistances, those act only with the Joule' effect, do not happen reactive energy, or harmonics generation. In other words, this part of electric energy to electrothermal does not usually disturb the energy of the net and electric installations. This fact contributes to dilution of disturbs produced by others equipments and machines that need the reactive energy to their use, or that generate harmonics. So then, this substitution could produce problems to the rest of electric energy because of this electric energy could have disturbs (from the generation of harmonics) and/or movement of sinoidal curves of currency and voltage because of great presence of capacitivy electric energy or inductive, in such a mount to produce penalties to cross the limit of 0.92 in the powder factor and other problems, that before were diluted by the resistive electric energy, all though, besides the factor power and THD had worse values in the example given, but it was not enough to affect the capital cost.

This work analyses the impact of substitution of electricthermal in the industrial sector that can happen in the powder factor or in the harmonics, in the rest of electric energy after the substitution.

This work also propose a simple methodology to verify this impacts before the substitution, to mitigate these colateral effects with the introduction of filters, capacitors or inductors in the electric instalation of the industry; fact that can increase the capital cost in the technological change to be implemented. In the country side exist different point of view about the harmonic definitions, but the writer suggests the limit of 5% to $THD_{(V)}$, like proposed by ANEEL (2005) and 10% to $THD_{(I)}$, like suggested by SCHNEIDER (2005).

Natural Gas-1, Harmonics -2, Factor of Power -3, Electrotherm-4

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.