



DEPARTAMENTO DE ELETROTÉCNICA

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Prof. Joaquim Eloir Rocha

CURITIBA
2016

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	
1.1. O que é qualidade da energia elétrica	3
1.2. Importância da Qualidade da Energia Elétrica	3
1.3. Conceito de Carga não Linear	5
1.4. Problemas típicos de qualidade de Energia	6
2. HARMÔNICOS	
2.1. Definição e introdução ao conceito	7
2.2. Indicadores de qualidade harmônica	8
2.3. Cargas que produzem harmônicos	11
2.4. Medição das correntes e tensões com conteúdo harmônico ...	13
3. VARIAÇÕES DE TENSÃO	
3.1. Interrupções	15
3.2. Variações de tensão de curta duração	16
3.3. Sistemas restauradores de energia	18
4. FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	
4.1. Definição e introdução ao conceito	21
4.2. Soluções para atenuar a flutuação de tensão	22
5. TRANSITÓRIOS	
5.1. Transitório impulsivo	25
5.2. Transitório oscilatório	27
6. DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO	
6.1. Causas do desequilíbrio de tensão	29
6.2. Consequências do desequilíbrio de tensão	30
7. TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	
7.1. Regulação da tensão de atendimento	31
7.2. Métodos aplicados na regulação da tensão	33
8. FATOR DE POTÊNCIA	34
9. VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	36

1. INTRODUÇÃO À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

1.1. O QUE É QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade da energia elétrica tem várias definições para descrever o mesmo conjunto de fenômenos que afetam a amplitude e a forma de onda da tensão e corrente. Uma definição é a frequência e severidade dos desvios na amplitude e forma de onda da tensão e da corrente. Outra definição diz que é qualquer problema na tensão, na corrente ou desvio na frequência que resulte em falha ou prejudique a operação dos equipamentos. Uma terceira definição afirma que um sistema elétrico com excelente qualidade da energia elétrica é caracterizado pelo fornecimento de energia em tensão com forma de onda senoidal pura, sem alterações em amplitude e frequência, como se emanasse de uma fonte de potência infinita.

Quando se afirma que uma instalação elétrica tem qualidade de energia pobre, significa que a onda da tensão e/ou a onda da corrente elétrica têm suficientes desvios das normas a ponto de prejudicar o funcionamento ou levar à falha de equipamentos. Quando uma instalação elétrica tem boa qualidade de energia, significa que o nível dos desvios das normas é baixo e, portanto, os equipamentos funcionam sem problemas.

Uma vez que a sensibilidade varia de um tipo de equipamento para outro, o que pode ser considerado qualidade de energia baixa para um equipamento pode ser aceitável para outro equipamento. Ainda assim, a confiabilidade do sistema de produção é afetada se os desvios em relação aos indicadores das regulamentações não são seguidos.

1.2. IMPORTÂNCIA DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Outro aspecto importante da qualidade da energia elétrica é o seu efeito na eficiência energética. Permitir que o sistema elétrico tenha um alto conteúdo harmônico caracteriza baixa qualidade da energia e provoca perdas adicionais na distribuição dessa energia. A circulação de harmônicos provoca perdas por efeito Joule nos condutores, transformadores e outros equipamentos.

Parece paradoxal, mas a ênfase no aumento da eficiência energética conduziu ao uso intensivo da eletrônica de potência e isso aumentou a quantidade de harmônicos injetados na rede elétrica. Por exemplo, o uso das fontes chaveadas em substituição às antigas fontes lineares melhorou o rendimento dos equipamentos, mas introduziu a injeção de harmônicos no sistema elétrico. Sempre é possível melhorar as topologias adotadas nos equipamentos que utilizam a eletrônica de potência e, assim, reduzir sensivelmente a geração de harmônicos. Outra solução é a utilização de filtros.

Atualmente, os equipamentos utilizam mais eletrônica embarcada e, por isso, estão mais sensíveis às variações nos parâmetros da rede elétrica. Esses parâmetros podem ser os níveis de distorção da onda ou a variação da amplitude da mesma.

Um sistema elétrico que não entrega uma amplitude de tensão adequada pode provocar o mau funcionamento de um equipamento e até mesmo a sua falha. Um nível de tensão inadequado também caracteriza baixa qualidade da energia, além de poder provocar maiores perdas no sistema elétrico.

As agências reguladoras de energia elétrica são as responsáveis por definir os indicadores que determinam se o sistema elétrico está funcionando dentro do que é considerado satisfatório em termos de qualidade da energia. A preocupação dos órgãos reguladores é a qualidade do produto, ou seja, da forma de onda, da sua amplitude ou distorção e, também, com a qualidade do serviço, ou seja, o número de interrupções de energia e sua duração.

Não apenas a concessionária é responsável pela qualidade da energia, também o usuário pode poluir o sistema elétrico com a injeção de harmônicos de corrente. Cargas não lineares, como conversores de frequência para acionamento de motores, UPS, computadores, entre outras cargas, geram correntes distorcidas que podem promover a distorção da onda de tensão, espalhando o problema da qualidade para toda a instalação.

Um baixo fator de potência também caracteriza uma pobre qualidade da energia da instalação, pois a circulação de uma potência reativa causa perdas por efeito Joule nos condutores e transformadores. Também, a

potência reativa ocupa espaço da seção do condutor reduzindo a capacidade de transferir potência ativa.

1.3. CONCEITO DE CARGA NÃO LINEAR

Uma carga é dita não linear quando distorce a forma de onda de corrente mesmo quando alimentada com uma forma de onda de tensão senoidal. O exemplo mais comum é o uso de um retificador a diodo com um filtro capacitivo na saída. Neste tipo de carga, a corrente só circulará quando a tensão instantânea da fonte superar a tensão do capacitor de filtro, ou seja, a corrente só entrará no retificador quando a onda da tensão estiver próxima do seu pico. Em consequência, a corrente será pulsada e, portanto, não senoidal. Na Fig. 1.1 mostra-se a topologia de um retificador com filtro capacitivo e na Fig. 1.2 representa-se a corrente pulsada na saída do retificador a diodos.

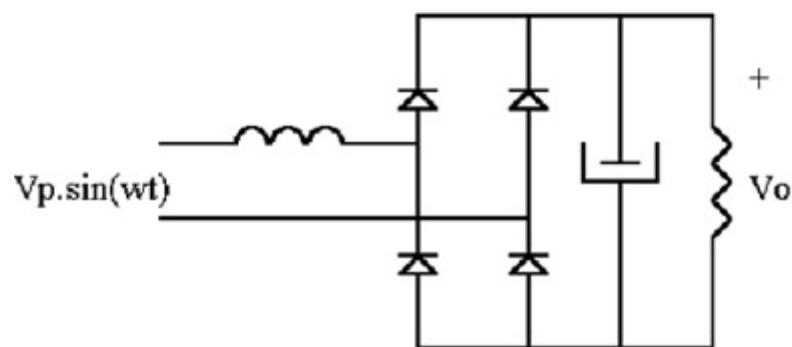


Fig. 1.1 - Retificador monofásico com filtro capacitivo

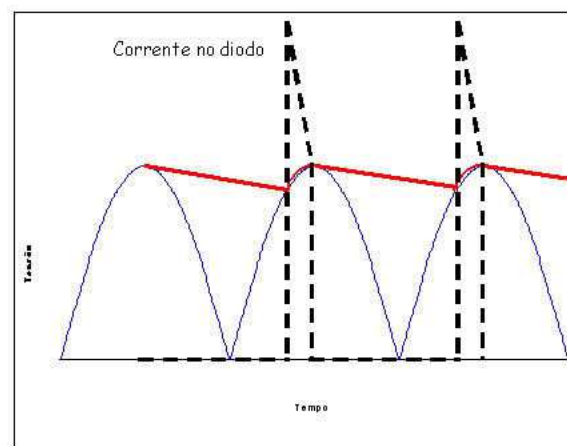


Fig. 1.2 – Corrente pulsada tracejada

O retificador faz parte da categoria de cargas não lineares na qual estão os equipamentos eletrônicos tais como inversores, UPS, televisores, microondas, computadores e outros. Outra categoria de equipamentos que são cargas não lineares são aqueles que possuem núcleo magnético saturado, tais como: reatores e transformadores de núcleo saturado. Neste caso a deformação da corrente decorre da não linearidade do circuito magnético. Esses equipamentos são projetados para funcionarem na região de saturação da curva de magnetização. Ainda outra categoria de cargas não lineares são os equipamentos que geram arcos elétricos, tais como: fornos a arco e máquinas de solda.

1.4. PROBLEMAS TÍPICOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

O termo qualidade da energia elétrica ou simplesmente qualidade de energia é aplicado a uma grande variedade de fenômenos eletromagnéticos dos sistemas elétricos. A recomendação IEEE Standard 1159-1995 define com exatidão cada um dos fenômenos existentes procurando evitar a ambigüidade entre os conceitos. Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, no seu módulo 8, define alguns dos fenômenos discutidos neste texto.

Conhecer a diferença entre uma interrupção e um transitório oscilatório, por exemplo, faz uma grande diferença quando é feita uma decisão de compra para um equipamento de correção do problema. Um erro na identificação do problema trás consequências financeiras quando equipamentos de correção não são apropriados para a solução do problema causado pelo fenômeno existente.

Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são: os harmônicos, as variações de tensão de curta duração, a flutuação de tensão, os transitórios, os desequilíbrios de tensão, a tensão em regime permanente, o fator de potência e a variação de frequência.

Cada um destes fenômenos será discutido nos capítulos seguintes procurando esclarecer a grande abrangência dos fenômenos que caracterizam a qualidade da energia elétrica em uma instalação.

