

# 9

## Correção do Fator de Potência e Instalação de Capacitores

### 9.1 Generalidades

A correção do fator de potência constitui uma preocupação constante dos profissionais responsáveis pela manutenção, operação e pelo gerenciamento de instalações industriais, comerciais e até residenciais. Tal fato se deve à cobrança de valores adicionais pelas concessionárias de energia, correspondentes aos excedentes de demanda reativa e de consumo reativo, caso as unidades consumidoras não atendam ao limite de referência do fator de potência e aos demais critérios de faturamento estabelecidos pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, em sua Resolução nº 414/2010 – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, de 9 de setembro de 2010, em seus artigos 95, 96 e 97, atualmente em vigor.

Adicionalmente, o baixo fator de potência pode provocar sobrecarga em cabos e transformadores, bem como aumento das perdas no sistema, das quedas de tensão e do desgaste em dispositivos de proteção e manobra.

Como equipamentos responsáveis por um baixo fator de potência de uma instalação elétrica, podem ser destacados:

- motores de indução;
- transformadores de potência;
- reatores eletromagnéticos de lâmpadas fluorescentes;
- retificadores;
- equipamentos eletrônicos.

O método mais difundido para a correção do fator de potência consiste na instalação de bancos de capacitores em paralelo com a rede elétrica, devido ao seu menor custo de implantação e ao fato de serem equipamentos estáticos de baixo custo de manutenção. O uso de motores síncronos superexcitados consiste em uma alternativa para a correção do fator de potência, porém é necessário que a sua aplicação seja economicamente viável.

Este capítulo é dedicado à aplicação de capacitores em baixa tensão, sendo abordadas, resumidamente, as aplicações em média e alta tensão, as quais deverão ser objeto de análise mais detalhada em função das sobretensões e sobrecorrentes de elevada magnitude e frequência que surgem por ocasião do chaveamento dos bancos de capacitores em níveis de tensão mais elevados.

A presença de correntes harmônicas nos sistemas e sua interação com os bancos de capacitores são questões também abordadas, em face da suscetibilidade desses equipamentos a sobrecargas e sobretensões decorrentes de ressonâncias série e/ou paralela no sistema elétrico.

### 9.2 Fundamentos Teóricos

Como é sabido, existem dois tipos de potência em um sistema elétrico: a potência ativa e a potência reativa, cuja soma vetorial resulta na potência aparente ou total.

O conceito físico das potências mencionadas pode ser explicado da seguinte maneira: qualquer equipamento que transforme a energia elétrica em outra forma de energia útil (térmica, luminosa, cinética) é um consumidor de energia ativa. Qualquer equipamento que possua enrolamentos (transformadores, motores, reatores etc.), e, portanto, necessite de energia magnetizante como inter-mediária na utilização de energia ativa, é um consumidor de energia reativa.

Vetorialmente, a potência reativa (unidade típica: kvar) é representada com um defasamento de  $90^\circ$  em relação à potência ativa (unidade típica: kW), podendo estar atrasada (receptor de energia reativa) ou adiantada (fornecedor de energia reativa), conforme ilustrado na Figura 9.1.

Como consumidores de potência reativa, podem ser citados: transformadores de potência, motores de indução, motores síncronos subexcitados e reatores eletromagnéticos. Como fornecedores de potência reativa, podem ser citados: capacitores, motores síncronos superexcitados e compensadores síncronos. A Figura 9.2 ilustra os diagramas vetoriais de potência para geradores suprindo consumidores e fornecedores de potência reativa.

