

# CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA COM BANCOS DE CAPACITORES EM SISTEMAS REAIS DE BAIXA TENSÃO POLUÍDOS POR HARMÔNICOS

Ailton Amaral Maia Neto, Carmina Célia Moura de Moura Carvalho,

Maria Emília de Lima Tostes, Allan Rodrigo Arrifano Manito, Edson Ortiz de Matos, Ubiratan Holanda Bezerra,

Vilson Lima Chaar Júnior, Lusiane Pereira Fonseca

Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia, Universidade Federal do Pará,

Parque de Ciência e Tecnologia do Guamá - Avenida Perimetral 2651, Prédio 01

CEP: 66077-830 Guamá - Belém/PA

ailtonamaian@hotmail.com, carmina@ufpa.br, tostes@ufpa.br, allanmanito@yahoo.com.br, ortiz@ufpa.br, bira@ufpa.br, vilsonchaar@gmail.com,

lusianefonseca7@gmail.com

**Resumo** — Este trabalho mostra um estudo de viabilidade do uso de bancos de capacitores para a correção de fator de potência (FP) em prédios da UFPA (Universidade Federal do Pará), alimentados pelo secundário de seus transformadores, em 220 V. O estudo é feito através de simulação, usando medições feitas por um analisador de qualidade de energia conectado aos secundários dos transformadores de cada prédio. A avaliação da viabilidade leva em conta a análise: de sobrecargas nos bancos, de distorções de tensão na rede causadas pela inserção dos bancos e da eficácia dos bancos na correção do fator de potência.

**Palavras-chaves** — Banco de capacitores, fator de potência, harmônicos, reator de sintonia, sistemas desequilibrados.

## I. INTRODUÇÃO

Equipamentos como motores elétricos, transformadores, fornos a arco, e etc., necessitam de certa quantidade de energia reativa indutiva para o seu funcionamento e o aumento do consumo dessa energia acarreta em diminuição do fator de potência (FP). A energia reativa influencia na energia aparente requisitando maior capacidade de condução dessa última ao longo do sistema elétrico desde a geração até os consumidores. Outras consequências do baixo FP são o aumento das perdas na rede elétrica, quedas e flutuações de tensão nas redes de distribuição [1]. O campus José da Silveira Netto (campus Guamá) da Universidade Federal do Pará (UFPA), codificado pela concessionária de energia local como UC-19, possui um vasto período diário de atividades, incluindo o horário de ponta, onde o FP é inferior a 0,92 indutivo [2].

Pelo fato de ser a opção mais fácil e menos custosa entre os equipamentos para tal uso, a correção do FP usando bancos de capacitores difundiu-se mais do que outras. Na presença de harmônicos, os bancos de capacitores podem entrar em ressonância com o sistema elétrico, podendo ocorrer degradação ou queimas dos mesmos e altos níveis de distorção na tensão. Nas redes de baixa tensão da UFPA, as distorções na tensão são baixas (não ultrapassando 5%), mas com valores de correntes distorcidas muito variáveis.

Este trabalho mostra um estudo da viabilidade do uso de bancos de capacitores automáticos para a correção de FP em oito prédios da UFPA, nos secundários dos transformadores, considerando a possibilidade de sobrecarga nos bancos devido as correntes harmônicas, as distorções de tensão na rede após a inserção dos bancos e a eficácia da utilização dos bancos na correção do FP. Como a cobrança da concessionária local é feita somente na componente fundamental, ou seja, sobre o fator de deslocamento (Fd), os bancos foram projetados para corrigir apenas o FP trifásico das componentes de primeira ordem. Os oito prédios são: Centro de Eventos Benedito Nunes (BN), Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON), Faculdade de Farmácia (FF), Faculdade de Odontologia (FO), Instituto de Letras de Comunicação (ILC), Laboratório de Engenharia Elétrica (LEE), Laboratório de Física Ensino (LFE) e Núcleo de Altos Estudos Amazônicos (NAEA).

A avaliação é feita utilizando-se ambientes de simulação os mais próximos possíveis dos ambientes reais nos quais os bancos seriam instalados. A aproximação ao ambiente real leva em conta medições de um analisador de energia MARH-21, da empresa RMS. Este analisador foi utilizado em campanhas de medição pelo projeto SISGEE (Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica) da Universidade Federal do Pará e instalado nos secundários dos transformadores que alimentam os prédios, fornecendo informações da qualidade da energia através das amplitudes dos espectros dos harmônicos de tensão e corrente, em cada fase, com intervalos de dez em dez minutos. Como somente a amplitude do espectro foi fornecida, foi necessário um procedimento próprio, mas eficiente, para se estimar as fases de cada componente harmônico dos espectros de tensão e corrente, de forma que a sobreposição de cada componente resultasse em uma forma com o mesmo fator de potência total medido pelo MARH-21.