2. HARMÔNICOS

2.1. DEFINIÇÃO E INTRODUÇÃO AO CONCEITO

As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. A Fig. 2.1 mostra uma forma de onda distorcida.

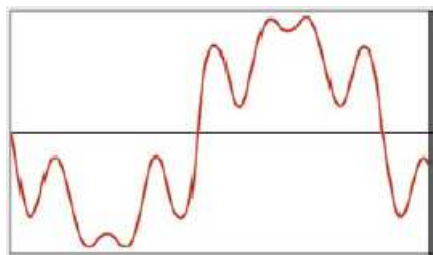


Fig. 2.1 – Forma de onda distorcida

Os harmônicos são uma representação matemática de uma forma de onda distorcida. Através da Transformada de Fourier, uma onda periódica e distorcida (função periódica) pode ser substituída por uma soma de ondas senoidais puras com frequências múltiplas da fundamental. A Fig. 2.2 mostra um conjunto de três senóides sendo uma de mesma frequência da onda originária e outras duas de frequências diferentes e múltiplas da fundamental cuja soma reconstitui a forma de onda distorcida da Fig. 2.1. Tanto a frequência quanto a amplitude dos harmônicos são diferentes para reconstituir a onda verdadeira distorcida. A componente de mesma frequência da onda originária é chamada de onda fundamental. A técnica de se tratar a distorção da onda como um conjunto de componentes - fundamental mais harmônicas - é uma forma de facilitar a análise e os cálculos necessários para se mensurar o fenômeno da distorção das ondas.

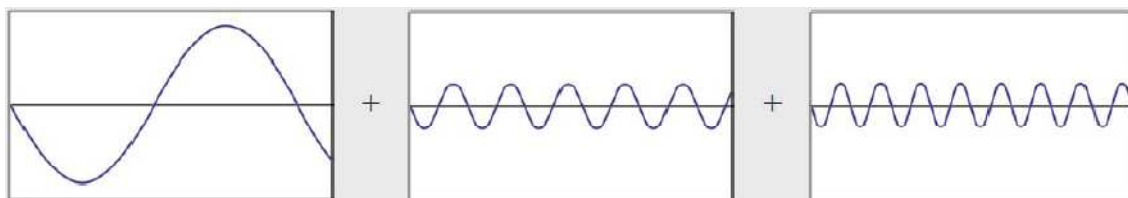


Fig. 2.2 – Onda fundamental e componentes harmônicas da onda distorcida

O conceito de harmônico está vinculado a uma abstração matemática, ou seja, não existem harmônicos circulando na rede elétrica. Através de uma análise física do fenômeno, o que existem são ondas distorcidas.

Os harmônicos de corrente são produzidos por cargas não lineares, tais como equipamentos de eletrônica de potência. Essas cargas geram correntes não senoidais mesmo sendo alimentadas com tensão senoidal. Essas correntes distorcidas ao circularem pela impedância do sistema, que é constituída pela impedância da fonte mais impedância da fiação e transformadores, provocam a distorção da onda de tensão. Essa é a origem dos harmônicos de tensão, pois a concessionária produz, na geração, uma onda senoidal pura de tensão.

Os harmônicos de amplitudes relevantes costumam ser de ordem ímpar, ou seja, $h=1$, $h=3$, $h=5$, etc., porque as ondas de tensão ou corrente costumam ter simetria ímpar e, portanto, o semiciclo positivo da onda tem simetria com o semiciclo negativo da onda. Como na prática não existe uma simetria exata, ao se analisar o espectro de uma forma de onda real, aparecem algumas componentes de ordem par de amplitude pequena. Para fins didáticos considera-se que não existem harmônicos de ordem par para a maioria das cargas. Uma exceção é o caso dos fornos a arco em que as componentes harmônicas de ordem par são relevantes.

Outro conceito importante é a não existência de harmônicos de ordem três e suas múltiplas quando se trata de cargas trifásicas alimentadas a três fios. Nesse caso, não existe um caminho de retorno pelo neutro para o terceiro harmônico e seus múltiplos ímpares uma vez que esses harmônicos são de sequência zero. Considera-se que os sistemas trifásicos estão balanceados quanto às suas tensões, pois assim o terceiro harmônico e suas múltiplas são de sequência zero.

2.2. INDICADORES DE QUALIDADE HARMÔNICA

Foram criados vários indicadores de distorção harmônica com o intuito de permitir a quantificação e enquadramento da poluição harmônica de determinada instalação quanto à conformidade com as regulamentações.

A distorção harmônica individual é a relação entre a amplitude da harmônica de ordem “h” e a correspondente grandeza (corrente ou tensão) fundamental. A equação 2.1 mostra a formulação da distorção harmônica individual da corrente de ordem harmônica h, em percentual.

$$DHI \% = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (2.1)$$

$I_h \rightarrow$ Valor eficaz da componente harmônica da corrente de ordem h

$I_1 \rightarrow$ Valor eficaz da componente fundamental da corrente

A equação 2.2 mostra a formulação da distorção harmônica individual da tensão de ordem harmônica h , em percentual.

$$DHV \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.2)$$

$V_h \rightarrow$ Valor eficaz da componente harmônica da tensão de ordem h

$V_1 \rightarrow$ Valor eficaz da componente fundamental de tensão

Por exemplo, determinada instalação pode ter uma distorção harmônica de terceira ordem na corrente de 15% e uma distorção harmônica de quinta ordem na corrente de 8%. Isso significa que nessa instalação a amplitude do terceiro harmônico de corrente é 15% em relação à amplitude da corrente fundamental, enquanto que a amplitude do quinto harmônico de corrente é 8% em relação à amplitude da corrente fundamental.

A distorção harmônica total é a relação entre o valor eficaz das componentes harmônicas e a correspondente grandeza (corrente ou tensão) fundamental. A equação 2.3 mostra a formulação da distorção harmônica total da corrente, em percentual.

$$DHT \% = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + \dots}}{I_1} \times 100 \quad (2.3)$$

$$\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + \dots} \rightarrow \text{Valor eficaz dos harmônicos de corrente}$$

A determinação de limites para as distorções na corrente e na tensão é fundamental para atenuar ou impedir os efeitos deletérios que esses fenômenos podem causar. Esses limites servem de guia para os usuários que aos segui-los garantem o adequado funcionamento dos equipamentos da instalação.

Existem organismos internacionais que estabelecem regulamentações a respeito de harmônicos. O IEC (*International Electrotechnical Commission*) é uma organização não governamental de normatização internacional. O IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) também é uma organização não governamental de normatização internacional. A norma IEC 61000-3-2 define limites para a emissão de harmônicos para equipamentos que solicitam correntes até 16 A por fase. Válida para baixa tensão, mas as tensões devem ser superiores ou iguais a 220 V. A norma

61000-3-4 trata dos equipamentos que solicitam mais de 16 A. Existe uma vasta quantidade de normas da família 61000 que deve ser consultada.

Outra regulamentação bastante consolidada é a IEEE 519-1992 que sofreu alterações e atualmente é chamada IEEE 519-2014. É um documento largamente adotado para controle dos harmônicos no ponto de acoplamento elétrico entre a indústria e a concessionária. A filosofia desta norma é não se preocupar com o que ocorre no interior da instalação e sim com o que a instalação pode injetar na rede e, portanto, atingir outros consumidores.

A regulamentação brasileira que trata de limites harmônicos está no módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Nesse documento, são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para as distorções de tensão harmônicas. A resolução normativa que descreve o PRODIST, atualmente, não define limites para os harmônicos de corrente, somente para harmônicos de tensão.

Na tabela 2.1, são apresentados os valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental). Observa-se, na tabela, que a regulamentação brasileira admite uma distorção de tensão, na baixa tensão, de até dez por cento.

Na Tabela 2.2, estão definidos os níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).

Tabela 2.1 – Distorções harmônicas totais de tensão

<i>Tensão nominal do Barramento</i>	<i>Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]</i>
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

Tabela 2.2 – Distorções harmônicas individuais de tensão

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$		$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

2.3. CARGAS QUE PRODUZEM HARMÔNICOS

Os harmônicos de corrente são causados por cargas não lineares. Essas cargas possuem chaves semicondutoras que recortam a onda de corrente.

Algumas cargas monofásicas que geram harmônicos de corrente são: fontes chaveadas, lâmpadas fluorescentes, pequenas fontes de energia ininterrupta, etc. Deve-se lembrar que computadores, televisores, equipamentos de som, etc., possuem fontes chaveadas como meio de alimentação.

O terceiro harmônico e seus múltiplos ímpares fazem parte do espectro harmônico das correntes de cargas monofásicas. Esses harmônicos são de sequência zero e necessitam de um caminho de retorno para circularem. O circuito neutro fornece esse caminho de retorno para as correntes de sequência zero.

A Fig. 2.3 apresenta um espectro harmônico de correntes para fontes chaveadas. A amplitude dos harmônicos são função da impedância da rede e do valor da capacitância na saída do retificador. Pode-se observar a existência do terceiro, nono e décimo quinto harmônicos de corrente. Os demais harmônicos característicos de cargas trifásicas também estão presentes.

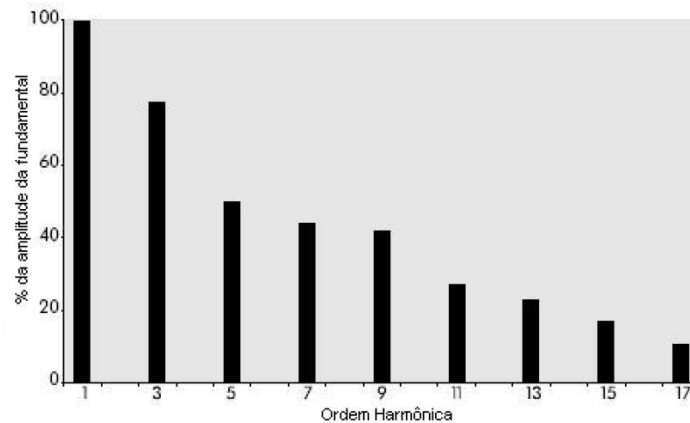


Fig. 2.3 – Espectro harmônico de uma fonte chaveada típica.