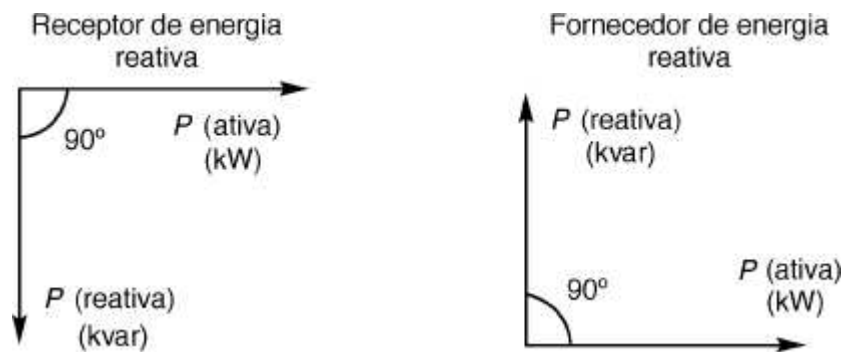


Figura 9.1

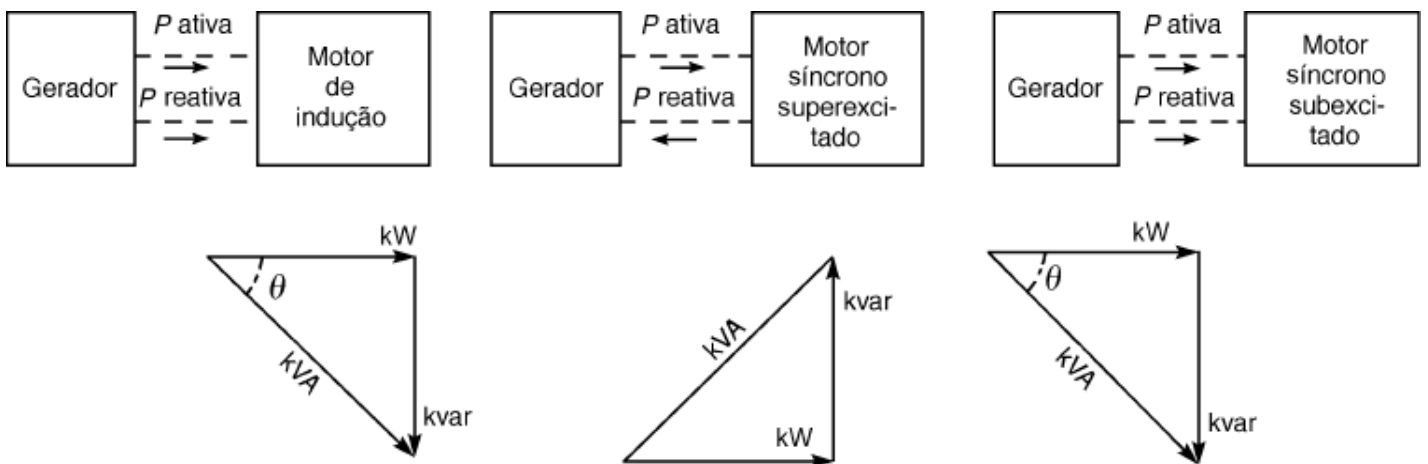
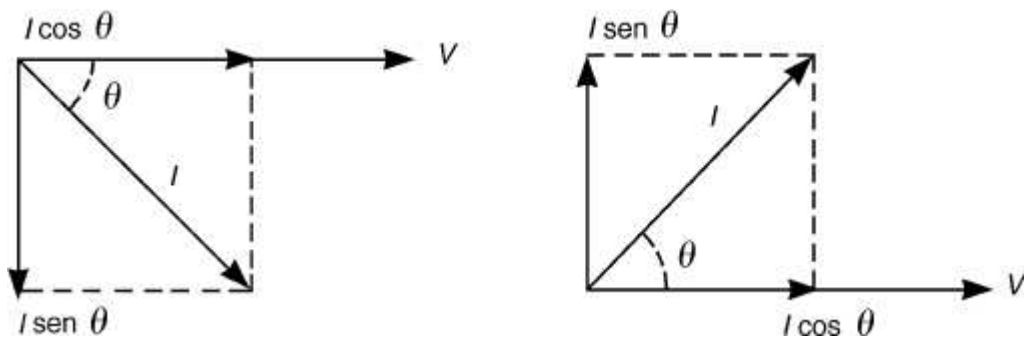


Figura 9.2

Convém registrar que – segundo o Decreto nº 81.621, de 3 de maio de 1978, que aprova o Quadro Geral de Unidades de Medida – o nome e o símbolo da grandeza “potência reativa” são o var, ambos grafados em letras minúsculas, sendo definida como: “potência reativa de um circuito percorrido por uma corrente alternada senoidal com valor eficaz de 1 ampère, sob uma tensão elétrica com valor eficaz de 1 volt, defasada de  $\pi/2$  radianos em relação à corrente”.