Além das medições do analisador, a aproximação utiliza dados de transformadores de distribuição da empresa WEG (Werner Eggon Geraldo), usando as potências fornecidas pelo

SISGEE, uma vez que as características técnicas dos transformadores dos prédios são desconhecidas. Também é utilizada a impedância de entrada no ponto de entrega da UC-19. Os capacitores usados na correção são modelos de baixa tensão (220 V) produzidos pela WEG, sendo todos módulos com ligação em triângulo ou unidades trifásicas.

## II. ESTIMAÇÃO DE ÂNGULOS DE FASE E DEFASAGEM DOS COMPONENTES HARMÔNICOS

Para a reconstrução do sinal foi necessário que se estimasse os valores de ângulos de fase e defasagem entre tensões e correntes harmônicas de mesma frequência. Essas defasagens foram estimadas para cada registro de medição com a intenção de criar sinais com potências ativas, potências reativas e fatores de potência totais o mais próximo possível dos valores reais medidos pelo MARH-21. Para a estimação de fases e defasagens foi desenvolvido um método exclusivamente para este trabalho, levando em consideração medições feitas pelo MARH-21 e por outro analisador, o Hioki PW 3198, este último com medições entre 09 de maio 2013 a 13 de junho de 2013, no ponto de entrega de energia pela concessionária, em 13,8kV. Os registros de qualidade, tanto do MARH-21 quanto do Hioki PW 3198, ocorreram com intervalo de dez em dez minutos durante sete dias, totalizando 1008 registros (casos) de espectros, fatores de potência totais por fase e trifásicos, e energias totais ativas, reativas e aparentes consumidas.

Primeiramente são estimadas as defasagens entre tensões e correntes de mesma ordem, para cada fase de alimentação. Quando a tensão é alternada e com baixa distorção, a potência ativa harmônica é aproximadamente nula [3]. Isso significa que as defasagens entre as componentes harmônicas de tensão e corrente de mesma frequência resultam em cossenos dos ângulos de defasagem (fator de potência individual) muito baixos. No entanto, medições do MARH-21 mostraram que as defasagens entre as componentes harmônicas de tensão e corrente de mesma frequência e baixa amplitude costumam assumir valores diversos e, portanto, fatores de potência individuais sem característica bem definida. Além disso, as medições do MARH-21 mostraram que as defasagens entre tensões e correntes harmônicas costumam sofrer pequenas variações aleatórias em relação ao seu valor no registro anterior, mas que em alguns momentos dá saltos consideráveis. Os ângulos de defasagem se mostraram variantes, mas com retorno ao final do dia a um valor próximo ao inicial de cada dia de medição. Supõe-se que essas variações consideráveis são decorrentes de ativação ou desligamento de equipamentos de grandes indústrias fora da UFPA, já que o alimentador da UCC-19 não é exclusivo; e da reação do sistema elétrico externo a UC-19 como um todo ao longo do dia, isto também foi considerado na estimação de fases. Os ângulos de fase das tensões harmônicas foram estimados de forma totalmente aleatória, sendo os ângulos de fase das correntes harmônicas dependentes das defasagens entre elas e as tensões de mesma frequência. A única exceção de aleatoriedade nas tensões harmônicas foi a componente de quinta ordem. Por possuírem valores de amplitude altos em comparação com as demais, essas tensões tiveram ângulos de

fase similares aos medidos pelo Hioki PW 3198, considerando a defasagem na passagem pelo transformador de distribuição.

Em resumo, para a programação e simulação, no início de cada registro foi gerado um ângulo de defasagem aleatório para cada dupla de componentes de tensões e correntes harmônicas de mesma frequência. Duplas de componentes com potências aparentes muito baixas possuíram defasagem aleatória, com variação de  $\pm 1^\circ$  a cada registro após o primeiro. Para essas duplas de componentes, durante as primeiras 12 horas de um dia de medição, a cada uma hora de medição a variação dá um salto de  $\pm 45^\circ$ . Durante as últimas 12 horas do dia de medição os saltos de  $\pm 45^\circ$  são retroagidos e descontados a cada hora, até o final do dia de medição. Duplas de componentes harmônicas com potências aparentes mais altas tiveram ângulo de defasagem estimados de forma que os fatores de potência individuais ficassem no intervalo de 0 a 0,3 indutivos, sendo aleatório no intervalo e podendo consumir ou ceder energia ativa à rede.