Algumas cargas trifásicas que geram harmônicos de corrente são: acionamentos de velocidade variável, também chamados de conversores de frequência para acionamento de motores, grandes fontes de energia ininterrupta, fornos a arco, etc. Com exceção dos fornos a arco, as demais cargas trifásicas costumam ter o quinto harmônico como o primeiro harmônico do espectro. O forno a arco é uma carga especial que gera, inclusive, harmônicos de ordem par. Essa carga especial não será discutida aqui, pois deseja-se discutir as características gerais das cargas que geram harmônicos.

Na Fig. 2.4 é mostrada a topologia básica adotada nos conversores de frequência usados para acionar motores de indução. Esses conversores são os principais causadores dos harmônicos de corrente existentes em instalações industriais. Trata-se de um retificador trifásico em ponte completa em cuja saída encontra-se um banco de capacitores eletrolíticos, não apresentados na figura.

Essa topologia gera um conteúdo harmônico em que o quinto harmônico é o seu primeiro componente.

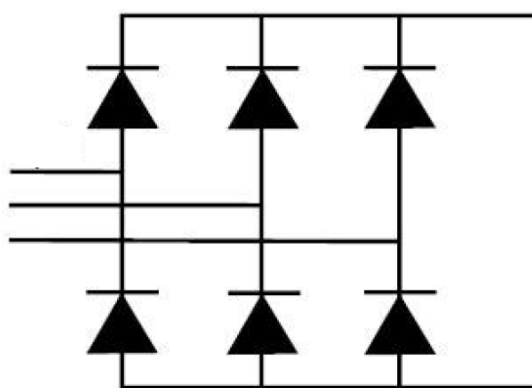


Fig. 2.4 – Retificador na entrada de um conversor de frequência

2.4. MEDIÇÃO DAS CORRENTES E TENSÕES COM CONTEÚDO HARMÔNICO

Os medidores eletrônicos utilizados para avaliação de indicadores de qualidade de energia elétrica deverão respeitar os parâmetros e metodologias de medição estabelecidas no PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

A medição do conteúdo harmônico de uma instalação é uma parte essencial da investigação global para se determinar a qualidade da energia elétrica dessa instalação elétrica. As medições devem quantificar o conteúdo harmônico das correntes geradas pelas cargas não lineares presentes na instalação sob análise. Todos os circuitos devem ser analisados quanto ao conteúdo harmônico das tensões e das correntes. É importante inventariar as cargas que estão ligadas durante as medições, pois assim é possível fazer uma análise precisa das condições do sistema elétrico.

As medições devem ser trifásicas para identificar o conteúdo harmônico das correntes e tensões em cada uma das fases. A corrente de neutro também deve ser avaliada para verificar, principalmente, o conteúdo de terceiro harmônico.

Recomenda-se que o registro das tensões e correntes seja realizado por todo o período de vinte e quatro horas, durante sete dias consecutivos. Assim, as variações normais do perfil dessas correntes e tensões, em função da variação das cargas energizadas, serão registradas ao longo do ciclo de trabalho da instalação.

Os analisadores realizam o registro em memória de massa das grandezas de interesse para posterior análise. Utiliza-se um programa computacional dedicado onde os dados podem ser descarregados. Esses dados são minerados pelos algoritmos do

programa e situações de ultrapassagem de indicadores são explicitadas em relatórios padrão. É possível editar esses relatórios para personalizá-los.

Nesses registradores, a tensão e a corrente são amostrados, na forma de pontos digitalizados, e armazenados na memória. A onda armazenada é então processada através da técnica FFT – Fast Fourier Transform, utilizando software implementado em microprocessador. Em geral, esses medidores, além de realizarem o registro, também disponibilizam uma saída de dados em tempo real através de um display. Assim, é possível acompanhar o comportamento do sistema.

A Fig. 2.5 mostra um esquema elétrico de ligação de um analisador portátil de qualidade de energia. Esse registrador analisa diversos parâmetros referentes à qualidade da energia elétrica. Entre esses parâmetros está o espectro harmônico de tensões e correntes.

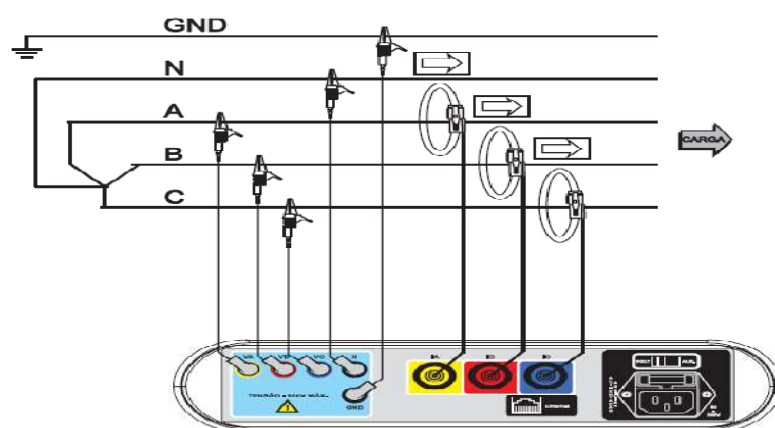


Fig. 2.5 – Esquema de ligação de um analisador de qualidade de energia

3. VARIAÇÕES DE TENSÃO

Os sistemas elétricos estão sujeitos a uma ampla variedade de problemas de qualidade de energia que podem interromper os processos de produção, afetar equipamentos sensíveis e causar indisponibilidade e prejuízos. As interrupções e as VTCD (variações de tensão de curta duração) são as principais causas de parada de processos industriais ou comerciais.

3.1. INTERRUPÇÕES

As interrupções de energia são eventos de tensão zero ou menor que 0,1 pu (em função da tensão residual de motores) e podem ser causadas pelo clima, mau funcionamento de equipamento, operação de religamento ou interrupção no sistema de transmissão. As causas das faltas temporárias costumam ser galhos de árvores que se agitam ao vento ou descargas atmosféricas que geram frentes de ondas com nível de tensão superior à capacidade de isolamento dos isoladores. A possível causa de uma falta permanente é a queda de um poste por abaloamento.

Para evitar a parada do processo durante uma interrupção é necessário possuir algum tipo de energia armazenada. Sistemas de energia ininterrupta, os chamados UPS, podem ser usados para manter a instalação toda, ou apenas as cargas mais críticas, funcionando durante as interrupções. Os UPS, também chamados de No-breaks, são equipamentos que armazenam energia em banco de baterias. A energia armazenada nas baterias precisa passar por um inversor de frequência, no caso em que se deseja alimentar as cargas com corrente alternada. A autonomia do banco de baterias vai depender do tempo que se deseja que a UPS mantenha as cargas funcionando sem energia da Concessionária.

O UPS pode manter o sistema alimentado por vários minutos ou horas, dependendo da capacidade da bateria em relação ao consumo das cargas. O UPS pode ser usado, também, para alimentar o sistema por apenas alguns segundos até que o gerador de emergência tenha condição de assumir a carga. O gerador de emergência leva alguns segundos para estar pronto para assumir a carga.

As interrupções costumam ser eventos de curta duração. A grande maioria das interrupções de energia tem duração inferior a 30 segundos. Por isso, os sistemas de suprimento de energia ininterrupta podem ser baseados em banco de baterias. Existem módulos comerciais de sistemas com baterias que permitem que uma indústria inteira continue a funcionar por algum tempo.

O PRODIST – módulo 8, classifica as interrupções em: interrupção momentânea de tensão e interrupção temporária de tensão. A interrupção é considerada momentânea quando a sua duração é inferior ou igual a três segundos. A interrupção é considerada temporária quando a sua duração é superior a três segundos e inferior a três minutos.

Embora o tempo de duração das interrupções, que são mais freqüentes, estejam na faixa de até trinta segundos, o tempo de parada do processo industrial pode ser enorme pois, em geral, independe do tempo de interrupção. O tempo de parada da operação causa perda de produção e lucros cessantes.

3.2. VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

As VTCD (variações de tensão de curta duração) são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. Os dois tipos de VTCD são o afundamento de tensão e a elevação de tensão.

Para que seja caracterizado um afundamento de tensão, o valor eficaz da tensão em relação à tensão de referência deve ser superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu.

O afundamento é classificado em afundamento momentâneo de tensão e afundamento temporário de tensão. O afundamento é classificado como momentâneo quando o seu tempo de duração é superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos. Ele é classificado como temporário quando o seu tempo de duração é superior a três segundos e inferior a três minutos.

Para que seja caracterizada uma elevação de tensão, o valor eficaz da tensão em relação à tensão de referência deve ser superior a 1,1 pu.

A elevação é classificada em elevação momentânea de tensão e elevação temporária de tensão. A elevação é classificada como momentânea quando o seu tempo de duração é superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos. Ela é classificada como temporária quando o seu tempo de duração é superior a três segundos e inferior a três minutos.

A severidade da VTCD, medida entre fase e neutro, de determinado barramento do sistema de distribuição é também caracterizada pela frequência de ocorrência e não só pela sua amplitude e duração. O indicador a ser utilizado para conhecimento do desempenho de um determinado barramento do sistema de distribuição com relação às VTCD corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e de duração.

Na Fig. 3.1 é apresentada uma oscilografia de uma onda de tensão afundada (sag em inglês). Observa-se que a onda de tensão diminui a sua amplitude durante alguns ciclos e em seguida retorna para a sua amplitude normal.