### 9.3 Significado do Fator de Potência

O fator de potência, também conhecido pela designação “cos  $\theta$ ”, é o número que expressa, a cada instante, o cosseno do ângulo de defasagem entre a corrente e a tensão. Se o circuito for indutivo, consumidor de energia reativa, o fator de potência é dito em atraso; se o circuito for capacitivo, fornecedor de energia reativa, o fator de potência é dito em avanço, conforme ilustrado na Figura 9.3.



**Figura 9.3**

em que:

$I \cos \theta$  = componente ativa ou em fase da corrente;

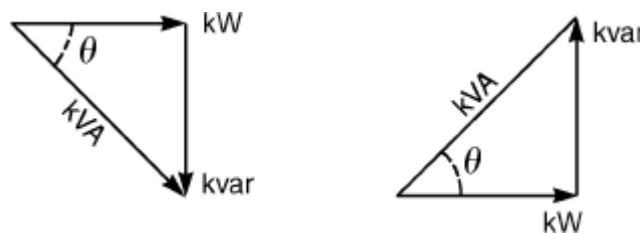
$I \sin \theta$  = componente reativa ou em quadratura da corrente.

Em um circuito trifásico, as potências ativa e reativa são:

$$P_{\text{at}} = \sqrt{3}VI \cos \theta \quad (\text{unidade watt ou kW})$$

$$P_{\text{reat}} = \sqrt{3}VI \sin \theta \quad (\text{unidade var ou kvar})$$

Referindo-se ao triângulo de potências da Figura 9.4:



**Figura 9.4**

Podendo ser deduzidas das figuras as seguintes expressões:

$$FP = \cos \theta = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}}$$

$$\text{kW} = \text{kVA} \times \cos \theta$$

$$\text{kVA} = \frac{\text{kW}}{\cos \theta}$$

$$\text{kVA} = \sqrt{3}VI 10^{-3}$$

$$\text{kW} = \sqrt{3}VI(\cos \theta)10^{-3}$$

$$\text{kvar} = \sqrt{3}VI(\sin \theta)10^{-3}$$

$$\text{kVA} = \sqrt{\text{kW}^2 + \text{kvar}^2} \quad \text{ou} \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

em que:

$V$  = tensão entre fases em volts;

$I$  = corrente de linha em ampères.

O fator de potência pode ser também calculado a partir dos consumos de energia ativa (kWh) e reativa (kvarh), referentes a determinado período de tempo, por meio das expressões: FP

$$FP = \frac{\text{kWh}}{\sqrt{(\text{kWh})^2 + (\text{kvarh})^2}}$$

$$FP = \cos \arctg \frac{\text{kvarh}}{\text{kWh}}$$

#### EXEMPLO

- a) Em uma instalação, medindo com um wattímetro, achamos 8 kW e, com o vármetro, 6 kvar. Determine o fator de potência e a potência aparente.

$$\cos \theta = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}}$$

$$\text{kVA} = \sqrt{\text{kw}^2 + \text{kvar}^2}$$

$$\text{kVA} = \sqrt{8^2 + 6^2} = 10$$

$$\cos \theta = \frac{8}{10} = 0,8 \quad \text{ou} \quad 80\% \quad (\text{Ver Figura 9.5.})$$

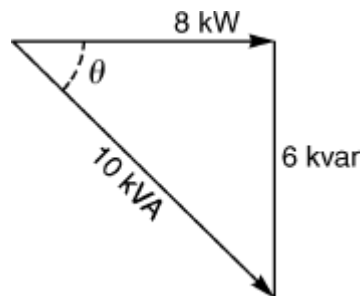


Figura 9.5

Do triângulo retângulo

$$\text{kVA} = 10$$

- b) Calcule o fator de potência de uma instalação se:

$$I = 100 \text{ ampères}$$

$$V = 380 \text{ volts}$$

$$\text{kW} = 35$$

$$\cos \theta = \frac{\text{kW}}{\sqrt{3} \times VI \times 10^{-3}} = \frac{35}{\sqrt{3} \times 380 \times 100 \times 10^{-3}} = 0,53$$

## 9.4 Fator de Potência de uma Instalação com Diversas Cargas

Consideremos três tipos de carga:

- iluminação de 50 kVA, proveniente de lâmpadas incandescentes (fator de potência unitário);
- motor de indução de 180 hp operando com  $\cos \phi$  indutivo igual a 0,85 e rendimento de 90%; e
- motor síncrono com 95 kW operando com  $\cos \phi$  capacitivo igual a 0,80 e rendimento de 95%.