As defasagens entre tensões e correntes fundamentais  $\varphi_1$  são estimadas pelas potências ativas e reativas restantes  $P'_1$  e  $Q'_1$ , respectivamente, em cada fase após desconsiderar as potências harmônicas individuais do total. O processo matemático pode ser verificado em (1), (2) e (3).

$$P'_1 = P_t - P_h \quad (1)$$

$$Q'_1 = Q_t - Q_h \quad (2)$$

$$\varphi_1 = \arccos(P'_1 / ((P'_1)^2 + (Q'_1)^2)^{1/2}) \quad (3)$$

Onde:

$P'_1$  é a potência ativa restante em uma fase;

$P_t$  é a potência ativa total em uma fase;

$P_h$  é a potência ativa harmônica em uma fase;

$Q'_1$  é a potência reativa restante em uma fase;

$Q_t$  é a potência reativa total em uma fase;

$Q_h$  é a potência reativa harmônica em uma fase;

$\varphi_1$  é o ângulo de defasagem estimado para a fundamental.

As fases das tensões de primeira ordem foram espaçadas angularmente na forma padrão, com ângulo de fase de  $0^\circ$  para a fase A,  $-120^\circ$  para a fase B e  $120^\circ$  para a fase C. Os ângulos de fase das correntes fundamentais são dados pelo ângulo de fase das respectivas tensões com acréscimo da defasagem entre elas e as correntes.

Os sinais de tensão e corrente construídos (resultantes da estimação de ângulos de fases e defasagens) em cada fase foram obtidos pela sobreposição das componentes fundamentais e harmônicas, na forma de senóides com amplitudes registradas pelo MARH-21 e ângulos de fase estimados. A estimativa da proximidade entre os sinais reais e simulados é feita por comparação entre os fatores de potência totais trifásicos (FPT's) reais e construídos. A Fig.1 a seguir mostra a comparação feita para o prédio do Laboratório de Física Ensino (LFE) nos 1008 casos.

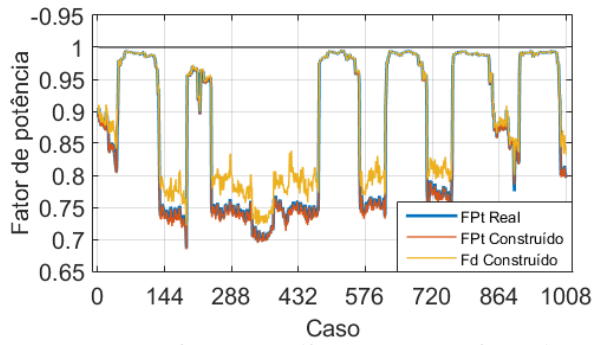


Fig. 1. Fatores de potência totais trifásicos real e construído e o fator de deslocamento trifásico construído para o prédio do LFE.

Os erros absolutos entre FPT's reais e construídos não ultrapassaram 0,006 em nenhum dos prédios.

### III. MODELAGEM DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

Os ambientes de simulação constituem-se da distribuição em média tensão, de um transformador de carga abaixador, do bloco artificial para geração de tensões harmônicas, do banco de capacitores por estágios e das fontes de correntes de carga fundamental e harmônicas. Cada prédio possui um diagrama com essa constituição, mas com particularidades próprias, como equipamentos capacitivos e transformadores de carga. A Fig.2 ilustra o diagrama utilizado para a simulação, este é idêntico ao utilizado para a Faculdade de Farmácia (FF). O diagrama se utiliza da ferramenta Simscape Power Systems do programa MATLAB.

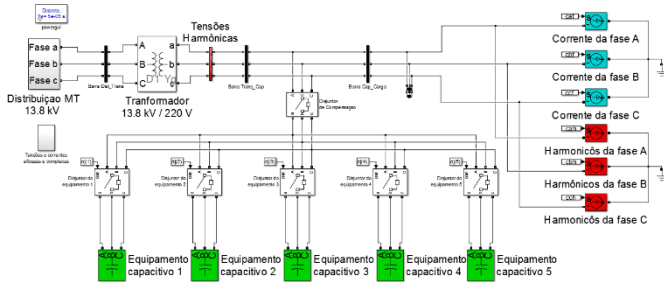


Fig. 2. Diagrama de simulação.