Na Fig. 3.2 é apresentada uma oscilografia de uma onda de tensão elevada (swell em inglês). Observa-se que a onda de tensão aumenta a sua amplitude durante alguns ciclos e em seguida retorna para a sua amplitude normal.

Os afundamentos podem ser causados por faltas no sistema elétrico da concessionária, partida de grandes motores ou a corrente de inrush de transformadores. A razão mais comum é o curto-circuito em redes de distribuição. Nesse caso, a tensão do barramento em que o circuito submetido ao curto está conectado é afundada, devido ao elevado valor da corrente de curto. Os demais

alimentadores, conectados ao mesmo barramento, ficam submetidos a essa tensão afundada.

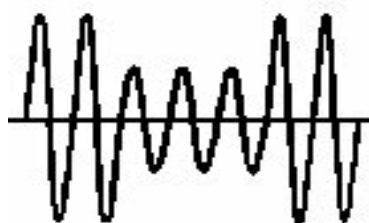


Fig. 3.1 – Exemplo de afundamento de tensão

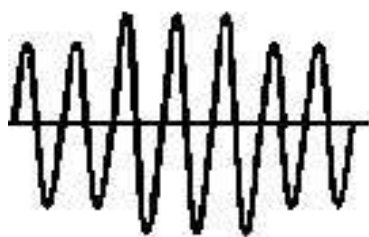


Fig. 3.2 – Exemplo de elevação de tensão

O afundamento prejudica o funcionamento de equipamentos sensíveis como controladores programáveis e conversores de frequência que acionam motores de indução.

As elevações de tensão são causadas por faltas monofásicas (curto-circuito fase-terra) no sistema elétrico da concessionária. A fase em curto tem a sua tensão reduzida enquanto as outras duas têm as suas tensões elevadas.

A elevação de tensão danifica os supressores de sobretensão, pois estes são dimensionados para drenar uma energia concentrada em dezenas de microssegundos e a elevação de tensão tem um tempo de duração de dezenas de milissegundos.

A partir da década de 1970, os fabricantes de computadores e usuários chegaram a um consenso quanto à qualidade da energia que era necessária para assegurar o adequado funcionamento dos computadores. Eles propuseram um gráfico com duas curvas delimitando a tensão máxima e a tensão mínima, em função do tempo, para o correto funcionamento dos computadores da época. Estava criada a curva CBEMA (Computer and Business Equipment Manufacturer's Association). Equipamentos bem projetados deviam tolerar afundamentos definidos pela curva CBEMA. Na verdade, a curva de tolerância de tensão CBEMA inclui afundamentos de tensão, elevações de tensão e transitórios.

A Fig. 3.3 apresenta a curva de tolerância CBEMA.

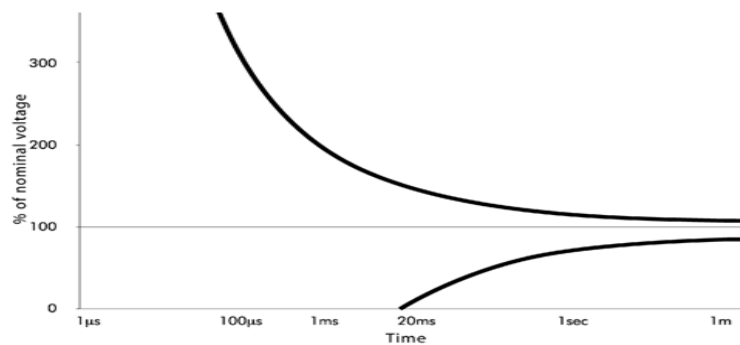


Fig. 3.3 – Curva de tolerância CBEMA

Em 1996, houve uma revisão dos limites da curva CBMA. Foi criada a curva ITIC (Information Technology Industry Council) que é mais adequada aos equipamentos atuais de tecnologia da informação. O objetivo da curva é melhor determinar a capacidade que determinado equipamento deve ter em suportar eventos.

A Fig. 3.4 apresenta a curva de tolerância ITIC.

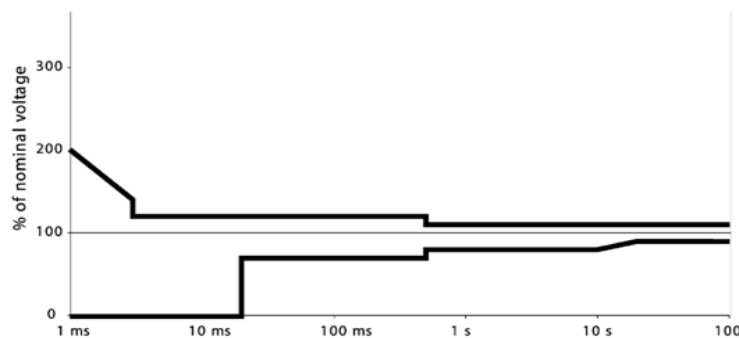


Fig. 3.4 – Curva de tolerância ITIC

3.3. SISTEMAS RESTAURADORES DE ENERGIA

Um método bastante usado para evitar que cargas sensíveis sejam prejudicadas pela existência de afundamentos de tensão é o uso de restauradores dinâmicos de tensão (DVR). A Fig. 3.5 mostra um esquema de DVR (Dynamic Voltage Restorer). Nessa figura, pode-se observar que o DVR captura energia da rede afundada para recuperar a tensão nominal durante o afundamento. O equipamento utiliza um transformador em série com a carga sensível. Este transformador é alimentado através de um inversor de frequência. O inversor recebe energia de um retificador que por sua vez recebe energia da rede afundada. A vantagem desse

sistema é não utilizar nenhum sistema de acumulação de energia, pois estes exigem muita manutenção.

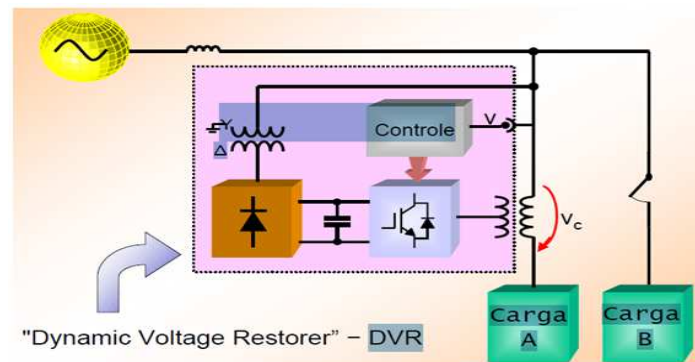


Fig. 3.5 – Esquema de Restaurador Dinâmico de Tensão

Outro método bastante usado em circuitos que não podem sofrer interrupção ou afundamento é o uso de sistema Flywheel. Esse sistema armazena energia cinética em um volante de inércia. Basicamente, o Flywheel é composto de uma máquina síncrona que é montada no mesmo eixo de um volante de inércia. A Fig. 3.6 mostra um esquema de um Flywheel com o rotor da máquina síncrona no mesmo eixo do volante de inércia.

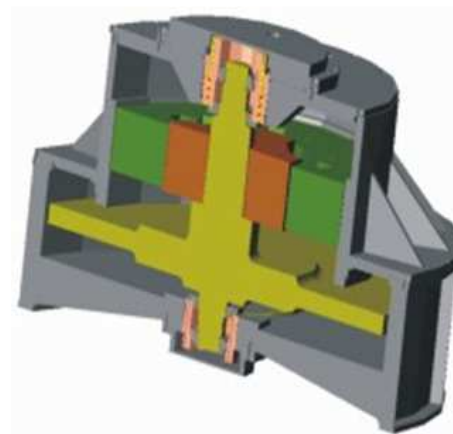


Fig. 3.6 – Esquema básico de um Flywheel

Para que a energia elétrica seja transformada em energia cinética, a máquina síncrona funciona como um motor síncrono. Assim, ele transforma energia elétrica em mecânica, acelerando o eixo juntamente com o volante de inércia. Esse processo continua até que se atinja a velocidade final desejada.

A velocidade final costuma variar de oito mil rpm até vinte e cinco mil rpm, dependendo do sistema de mancais utilizado. Ao se atingir a velocidade final a máquina síncrona pode ser desligada, pois a inércia do sistema fará com que o sistema continue rodando. Assim, a energia elétrica foi transformada em energia cinética.

Para que o sistema continue rodando por um longo tempo sem a necessidade da conexão da máquina síncrona é necessário que as perdas do sistema sejam mínimas. Por exemplo, os mancais podem ser magnéticos e dentro da carcaça pode ser criado um ambiente a vácuo.

Quando for necessário extrair a energia armazenada no sistema, a máquina síncrona funcionará como um gerador síncrono. Esse sistema costuma ter uma autonomia de alguns segundos, por exemplo, vinte segundos. Em seguida, um grupo de motor a combustão e gerador acoplado deve assumir a carga. O gerador de emergência não seria capaz de evitar a interrupção da energia, pois precisa de alguns segundos para assumir a carga.

O sistema mais comumente usado para manter a energia disponível é o Sistema de Energia Ininterrupta (UPS) suportado por bancos de baterias. São tipicamente usados em centro de processamento de dados, sala de servidores, computadores individuais, equipamentos eletrônicos. Também, podem ser usados para garantir a continuidade da energia de uma grande instalação, desde que seja dimensionado para isso.

A arquitetura básica de um UPS a bateria é composta de um retificador que carrega o banco de baterias de forma controlada e de um inversor de frequência para transformar a energia armazenada na forma contínua em alternada. Em algumas situações a carga é alimentada em corrente contínua. Uma chave estática, constituída de tiristores, costuma fazer parte do sistema para limitar o fornecimento de energia para cargas definidas. A Fig. 3.7 apresenta um esquema básico de UPS a bateria.