Para a carga de iluminação, tem-se:

$$\text{kW} = \text{kVA} = 50$$

Para o motor de indução, tem-se:

$$\text{kW} = \frac{\text{hp} \times 0,746}{\eta} = \frac{180 \times 0,746}{0,90} = 149,2$$

$$\text{kVA} = \frac{\text{kW}}{\cos \phi} = \frac{149,2}{0,85} = 175,5$$

$$\text{kvar} = \sqrt{175,5^2 - 149,2^2} = 92,4$$

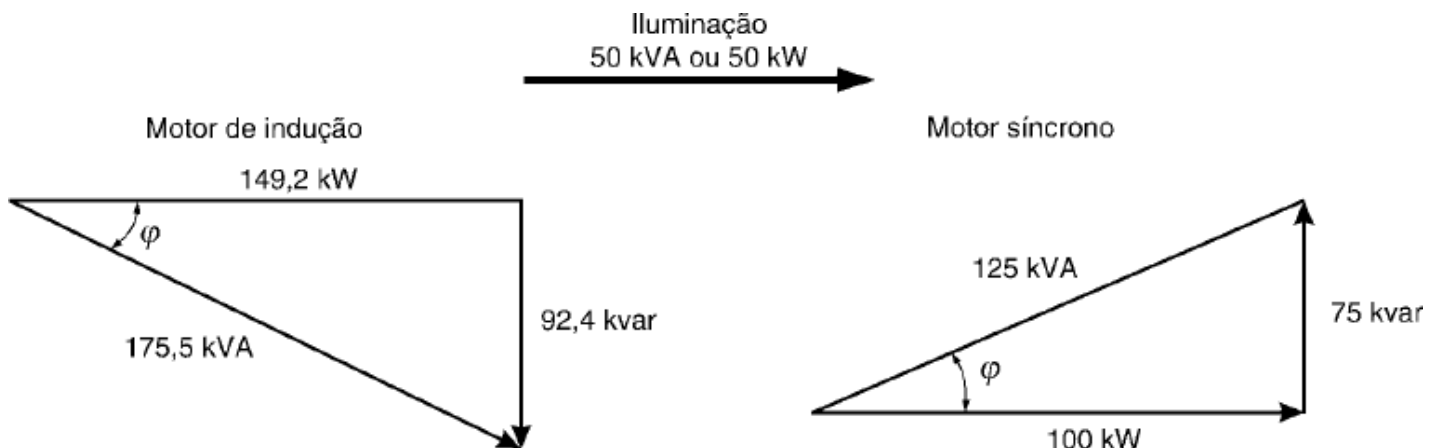
Para o motor síncrono, tem-se:

$$\text{kW} = \frac{\text{Potência ativa}}{\text{Rendimento}} = \frac{95}{0,95} = 100$$

$$\text{kVA} = \frac{100}{0,80} = 125$$

$$\text{kvar} = \sqrt{125^2 - 100^2} = 75$$

A representação por meio dos triângulos de potência dessas três cargas será:



**Figura 9.6**

O fator de potência do conjunto de cargas apresentado é obtido determinando-se a soma das cargas como se segue:

1. Potência ativa:

$$50 + 149,2 + 100 = 299,2 \text{ kW}$$

2. Potência reativa: como o motor síncrono está sobre-excitado e fornecendo, consequentemente, potência reativa, deve-se subtrair os kvar capacitivos dos indutivos:

$$\text{kvar} = (0 + 92,4) - (75) = 17,4 \text{ kvar, ou seja, } 17,4 \text{ kvar indutivos}$$

3. Potência aparente:

$$\text{kVA} = \sqrt{299,2^2 + 17,4^2} = 299,7 \text{ kVA}$$

4. Fator de potência do conjunto:

$$\cos \phi = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} = \frac{299,2}{299,7} = 0,998 \text{ indutivo}$$

## 9.5 Correção do Fator de Potência

A correção do fator de potência tem por objetivo especificar a potência reativa necessária para a elevação do fator de potência, de modo a: (1) evitar a ocorrência de cobrança pela concessionária dos valores referentes aos excedentes de demanda reativa e de consumo reativo; e (2) obter os benefícios adicionais em termos de redução de perdas e de melhoria do perfil de tensão da rede elétrica.