#### A. Modelagem da distribuição

A distribuição compreende a alimentação do transformador abaixador pelo primário, em média tensão de 13,8 kV em triângulo, cedida pela concessionária. A ferramenta do software só constrói fontes de tensão trifásicas com arquitetura do tipo estrela, conforme mostrado na Fig.3. Logo, foi necessária a adição de um transformador do tipo estrela-delta seguinte à fonte trifásica para que a alimentação no primário do transformador de carga estivesse coerente. Esse transformador foi modelado para não possuir nenhuma perda e alta impedância shunt de magnetização.

Houve uma preocupação com as variações de tensão fundamental registradas pelo medidor MARH-21. Para reproduzir essas variações de tensão foi considerado que essas oscilações são provenientes da alimentação do transformador e, portanto, são produzidas no primário. Fontes de tensão foram inseridas entre a fonte trifásica e o transformador

estrela-delta para provocar as variações de tensão registradas pelo medidor.

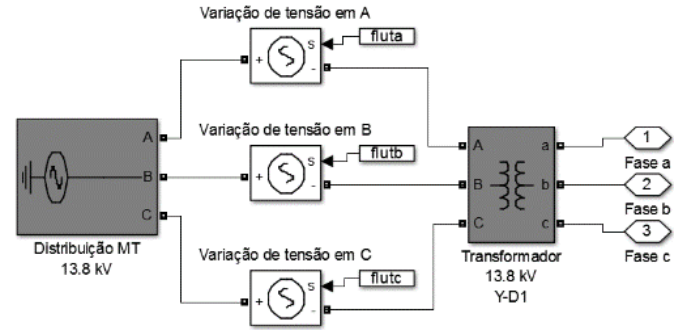


Fig. 3. Visão interna do bloco Distribuição MT.

Para aproximar as características da distribuição o máximo possível, foi, ainda, encarregado ao transformador estrela-triângulo representar a impedância equivalente da distribuição. Essa impedância representa a impedância da fonte e é calculada usando-se a tensão nominal do barramento de entrega e a potência de curto-circuito. A corrente de curto-circuito foi considerada a mesma para os secundários de todos os transformadores e é a mesma de entrega da concessionária a UC-19, tendo o valor de 25 kA [2]. A impedância pode ser calculada como em (4).

$$Z_S = V_{ff}^2 / S_{cc} = V_{ff} / (3^{1/2} I_{cc}). \quad (4)$$

Onde:

$Z_S$  é a impedância da fonte de alimentação;

$V_{ff}$  é a tensão entre fases da alimentação;

$S_{cc}$  é a potência de curto-circuito da alimentação;

$I_{cc}$  é a corrente de curto-circuito trifásica da alimentação.

#### B. Modelagem do transformador de carga

O transformador de carga foi modelado utilizando-se com modelo os transformadores de distribuição da WEG. Os catálogos disponibilizados pela empresa para esses transformadores incluíam dados de tensão no primário e secundário (V), potência do transformador (kVA), perdas a vazio (W), perdas totais (W), corrente de excitação (%), impedância do transformador (%) e defasagem entre primário e secundário (graus). Esses dados foram usados para estimação das impedâncias do primário, do secundário e da impedância shunt do transformador de carga, e do esquema de ligação, usando cálculos de determinação das impedâncias de curto-circuito e circuito aberto do transformador. É importante lembrar que cada prédio considerado possui um transformador com potência característica, mantendo-se o modelo dos transformadores da WEG para diferentes potências.

#### C. Modelagem do banco de capacitores

O banco de capacitores é por estágios, e é composto de capacitores trifásicos ou módulos capacitivos. Os capacitores trifásicos da WEG são normalizados com potências de 0,5 kVA, 0,75 kVA, 1 kVA e 1,5 kVA. Os módulos

capacitivos trifásicos da WEG são normalizados com potências de 2,5 kVA, 5 kVA, 10 kVA e 20 kVA, cada um representando um estágio de banco.

O número de estágios e a potência de cada estágio depende da necessidade e do perfil de cada prédio. A Tabela I mostra os estágios de cada prédio.