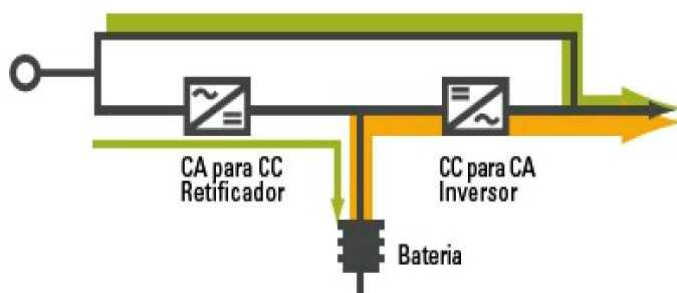


Fig. 3.7 – Esquema básico de um UPS a bateria

Existem várias topologias de UPS que fornecem diferentes graus de proteção ao sistema. Genericamente, existem dois tipos de UPS: o tipo *on-line* e o tipo *standby*. No UPS *on-line*, a energia que alimenta a carga sempre passa pelo sistema UPS e, portanto, a bateria assume a carga sem nenhuma interrupção. No UPS *standby*, existe uma pequena interrupção, mesmo que não perceptível pela carga.

O UPS pode manter o sistema alimentado por vários minutos ou horas, dependendo da capacidade da bateria em relação ao consumo das cargas. O UPS, também, pode alimentar o sistema por apenas alguns segundos até que o gerador de emergência tenha condição de assumir a carga.

4. FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

4.1. DEFINIÇÃO E INTRODUÇÃO AO CONCEITO

A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. Essa variação sistemática da tensão é de pequena dimensão, normalmente com valores entre 90% e 110% da tensão nominal. A frequência da variação costuma ficar abaixo de 25 Hz. A Fig. 4.1 mostra uma oscilografia esquemática de uma flutuação de tensão.



Fig. 4.1 – Exemplo de flutuação de tensão

Qualquer variação na intensidade da tensão de alimentação resulta em uma variação do fluxo luminoso. Isto é conhecido como cintilamento (Flicker). Cintilamento é um sintoma da flutuação de tensão. O problema é o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no ser humano.

Cintilamento é a impressão visual da variação do fluxo de luz quando sua luminância varia no tempo. Lâmpadas incandescentes são mais sensíveis do que as fluorescentes, portanto, em ambientes iluminados com lâmpadas fluorescentes, o efeito do cintilamento é mais pronunciado.

O efeito fisiológico do cintilamento no ser humano é causar fadiga, redução do nível de concentração, desconforto visual e irritabilidade. Além disso, pode afetar o

funcionamento de alguns componentes da instalação elétrica. Por exemplo, pode dificultar a operação de contadores e relés, prejudicando o processo de produção.

A causa das variações de tensão é a variação da corrente de grandes cargas flutuantes. A variação da corrente provoca a variação da tensão, pois essa corrente circula pela impedância do sistema elétrico até atingir a carga. Os fornos a arco e os acionadores de laminadores são exemplos de cargas que causam flutuação da tensão.

Para a obtenção dos níveis de severidade de cintilação, associados à flutuação de tensão, são definidos indicadores e procedimentos estabelecidos nos documentos da IEC. Estes valores são derivados da medição e processamento das tensões dos barramentos da instalação. A severidade de cintilação é uma representação quantitativa do incômodo visual percebido pelas pessoas expostas ao fenômeno de cintilação.

Os níveis de severidade de cintilação, causados pela flutuação de tensão, são quantificados pelos indicadores: Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração – Pst e Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração – Plt, conforme descrição e recomendação da Comissão Internacional de Eletrotécnica na Publicação IEC 61000-4-15 (*Flickermeter – Functional and design specifications*).

O indicador Pst representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de dez minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação.

O indicador Plt representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de duas horas e é calculado a partir dos registros de Pst.

Para a obtenção dos valores de severidade de cintilação são feitas medições e processamento das tensões dos barramentos com classificação em faixas de probabilidade de ocorrência. $P_{st}D95\%$ é o valor diário do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas. $P_{lt}S95\%$ é o valor semanal do indicador P_{lt} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos.

4.2. SOLUÇÕES PARA ATENUAR A FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

Existem várias técnicas disponíveis para a atenuação do *Flicker*. A idéia é reduzir a flutuação da tensão e, assim, reduzir o cintilamento (*Flicker*).

Basicamente, existem duas abordagens para resolver o problema. A primeira é reduzir a variação do fluxo de potência, particularmente a sua componente reativa. A segunda é aumentar a potência de curto-circuito em relação à potência da carga.

Para reduzir as variações de energia reativa no sistema de alimentação, instalam-se compensadores dinâmicos, também chamados de estabilizadores dinâmicos. Máquinas síncronas podem ser usadas para essa finalidade. A Fig. 4.2 mostra um compensador dinâmico baseado em máquina síncrona.

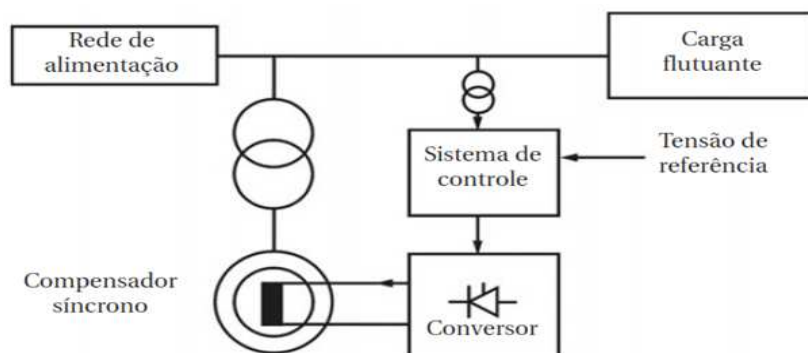


Fig. 4.2 – Compensador dinâmico baseado em máquina síncrona

Esse sistema é operado com controle de tensão em malha fechada e com um controle rápido de corrente de excitação. Isso permite uma resposta rápida no controle da corrente reativa da máquina.

Outra maneira de se reduzir as variações de energia reativa no sistema de alimentação é o uso de compensadores estáticos de reativo. O reator controlado a tiristor, associado a capacitor fixo, permite o controle da geração ou consumo de reativo dependendo da necessidade do sistema elétrico. A Fig. 4.3. apresenta o sistema descrito anteriormente. Na figura, pode-se observar que existe um capacitor fixo em série com uma pequena indutância. A reatância equivalente desse ramo, em 60 Hz, é capacitiva. A indutância em série atenua a entrada de correntes com frequências harmônicas, pois o chaveamento dos tiristores gera harmônicos de corrente no sistema. No outro ramo, encontra-se um indutor fixo em série com os tiristores em anti-paralelo. O chaveamento dos tiristores controla a corrente de entrada no indutor e, portanto, controla o consumo de reativo indutivo. É esse controle que permite que o reativo que vem da fonte seja mantido aproximadamente constante.

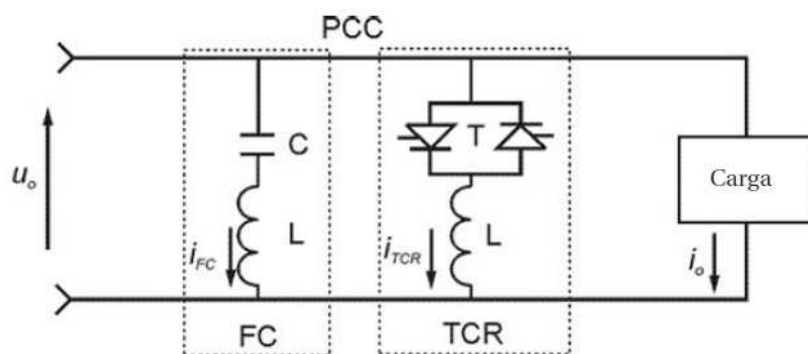


Fig. 4.3 – Exemplo de compensador estático dinâmico

Na Fig. 4.4, mostram-se dois gráficos com a grandeza tensão representada nos eixos verticais e o tempo nos eixos horizontais. No primeiro gráfico, existe uma grande variação no valor eficaz da tensão. Isso caracteriza que existe flutuação na tensão. Nessa situação o compensador estático não está ligado. No segundo gráfico, com o compensador ligado, a variação do valor eficaz da tensão é minimizado, evidenciando a eficácia do compensador adotado.

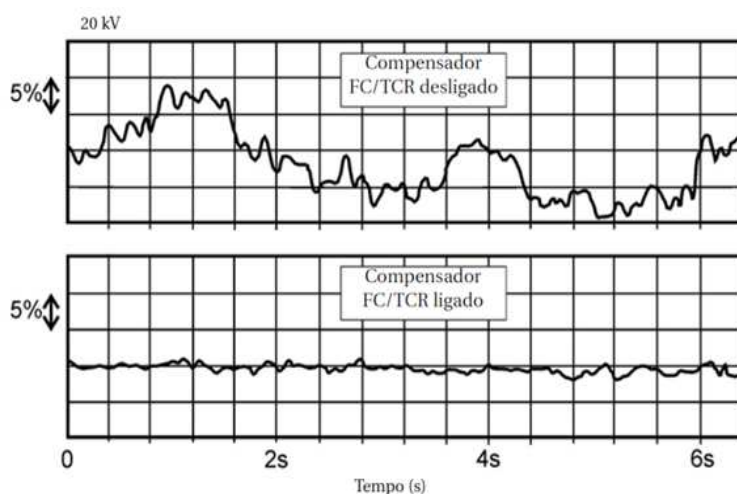


Fig. 4.4 – Gráficos da tensão sem e com compensador

Existem outros sistemas estáticos como os capacitores chaveados a tiristor, na passagem por zero ou o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*). O STATCOM é um conversor eletrônico a fonte de tensão que atua gerando ou consumindo reativo, dependendo da atuação do controle.