Para ilustrar como se corrige o fator de potência em um caso simples, consideremos uma instalação de 80 kW, que tenha um fator de potência médio igual a 80% e se queira corrigi-lo para 90%. Pede-se a determinação da potência reativa a ser instalada para se obter o resultado desejado.

### Solução

Para uma melhor visualização, empregaremos o método de resolução que utiliza o triângulo de potências:

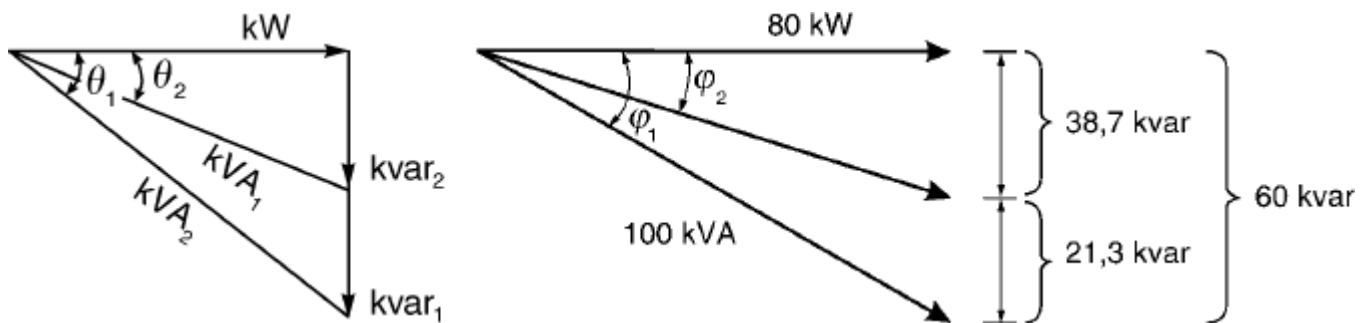


Figura 9.7

Com um  $\cos \phi_1 = 0,8$ , tem-se:

$$\text{kW} = 80$$

$$\text{kVA} = \frac{80}{0,8} = 100$$

$$\text{kvar} = \sqrt{(100)^2 - (80)^2} = 60$$

Com um  $\cos \phi_2 = 0,9$ , tem-se:

$$\text{kW} = 80$$

$$\text{kVA} = \frac{80}{0,9} = 88,9$$

$$\text{kvar} = \sqrt{(88,9)^2 - (80)^2} = 38,7$$

Assim:

$$\text{kvar necessários} = 60 - 38,7 = 21,3$$

Na prática, métodos mais simples, utilizando tabelas que determinam multiplicadores, permitem a determinação dos kvar necessários a partir do valor em kW pela aplicação da fórmula:

$$\text{kvar (necessários)} = \text{kW} \times (\text{tg } \phi_1 - \text{tg } \phi_2)$$

em que os valores de  $\text{tg } \phi_1 - \text{tg } \phi_2$  correspondem aos apresentados na Tabela 9.1.