TABELA I. NÚMERO DE ESTÁGIOS DE DIFERENTES POTÊNCIAS EM CADA PRÉDIO.

| Prédio   | Número de equipamentos nas seguintes potências (kVA) |      |   |     |     |   |    |    |
|----------|------------------------------------------------------|------|---|-----|-----|---|----|----|
|          | 0.5                                                  | 0.75 | 1 | 1.5 | 2.5 | 5 | 10 | 20 |
| BN       | 1                                                    | 0    | 0 | 0   | 1   | 1 | 1  | 1  |
| CEAMAZON | 1                                                    | 1    | 0 | 0   | 0   | 0 | 0  | 0  |
| FF       | 0                                                    | 0    | 0 | 0   | 1   | 1 | 1  | 2  |
| FO       | 1                                                    | 0    | 1 | 0   | 1   | 0 | 0  | 0  |
| ILC      | 1                                                    | 1    | 0 | 0   | 0   | 0 | 0  | 0  |
| LEE      | 0                                                    | 0    | 1 | 0   | 1   | 1 | 0  | 0  |
| LFE      | 1                                                    | 1    | 0 | 0   | 0   | 0 | 0  | 0  |
| NAEA     | 1                                                    | 1    | 0 | 0   | 0   | 0 | 0  | 0  |

#### D. Modelagem das fontes de corrente e do bloco artificial para geração de tensões harmônicas

As cargas foram modeladas como fontes de corrente. As fontes de correntes harmônicas nas três fases foram colocadas em paralelo com as fontes de corrente fundamentais. Após a análise das tensões harmônicas induzidas nos enrolamentos do transformador foram incluídas tensões na saída do transformador de carga para construir tensões resultantes com módulos iguais aos medidos pelo MARH-21 e fases iguais as estimadas. As fontes em série com as tensões de fase do transformador produzem tensões harmônicas senoidais em primeira instância para anular completamente as tensões geradas pelas correntes harmônicas, gerando uma tensão defasada de 180° da gerada pelas correntes harmônicas em cada ordem. Em segunda instância, essas fontes em série geram tensões senoidais com amplitudes referentes aos valores eficazes medidos pelo MARH-21 e fases iguais as estimadas. A Fig.4 mostra o bloco de tensões harmônicas e a arquitetura interna do bloco “Tensões Harmônicas” no diagrama de simulação.

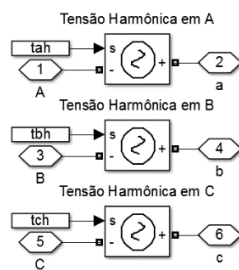


Fig. 4. Arquitetura interna do bloco de tensões harmônicas no diagrama de simulação.

Mesmo no secundário do transformador, as fontes de tensões harmônicas não prejudicam a avaliação da viabilidade dos bancos, pois as impedâncias do transformador e da rede não mudam, e não se deseja avaliar as tensões harmônicas no lado do primário do transformador.

Os medidores internos do modelo de simulação dos sistemas de baixa tensão não são cem por cento precisos, existindo erros entre FpT's construídos e FpT's simulados no diagrama de

blocos. No entanto, o erro absoluto médio entre FpT's reais e simulados não ultrapassou 0,005 em nenhum dos prédios. Os erros entre fatores de distorção totais trifásicos (Fd's) construídos e simulados não são de muita importância, uma vez que esses fatores existem de uma estimativa de defasagens, sendo estimados e não reais.

## IV. SIMULAÇÃO

De acordo com as condições de operação dos bancos e da norma vigente imposta pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), os estágios dos bancos devem ser desligados ou comutados para evitar que se infrinja algum limite construtivo dos bancos ou causem FP's trifásicos capacitivos indevidamente.

#### A. Período de atividade

Atendendo a resolução N°414 da ANEEL e generalizando-se a adequação dos bancos para qualquer período estipulado pela distribuidora, os bancos entraram em operação no intervalo de 5h 30 min a 00h 30 min [4]. Os estágios dos bancos são comutados de forma a manter os Fd's acima de 0,92 indutivo. Para qualquer horário fora desse intervalo não houve atividade dos bancos, não havendo qualquer correção de Fd's.

Nos horários entre 23h 30min e 00h 30min, considerou-se os bancos entrarem em atividade, mas com controle sobre Fd's capacitivos menores do que 0,92. Assim, se a correção de um Fd atingisse 0,92 capacitivo nesse período, os módulos seriam desligados em ordem do módulo de menor estágio ao módulo de maior estágio até que se retrocedesse a correção a um Fd indutivo, ou capacitivo superior a 0,92, ou ainda ao Fd sem correção, se fosse o caso. O mesmo ocorreu no período entre 05h 30min e 06h 30min. Para qualquer outro horário de atividade dos bancos não houve preocupação com Fd's capacitivos, concentrando-se apenas em aumentar fatores de potência trifásicos inferiores a 0,92 indutivos.

#### B. Operação dos bancos na presença de harmônicos

Para cada amostra da rede os bancos foram testados a fim de se garantir que não ultrapassassem o limite de distorção na corrente e na tensão estipulados pelo fabricante. Como o fabricante dos equipamentos capacitivos estabelece o funcionamento dos equipamentos até 130% da corrente nominal [5], se qualquer estágio apresentou corrente superior, houve desligamento do estágio ou comutação de estágios seguindo a lógica de desligamento.