A segunda abordagem para resolver o problema da flutuação de tensão é aumentar a potência de curto-circuito em relação à potência da carga. Esta abordagem é mais bem aplicada na fase de projeto, pois os custos são menores do que a sua execução com a instalação em funcionamento.

As medidas que podem ser adotadas para aumentar a potência de curto-circuito são definidas a seguir:

- Conectar a carga a um nível de tensão maior nominal;
- Instalar capacitores em série;
- Aumentar a potência nominal do transformador ou colocar outro transformador em paralelo.

Uma técnica básica para reduzir o fenômeno da cintilação é usar transformadores diferentes para separar a alimentação das cargas flutuantes da alimentação do sistema de iluminação.

5. TRANSITÓRIOS

Os transitórios são perturbações de tensão e/ou corrente de duração muito curta (até alguns milissegundos), mas magnitude alta e com um tempo de subida muito rápido. Surgem dos efeitos das descargas atmosféricas (transitórios impulsivos) ou do chaveamento de cargas muito grandes ou reativas (transitórios oscilatórios).

5.1. TRANSITÓRIO IMPULSIVO

Um repentino distúrbio devido a uma rápida mudança nas condições da tensão. A sua duração varia de dezenas a centenas de microssegundos. A direção desse transitório pode ser positiva ou negativa. A Fig. 5.1 apresenta uma oscilografia mostrando um transitório impulsivo.

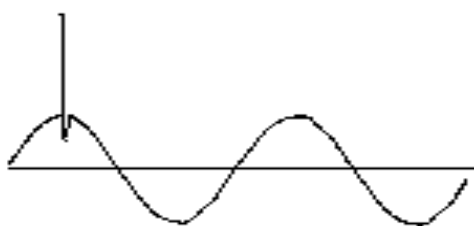


Fig. 5.1 – Oscilografia mostrando um transitório impulsivo

Os transitórios impulsivos surgem dos efeitos das descargas atmosféricas e das descargas eletrostáticas. Eles podem causar desde perda ou corrupção de dados até danos físicos ao equipamento.

O dano a equipamentos causado por descarga atmosférica é facilmente reconhecido, pois esse é um fenômeno que ocorre em dias de tempestade. Não há a

necessidade de uma queda direta de um raio na instalação elétrica para que este cause danos a equipamentos. Campos eletromagnéticos criados pela descarga atmosférica induzem transitórios impulsivos em instalações próximas. A Fig. 5.2 mostra esquematicamente um relâmpago e um raio causando indução eletromagnética em um sistema de distribuição.

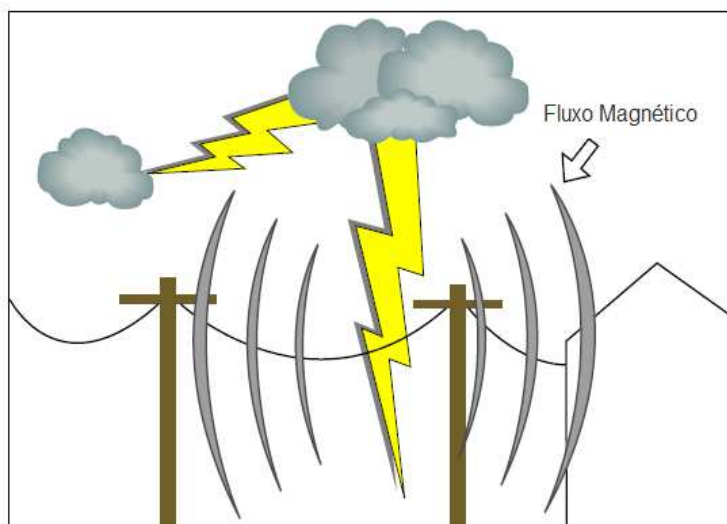


Fig. 5.2 – Indução Eletromagnética causada por descarga atmosférica

Para a proteção de equipamentos sensíveis devido a presença de descargas atmosféricas é necessário o uso de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS). Estes dispositivos limitam a amplitude dos surtos aos níveis de resistibilidade dos equipamentos. Eles têm a capacidade de identificar a existência de um impulso e aterrar transitoriamente o sistema elétrico de forma a descarregar a energia do impulso para a terra.

As descargas eletrostáticas (ESD) são causadas pelo desequilíbrio entre a quantidade de elétrons em relação à carga elétrica dos núcleos dos átomos. Quando existe um excesso de elétrons em relação aos prótons, diz-se que o corpo está carregado negativamente. Quando existem menos elétrons que prótons, o corpo está carregado positivamente.

Em centros de processamento de dados ou instalações que manipulam placas de circuito impresso, é importante dissipar o potencial de eletricidade estática. Nesses locais são usados condicionadores de ar que promovem uma taxa de umidade relativa em torno de 50% e, assim, diminuem a ocorrência de ESD.

O corpo humano deve ser mantido aterrado em locais onde se manipula placas de circuito impresso, pois assim o potencial de ESD é dissipado.

5.2. TRANSITÓRIO OSCILATÓRIO

Um transitório é oscilatório quando ocorre uma mudança na condição de regime permanente no sinal de tensão e/ou corrente oscilando na frequência natural do sistema. São decorrentes da energização de linhas, abertura de corrente indutiva, eliminação de faltas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores.

A energização de banco de capacitores é a causa mais comum de transitório oscilatório em uma instalação industrial. A Fig. 5.3 apresenta um oscilograma de uma perturbação oriunda de energização de banco de capacitores.

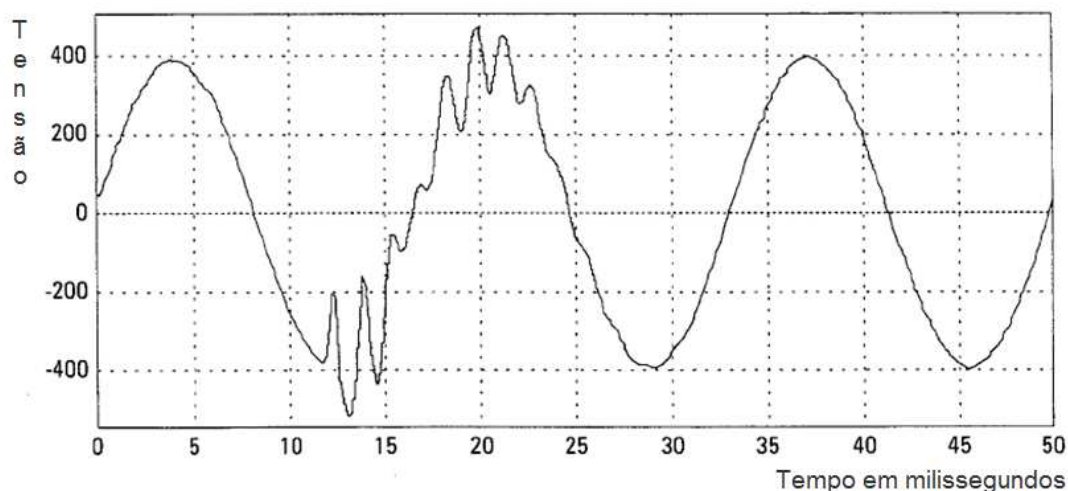


Fig. 5.3 – Perturbação oriunda de energização de capacitores

Tipicamente, essa perturbação resulta em uma tensão transitória oscilatória com uma frequência entre 300 e 900 Hz. O pico, teoricamente, pode alcançar duas vezes a amplitude da tensão, mas atinge, tipicamente, entre 1,3 e 1,5 p.u. O tempo da perturbação costuma durar entre 0,5 e 3 ciclos dependendo do amortecimento do sistema.

A razão da oscilação na tensão é que durante o processo de conexão do capacitor, ocorre um transitório de sobrecorrente de elevada amplitude e frequência. Isso porque o capacitor está descarregado quando é ligado ao sistema elétrico e, portanto, uma alta corrente é solicitada na energização do capacitor. Contatores para conexão de capacitores com resistores de pré-carga evitam corrente de partida excessiva.

Em contatores desenvolvidos especialmente para manobra de capacitores para correção de fator de potência, o capacitor é pré-carregado através de resistores que reduzem o pico de corrente. Após a pré-carga, os contatos principais se fecham, permitindo a passagem da corrente nominal.

Outra solução para a conexão suave de banco de capacitores é o uso de tiristores. O artifício que se utiliza é a conexão e o desligamento dos capacitores quando suas correntes passam por zero. Esta operação é conhecida como “zero crossing” e isenta a rede dos transitórios ocasionados na manobra dos capacitores.

Os danos causados pelas oscilações podem ocorrer imediatamente após a ocorrência, como a falha de um equipamento ou a corrupção de dados em um sistema digital. Também, os danos aos equipamentos podem ser progressivos, com cada evento provocando um pouco mais de dano aos materiais de isolamento até que a falha ocorra.

6. DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

As tensões geradas em sistemas trifásicos são senoidais, iguais em magnitude e com defasamento de 120 graus entre essas fases. Contudo, as tensões existentes no sistema de distribuição e nas instalações de baixa tensão podem estar desequilibradas por diversas razões.

A natureza do desequilíbrio pode incluir desigualdade na magnitude das tensões e desvios nos ângulos de fase. Os consumidores são responsáveis por equilibrar as cargas para que o equilíbrio de tensão permaneça adequado para as várias condições de funcionamento do sistema elétrico.

Normas internacionais como a EN-50160 ou a série IEC 61000-3-x estabelecem o limite de 2% para a baixa e a média tensão e 1% para a alta tensão. No Brasil, no PRODIST, módulo 8, o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, deve ser igual ou inferior a 2%.