Na lógica de desligamento por excesso de corrente, se um equipamento capacitivo possuiu excesso de corrente eficaz, os equipamentos capacitivos de seu banco foram desligados em ordem do equipamento de menor potência ao equipamento de maior potência até nenhum possuir corrente eficaz maior do que o limite estipulado, podendo todos os estágios serem desligados para evitar a queima ou degradação dos equipamentos. A Tabela II mostra o número de desligamentos em cada prédio durante os 1008 casos (uma semana) simulados.

TABELA II. NÚMEROS DE DESLIGAMENTOS DE EQUIPAMENTOS POR EXCESSO DE CORRENTE EFICAZ EM CADA PRÉDIO.

| Prédio   | Número de desligamentos |
|----------|-------------------------|
| BN       | 35                      |
| CEAMAZON | 0                       |
| FF       | 0                       |
| FO       | 35                      |
| ILC      | 0                       |
| LEE      | 9                       |
| LFE      | 0                       |
| NAEA     | 0                       |

A Tabela III mostra as relações entre as correntes eficazes máximas registradas em cada equipamento capacitivo de cada banco com as correntes nominais de cada estágio. Casos em que as correntes eficazes máximas nos equipamentos superaram as correntes nominais em 30% não compõem a Tabela III, pois nesses casos os equipamentos foram desligados, sendo considerados na Tabela III somente os equipamentos remanescentes.

TABELA III. RELAÇÕES DAS CORRENTES EFICAZES MÁXIMAS COM AS CORRENTES NOMINAIS  $I_{rms}/I_{nom}$  DOS EQUIPAMENTOS CAPACITIVOS REMANESCENTES EM CADA PRÉDIO.

| Prédio   | Relações das correntes eficazes máximas com as correntes nominais dos equipamentos capacitivos $I_{rms}/I_{nom}$ nas seguintes potências (kVA) |      |      |     |      |      |      |      |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|-----|------|------|------|------|
|          | 0.5                                                                                                                                            | 0.75 | 1    | 1.5 | 2.5  | 5    | 10   | 20   |
| BN       | 1,12                                                                                                                                           | -    | -    | -   | 1,27 | 1,28 | 1,27 | 1,12 |
| CEAMAZON | 1,03                                                                                                                                           | 1,00 | -    | -   | -    | -    | -    | -    |
| FF       | -                                                                                                                                              | -    | -    | -   | 1,13 | 1,17 | 1,08 | 1,00 |
| FO       | 1,15                                                                                                                                           | -    | 1,16 | -   | 1,29 | -    | -    | -    |
| ILC      | 1,06                                                                                                                                           | 1,04 | -    | -   | -    | -    | -    | -    |
| LEE      | -                                                                                                                                              | -    | 1,17 | -   | 1,20 | 1,14 | -    | -    |
| LFE      | 1,04                                                                                                                                           | 1,01 | -    | -   | -    | -    | -    | -    |
| NAEA     | 1,04                                                                                                                                           | 1,01 | -    | -   | -    | -    | -    | -    |

Quanto a distorção na tensão, o fabricante estabeleceu a tensão máxima de 110% referente a regulações do sistema (variações de tensão) e flutuações de tensão do sistema, em valor eficaz, portanto, incluindo as tensões harmônicas. Na lógica, se um banco obteve tensão eficaz (incluindo tensões harmônicas) entre fases maior do que 110%, o banco foi desligado [5].

A Tabela IV mostra os valores máximos de tensões eficazes que atingiram os bancos em cada prédio. Casos com altas tensões causadas por ressonâncias não constam na Tabela IV, pois nesses casos houveram desligamentos de equipamentos e com a mudança da potência dos bancos as frequências de ressonância mudaram, diminuindo o valor eficaz das tensões.

TABELA IV. TENSÕES EFICAZES MÁXIMAS REGISTRADAS NOS EQUIPAMENTOS REMANESCENTES.

| Prédio   | Tensões eficazes máximas registradas |
|----------|--------------------------------------|
| BN       | 233,41                               |
| CEAMAZON | 223,02                               |
| FF       | 223,59                               |
| FO       | 225,40                               |
| ILC      | 231,69                               |
| LEE      | 237,50                               |
| LFE      | 224,97                               |
| NAEA     | 224,05                               |

Como o fabricante estipula o máximo de tensão eficaz em 10% (242V), nenhum banco foi desligado por excesso de tensão.