Existem diversas maneiras de caracterizar o desequilíbrio de tensão. O método preconizado pelo PRODIST, módulo 8, é o método das componentes simétricas. Nesse método, o grau de desequilíbrio é definido pela relação entre os módulos da tensão de seqüência negativa e da tensão de seqüência positiva.

A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100$$

Alternativamente, pode-se utilizar a expressão abaixo, que conduz a resultados em consonância com a formulação anterior:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

Sendo:

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

No método do máximo desvio da tensão média, o grau de desequilíbrio é definido como a relação entre o máximo desvio da tensão média e a tensão média. A fórmula é apresentada a seguir:

$$GD\% = \frac{\Delta V}{V_{\text{médio}}} \times 100$$

6.1. CAUSAS DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O desequilíbrio de tensão é um problema sério de qualidade de energia, afetando principalmente os sistemas de distribuição de baixa tensão. Alguns dos problemas gerados pelo desequilíbrio podem afetar significativamente o funcionamento dos equipamentos conectados a ele.

A principal causa do desequilíbrio nas correntes e, em consequência, nas tensões é o desequilíbrio na distribuição das cargas monofásicas. Em geral, o sistema de cargas é equilibrado na fase de projeto, no entanto, estas cargas são ligadas e desligadas de acordo com a necessidade. Assim, as correntes nas fases são desequilibradas gerando desequilíbrios nas tensões em função de quedas de tensão diferentes em cada fase.

A fonte de desequilíbrios também pode ser as linhas de transmissão aéreas. Devido à distribuição geométrica dos condutores das fases, as capacitâncias intrínsecas entre os condutores das diferentes fases não são iguais. Assim, as fases têm diferentes parâmetros causando diferentes quedas de tensão na passagem da corrente elétrica. A transposição das fases é o método utilizado para atenuar o problema.

Atualmente, a tecnologia de micro geração distribuída apresenta desafios importantes na garantia de níveis adequados de tensão e no equilíbrio da tensão entre as fases. Na micro geração, é comum o uso de sistemas monofásicos ou bifásicos de geração. Assim, cuidados especiais devem ser tomados para que as fases se mantenham com tensão adequada na baixa tensão.

A geração distribuída é usualmente operada no modo de “não controle de tensão”. Neste modo, a geração distribuída simplesmente fornece potência ativa a um fator de potência constante e a tensão no circuito muda de acordo com o efeito da inserção de potência. Existem indicadores que limitam o efeito da conexão da geração nas amplitudes da tensão, no desequilíbrio e na distorção harmônica total.

6.2. CONSEQUÊNCIAS DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O efeito da circulação da componente de sequência negativa num sistema elétrico de potência resulta em perdas adicionais de energia, diminuição da capacidade de transmissão de energia através da componente de sequência positiva, aquecimento adicional de equipamentos e, principalmente, afeta a operação de motores de indução.

Nos motores de indução, a presença da componente de sequência negativa cria um componente de fluxo magnético que rotaciona em sentido inverso ao fluxo principal. A consequência é a redução da eficiência, o aumento da temperatura, redução do conjugado disponível, a existência de torque pulsante e a redução da vida útil. A Fig. 6.1 mostra um gráfico com valores típicos da relação entre o grau de desequilíbrio de tensão e o grau de desequilíbrio de corrente em um motor de indução.

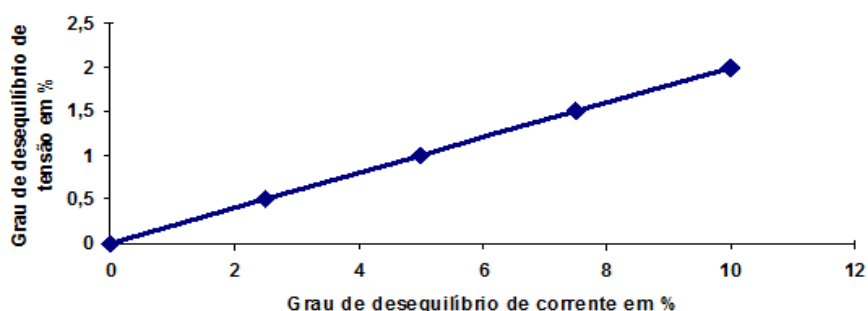


Fig. 6.1 – Relação entre os graus de desequilíbrio de tensão e de corrente

Observa-se na Fig. 6.1 que mesmo um pequeno desequilíbrio de tensão provoca um grande desequilíbrio de corrente no motor de indução.

O aquecimento adicional provocado pela existência de desequilíbrio de tensão reduz a vida útil do motor de indução. Um motor que não esteja em seu carregamento pleno ou em que a temperatura ambiente seja baixa permite um aumento do grau de desequilíbrio sem afetar a vida útil esperada. A Fig. 6.2 mostra o comportamento exponencial da perda de vida útil com o aumento do desequilíbrio de tensão.

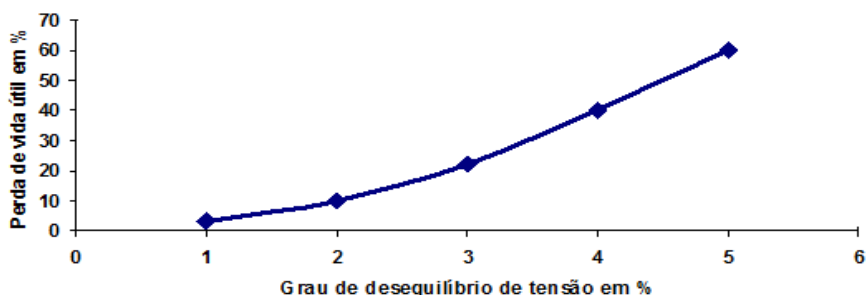


Fig. 6.2 – Relação entre a perda de vida útil e o desequilíbrio

Os fabricantes de motores garantem a vida útil nominal para desequilíbrios de até 1%. Esse desequilíbrio é baixo comparado com os desequilíbrios encontrados na prática. Essa é uma das razões dos motores serem um pouco sobredimensionados quando especificados por técnicos experientes. O sobredimensionamento prejudica a eficiência e o fator de potência da instalação, mas garante a continuidade do processo industrial.

7. TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

Tanto os equipamentos da concessionária como os pertencentes aos consumidores são projetados para operar em determinado nível de tensão. A operação prolongada desses equipamentos em uma tensão fora de limites aceitáveis pode afetar o seu correto funcionamento reduzindo a sua vida útil ou até mesmo causando interrupções não programadas. Por isso, a tensão deve ser mantida dentro de limites aceitáveis.

7.1. REGULAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO

A tensão em regime permanente é regulamentada, no Brasil, pela resolução da ANEEL que define o PRODIST, em seu módulo 8. O termo regime permanente compreende o intervalo de tempo da leitura de tensão, definido como sendo de dez minutos, onde não ocorrem distúrbios elétricos capazes de invalidar a leitura.

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, deve ser calculado o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice para tensão crítica (DRC).

Para se caracterizar a tensão precária e a tensão crítica, define-se, primeiramente, o conceito de tensão de atendimento. Esta é o valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica.

A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada, nos pontos de conexão à Rede de Distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras, por meio dos indicadores estabelecidos no PRODIST, módulo 8.

Como exemplo de valores de tensão de atendimento adequados em 220 volts, tem-se o seguinte intervalo: a tensão de linha deve permanecer no intervalo entre 201 e 231 volts.

Como exemplo de valores de tensão de atendimento precários em 220 volts, tem-se os seguintes intervalos: entre 189 e 201 volts no valor inferior e entre 231 e 233 volts no valor superior.

Como exemplo de valores de tensão de atendimento críticos em 220 volts, tem-se os seguintes intervalos: valores menores do que 189 volts e valores maiores do que 233 volts.

Para a análise da tensão em regime permanente, apresenta-se um gráfico semanal, totalizando, no mínimo, 1008 leituras válidas. O comportamento semanal da tensão pode ser visualizado pela Fig. 7.1.

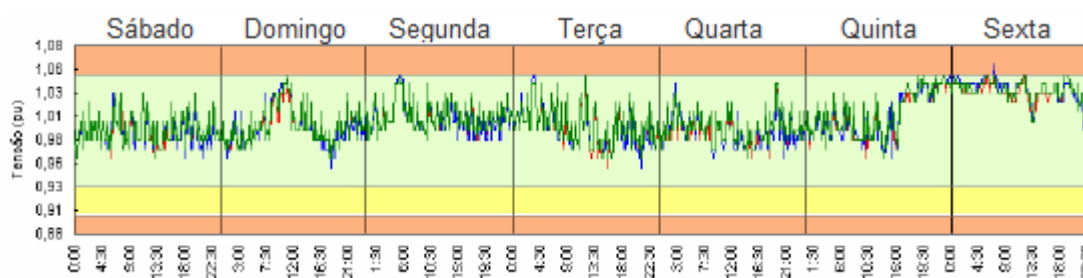


Fig. 7.1 – Perfil do valor eficaz da tensão ao longo de uma semana

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, quando de medições oriundas por reclamação ou amostrais, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%]$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%]$$

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

O valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária - DRPM está estabelecido em 3%. O valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica - DRCM está estabelecido em 0,5%.

Os valores apurados de DRP e DRC deverão ser registrados pela concessionária e, se for o caso, devem ser tomadas providências para a normalização e conformidade dos níveis de tensão.

7.2. MÉTODOS APLICADOS NA REGULAÇÃO DA TENSÃO

Os problemas relativos ao perfil de tensão nas redes elétricas são um dos mais comuns problemas relacionados à qualidade da energia elétrica. Diferentes modos e métodos de controle de tensão são utilizados para se manter o nível da tensão dentro da faixa considerada adequada.

A localização de determinado consumidor ao longo da linha de distribuição definirá se o nível de tensão da sua instalação está adequada. Isso porque a mesma tensão “ideal” para um consumidor que esteja localizado próxima da subestação de distribuição poderá ser inadequada para um consumidor localizado distante dessa subestação.

O processo de regulação de tensão no sistema de distribuição de energia elétrica deve ser iniciado desde a fase de planejamento, levando-se em consideração as características e requisitos de qualidade de energia para os consumidores e de seu crescimento temporal.

A principal dificuldade de fornecer aos consumidores tensões em faixas apropriadas é o problema da queda de tensão durante o transporte da energia. A queda da tensão na impedância do transformador que alimenta o consumidor é ponto de maior queda de tensão.

A elevação do fator de potência, por meio de instalação de banco de capacitores, reduz a corrente que vem da concessionária e, assim, reduz a queda de tensão no transporte da energia elétrica. Essa solução é de iniciativa do consumidor, mas a regulamentação penaliza a instalação com fator de potência baixo. A

Concessionária também utiliza bancos de capacitores em suas subestações de distribuição com o objetivo de controlar o reativo e a tensão do sistema.

A regulação de tensão é feita normalmente através de reguladores de tensão instalados na subestação de energia elétrica ou ao longo dos alimentadores, e o controle de tensão desses reguladores é feita através dos relés de controle automático de tensão (CAT). Por exemplo, a Concessionária pode introduzir pequenos bancos de capacitores ao longo da linha de distribuição de média tensão que são conectados automaticamente em função do nível de tensão.

O Regulador de Tensão Monofásico Automático é um autotransformador imerso em óleo isolante. Ele é instalado ao longo do alimentador de distribuição quando este é muito longo. Costuma regular a tensão de linha até $\pm 10\%$ com intervalos de 0.625% da tensão nominal.

Os transformadores das subestações de distribuição possuem comutação sob carga. Eles têm dispositivos de controle dos níveis de tensão chamados taps. Os taps mudam a relação de transformação, permitindo que a tensão varie dentro de um determinado intervalo. A alteração do valor eficaz da tensão permite o controle e a redistribuição dos fluxos de potência reativa no sistema, melhorando o perfil de tensão.

8. FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência é definido como a relação entre a potência ativa e a potência aparente. Esse indicador determina a eficácia com que a potência ativa está sendo transferida para a carga. O fator de potência só pode ser considerado igual ao cosseno do ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente no caso de ambas as grandezas serem senóides puras, ou seja, não possuam componentes harmônicas.

A Fig. 8.1 mostra o triângulo de potências para grandezas puramente senoidais.

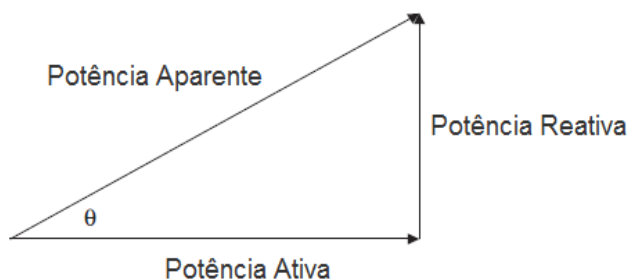


Fig. 8.1 – Perfil do valor eficaz da tensão ao longo de uma semana

As cargas indutivas, como motores de indução, demandam grandes quantidades de energia reativa para a criação do fluxo magnético. Essa potência não realiza trabalho útil, mas gera perdas e ocupa espaço nos condutores para ser transmitida. Por isso, ela deve ser produzida nas proximidades da carga que necessita de reativo.

O fator de potência individual dos motores de indução pode variar de aproximadamente 0,6, quando em vazio, para aproximadamente 0,93, quando a plena carga. Esses valores variam de acordo com a potência e categoria do motor, além das condições de carga. Por essa razão, é comum o uso de controladores automáticos de fator de potência que atuam conectando e desconectando estágios de bancos de capacitores. O fator de potência é registrado pela Concessionária e, caso o limite seja ultrapassado, o usuário é penalizado na fatura de energia elétrica.

O uso de correto de banco de capacitores mantém o fator de potência no intervalo de valores estabelecidos pela Concessionária. O capacitor tem a característica de gerar o reativo que é consumido pelas cargas indutivas. Outra maneira de abordar esse fenômeno é usar o conceito de troca de armazenamento de energia entre os capacitores e indutores. Como ambas as cargas, indutores e capacitores, estão submetidos a mesma onda de tensão e como o armazenamento de energia do capacitor ocorre com um defasamento de 90 graus elétricos em relação ao armazenamento de energia do indutor, quando um elemento está no período de acumular energia o outro está devolvendo a energia anteriormente acumulada. Percebe-se que, na realidade, e idealizando os componentes, a soma de energia entre eles é zero. Então, a energia reativa não precisa ser gerada na usina e enviada pelo sistema elétrico.

Como o uso de capacitores reduz a corrente eficaz circulando entre a Concessionária e o Consumidor, os condutores podem ser de menor bitola, reduzindo os custos do sistema de distribuição. A corrente no transformador também é reduzida e isso permite um valor maior de transferência de potência ativa para um mesmo valor de potência aparente do transformador. Ainda, tem-se a diminuição das perdas por efeito Joule tanto nos condutores como nos enrolamentos dos transformadores, uma vez que há uma diminuição no valor eficaz da corrente.

Para a aplicação de capacitores onde existe circulação de correntes harmônicas, uma forma de atenuar a perda de vida útil do banco é sobredimensionar a sua tensão nominal. Ou seja, utilizar um capacitor de 440 volts de valor nominal em uma instalação elétrica cuja tensão nominal é 380 volts. Nesse caso, a potência reativa nominal do capacitor não será mais produzida uma vez que a tensão sobre o mesmo não é a nominal.

Se houver condição de ressonância entre o banco de capacitores e a indutância do sistema elétrico em uma frequência harmônica existente na instalação, será necessário o uso de um filtro de dessintonia em série com os capacitores do banco. Outra solução seria o uso de filtro passivo com a finalidade de filtrar as harmônicas e corrigir o reativo da instalação. Neste caso, o dielétrico dos capacitores deve ter características especiais, pois os harmônicos de correntes serão drenados para dentro do filtro. A vantagem do uso do filtro é o confinamento dos harmônicos no interior da instalação atenuando a injeção de harmônicos para a Concessionária.

Outra forma de correção do fator de potência é através de motores síncronos e o controle da corrente de excitação de campo do mesmo. Esse método não costuma ser usado devido ao preço do motor síncrono. O método poderia ser economicamente viável se além de corrigir o fator de potência, essa máquina fosse usada para o acionamento de cargas mecânicas.

Segundo o PRODIST, módulo 8, em uma unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

Para resumir as vantagens em se manter o fator de potência próximo da unidade, podem ser citadas: a redução do preço da fatura de energia elétrica, a liberação de capacidade em kVA dos transformadores, a liberação da capacidade de transferir potência dos alimentadores, a redução nas perdas de energia para a transferência de potência entre a Concessionária e o Consumidor e a menor queda de tensão, devido à diminuição do valor eficaz da corrente, melhorando a regulação da tensão nas instalações.

9. VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

A frequência é um importante parâmetro para se avaliar as características de operação de um sistema elétrico. A frequência é a mesma em todo o sistema elétrico interligado, uma vez que está vinculada com a velocidade de rotação dos geradores síncronos. Para que ela se mantenha constante é necessário haver um controle centralizado cuidando do equilíbrio entre geração e consumo de energia. A manutenção do valor da frequência entre os limites permitidos pelo órgão regulamentador exige a existência de um Operador Nacional do Sistema para controlar o despacho de carga.

No Brasil, de acordo com o PRODIST, módulo 8, o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de

operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa. Essa tolerância existe para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Existem outros indicadores e limites de tempo no caso de oscilação do sistema elétrico após a ocorrência de um distúrbio no sistema. Essas situações são detalhadas no PRODIST, módulo 8.

A seleção da frequência nominal de 50 Hz, na Europa, e de 60 Hz, nos Estados Unidos, teve aspectos técnicos, históricos e interesses comerciais do final do século 19.

O sistema de geração e transmissão em corrente alternada trifásica foi desenvolvido no final do século 19 por Nikola Tesla, George Westinghouse e outros colaboradores. Nesse período, existiram sistemas de corrente alternada em diversas frequências. Como os sistemas elétricos eram isolados, as frequências eram definidas de acordo com a conveniência do sistema primário de energia associado à tecnologia de geração utilizada. Algumas fontes primárias eram baseadas em máquinas a vapor enquanto outras em turbinas hidráulicas. Isso influenciava na velocidade de rotação do eixo principal do sistema.

A geração de energia em frequências entre 16 Hz e 133 Hz foi usada em diferentes sistemas. Por exemplo, por volta do ano 1890, era comum o uso de geradores monofásicos de 8 pólos que operavam em 2000 rpm e produziam uma tensão com a frequência de 133 Hz.

No final do século 19, a empresa Westinghouse, nos Estados Unidos, decidiu produzir equipamentos para gerar em 60 Hz e a empresa AEG, na Alemanha, decidiu produzir os seus equipamentos em 50 Hz. Essas duas grandes empresas definiram as frequências utilizadas até hoje no mundo inteiro.

Como vantagem para o uso da frequência de 60 Hz, tem-se a menor quantidade de materiais e o menor volume de equipamentos eletromagnéticos como transformadores e máquinas elétricas. Em contrapartida, a transmissão de energia em longas distâncias é melhor em frequência mais baixas, pois menores são as reatâncias do sistema e melhor a sua estabilidade.

Atualmente, o desenvolvimento da eletrônica de potência, permite o uso de conversores de frequência em instalações industriais, adequando a frequência para as necessidades do processo.