### C. Distorção de tensão na rede

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) da ANEEL estabelece as distorções harmônicas individuais por ordem harmônica no seu Módulo 8 [6]. A Tabela V faz uma comparação entre os limites máximos de distorções individuais estabelecidas pelo PRODIST e as distorções individuais máximas registradas em simulação (máximas de todos os prédios nos 1008 casos). As distorções máximas de simulação com bancos da Tabela V consideram apenas os valores máximos registrados para os equipamentos remanescentes.

TABELA V. COMPARAÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS INDIVIDUAIS MÁXIMAS ENTRE TODOS OS PRÉDIOS COM AS ESTABELECIDAS PELO PRODIST.

| Ordem Harmônica            | Distorção Harmônica Individual de Tensão (%) |                      |
|----------------------------|----------------------------------------------|----------------------|
|                            | PRODIST                                      | Simulação com bancos |
| Ímpares não múltiplas de 3 | 5                                            | 7,5                  |
|                            | 7                                            | 6,5                  |
|                            | 11                                           | 4,5                  |
|                            | 13                                           | 4                    |
|                            | 17                                           | 2,5                  |
|                            | 19                                           | 2                    |
|                            | 23                                           | 2                    |
|                            | 25                                           | 2                    |
| Ímpares múltiplas de 3     | >25                                          | 1,5                  |
|                            | 3                                            | 6,5                  |
|                            | 9                                            | 2                    |
|                            | 15                                           | 1                    |
|                            | 21                                           | 1                    |
|                            | >21                                          | 1                    |
|                            | 2                                            | 2,5                  |
|                            | 4                                            | 1,5                  |
| Pares                      | 6                                            | 1                    |
|                            | 8                                            | 1                    |
|                            | 10                                           | 1                    |
|                            | 12                                           | 1                    |
|                            | >12                                          | 1                    |
|                            | 1                                            | 0,92                 |

Como pode-se observar, não houve nenhuma tensão harmônica com distorção individual superior as estipuladas pelo PRODIST.

### D. Ressonância Paralela

As tensões de ressonância dependem das correntes harmônicas e da impedância de ressonância. O espectro das correntes em cada fase varia a cada 10 min, sendo mais interessante a análise pela impedância paralela vista pela carga. Essa impedância depende da impedância indutiva do transformador e da fonte, e da impedância capacitiva do banco de capacitores, a qual depende da potência injetada pelo banco, quando maior a potência injetada menor é a impedância do banco. A Fig. 5 mostra as impedâncias paralelas vistas pela carga de acordo com a potência injetada pelo banco.

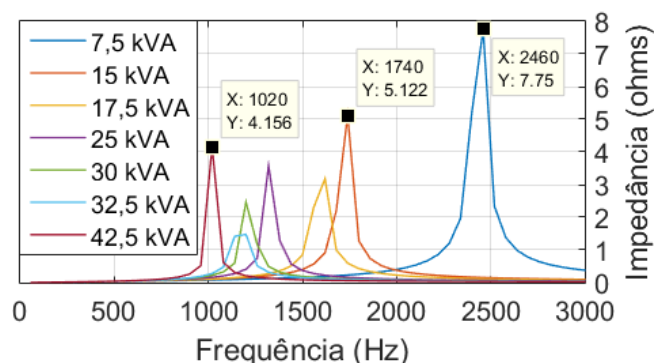


Fig. 5. Impedâncias paralelas vistas pela carga na FF.

#### E. Fator de potência com a correção pelo banco

Ao final das simulações foram registrados os fatores de potência totais trifásicos e os fatores de deslocamento trifásicos simulados com a atuação ou não da correção pelos bancos de capacitores. A Fig.5 mostra os Fd's com e sem a correção com bancos de capacitores para o CEAMAZON.

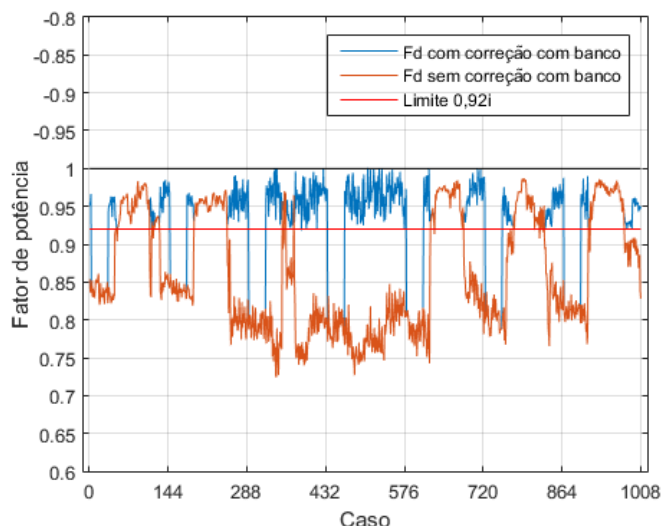


Fig. 5. Fatores de deslocamento trifásicos com e sem correção pelo banco no CEAMAZON.

A Tabela VI mostra a percentagem e o número de casos de Fd's abaixo de 0,92 indutivo durante o período de atividade dos bancos (de 05h 30min a 00h 30min ou 791 casos) com e sem correção pelos bancos para todos os prédios considerados.

TABELA VI. PERCENTAGEM DE FATORES DE DESLOCAMENTO TRIFÁSICOS INFERIORES A 0,92 INDUTIVO.

| Prédio   | Percentagem de Fd < 0,92i |          | Casos de Fd < 0,92i |          |
|----------|---------------------------|----------|---------------------|----------|
|          | Sem                       | Com      | Sem                 | Com      |
|          | correção                  | correção | correção            | correção |
| BN       | 72,88 %                   | 5,83 %   | 575                 | 46       |
| CEAMAZON | 60,30 %                   | 0,38 %   | 477                 | 3        |
| FF       | 100 %                     | 22,91 %  | 790                 | 181      |
| FO       | 43,47 %                   | 3,04 %   | 343                 | 24       |
| ILC      | 16,06 %                   | 0 %      | 127                 | 0        |
| LEE      | 57,98 %                   | 1,40 %   | 454                 | 11       |
| LFE      | 38,43 %                   | 0 %      | 304                 | 0        |
| NAEA     | 37,80 %                   | 1,26 %   | 299                 | 10       |

## V. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um estudo acerca da implantação de bancos de capacitores por estágios para a correção de fator de potência em redes de distribuição a partir da modelagem de sistemas reais de baixa tensão. Criou-se um ambiente virtual para a simulação da rede com os bancos usando dados do projeto SISGEE. Como os dados fornecidos não eram suficientes para a simulação, foi feita uma estimativa de ângulos de fase de tensões e correntes harmônicas, e utilizaram-se dados de equipamentos da empresa WEG, além de dados da rede elétrica local. Todas as situações foram analisadas para verificar as distorções no banco e na rede de alimentação.

O tratamento de dados e o modelo de simulação dos sistemas de baixa tensão foram avaliados em sua eficácia, possuindo bons resultados, os quais foram próximos dos reais.

A sustentação dos bancos foi verificada pelas correntes e tensões eficazes presentes nos bancos, sendo alguns bancos desligados por excesso de corrente eficaz, mas nenhum desligado por excesso de tensão eficaz. Também não houve nenhuma taxa de distorção harmônica individual de tensão excedendo os limites estipulados pelo PRODIST.

A eficácia dos bancos foi excelente na correção, tendo utilidade variando com a necessidade de cada prédio. Em geral, a percentagem de fatores de deslocamento trifásicos inferiores a 0,92 indutivo ficou bem baixa após a inserção dos bancos de capacitores, tendo uma eficácia menor no prédio da Faculdade de Farmácia. No entanto, a análise detalhada e precisa dos Fd's depois da inclusão do banco mostra que apenas 3,92% dos Fd's permaneceram inferiores a 0,91 indutivo na Faculdade de Farmácia.

## VI. REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica N°0083/2012-SRD/ANEEL: Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a regulamentação acerca do fator de potência e cobrança do excedente de reativos. 2012.
- [2] ORTIZ DE MATOS, Edson. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ: gestão da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição do campus universitário Guamá da Universidade Federal do Pará. TESE DE DOUTORADO – Universidade Federal do Pará, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2016.
- [3] PASTORA SARAIVA LEÃO, Ruth; FURTADO SAMPAIO, Raimundo; LUÍZ MARCELO ANTUNES, Fernando. Harmônicos em Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N° 414: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de Forma atualizada e consolidada: Versão atualizada, Brasília, 2016.
- [5] WEG: Empresa atuante no setor elétrico. Jaguará do Sul. Catálogo: capacitores para correção do fator de potência, 2014. Disponível em: <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-capacitores-para-correcao-do-fator-de-potencia-50009818-catalogo-portugues-br.pdf>. Acessado em: 12 jun. 2016.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N° 664: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8, revisão 7, Brasília, 2015.