**Tabela 9.1** Multiplicadores para determinação dos kvar necessários para a correção do fator de potência

Original	FATOR DE POTÊNCIA															
	Desejado															
	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,589	1,732
0,51	1,067	1,094	1,120	1,147	1,175	1,203	1,231	1,261	1,292	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,544	1,687
0,52	1,023	1,050	1,076	1,103	1,131	1,159	1,187	1,217	1,248	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643
0,53	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,457	1,600
0,54	0,939	0,966	0,992	1,019	1,047	1,075	1,103	1,133	1,164	1,196	1,230	1,267	1,308	1,359	1,416	1,559
0,55	0,899	0,926	0,952	0,979	1,007	1,035	1,063	1,093	1,124	1,156	1,190	1,227	1,268	1,316	1,376	1,519
0,56	0,860	0,887	0,913	0,940	0,968	0,996	1,024	1,054	1,085	1,117	1,151	1,188	1,229	1,277	1,337	1,480
0,57	0,822	0,849	0,875	0,902	0,930	0,958	0,986	1,016	1,047	1,079	1,113	1,150	1,191	1,239	1,299	1,442
0,58	0,785	0,812	0,838	0,865	0,893	0,921	0,949	0,979	1,010	1,042	1,076	1,113	1,154	1,202	1,262	1,405
0,59	0,749	0,776	0,802	0,829	0,857	0,885	0,913	0,943	0,974	1,006	1,040	1,077	1,118	1,166	1,226	1,369
0,60	0,713	0,740	0,766	0,793	0,821	0,849	0,877	0,907	0,938	0,970	1,004	1,041	1,082	1,130	1,190	1,333
0,61	0,679	0,706	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,156	1,299
0,62	0,646	0,673	0,699	0,726	0,754	0,782	0,810	0,840	0,871	0,903	0,937	0,974	1,015	1,063	1,123	1,266
0,63	0,613	0,640	0,666	0,693	0,721	0,749	0,777	0,807	0,838	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,233
0,64	0,581	0,608	0,634	0,661	0,689	0,717	0,745	0,775	0,806	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
0,65	0,49	0,576	0,602	0,629	0,657	0,685	0,713	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,918	0,966	1,026	1,169
0,66	0,518	0,545	0,571	0,598	0,626	0,654	0,682	0,712	0,743	0,775	0,809	0,846	0,887	0,935	0,995	1,138
0,67	0,488	0,515	0,541	0,568	0,596	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,965	1,108
0,68	0,458	0,485	0,511	0,538	0,566	0,594	0,622	0,652	0,683	0,715	0,749	0,786	0,827	0,875	0,935	1,078
0,69	0,429	0,456	0,482	0,509	0,537	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798	0,846	0,906	1,049
0,70	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,564	0,594	0,625	0,657	0,691	0,728	0,769	0,817	0,877	1,020
0,71	0,372	0,399	0,425	0,452	0,480	0,508	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992
0,72	0,344	0,371	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964
0,73	0,316	0,343	0,369	0,396	0,424	0,452	0,480	0,510	0,541	0,573	0,607	0,644	0,685	0,733	0,793	0,936
0,74	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,909
0,75	0,262	0,289	0,315	0,342	0,370	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882
0,76	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,399	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,604	0,652	0,712	0,855
0,77	0,209	0,236	0,262	0,289	0,317	0,345	0,373	0,403	0,434	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,680	0,829
0,78	0,182	0,209	0,235	0,262	0,290	0,318	0,346	0,376	0,407	0,439	0,473	0,510	0,551	0,599	0,659	0,802
0,79	0,156	0,183	0,209	0,236	0,264	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,633	0,776
0,80	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,609	0,750



0,81	0,104	0,131	0,157	0,184	0,212	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724
0,82	0,078	0,105	0,131	0,158	0,186	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,555	0,698
0,83	0,052	0,079	0,105	0,132	0,160	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,529	0,672
0,84	0,026	0,053	0,079	0,106	0,134	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,646
0,85	0,000	0,027	0,053	0,080	0,108	0,136	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620
0,86		0,000	0,026	0,053	0,081	0,109	0,137	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,342	0,390	0,450	0,593
0,87			0,000	0,027	0,055	0,083	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,567
0,88				0,000	0,028	0,056	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540
0,89					0,000	0,028	0,056	0,086	0,117	0,149	0,183	0,220	0,261	0,309	0,369	0,512
0,90						0,000	0,028	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,233	0,281	0,341	0,484
0,91							0,000	0,030	0,061	0,093	0,127	0,164	0,205	0,253	0,313	0,456
0,92								0,000	0,031	0,063	0,097	0,134	0,175	0,223	0,283	0,426
0,93									0,000	0,032	0,066	0,103	0,144	0,192	0,252	0,395
0,94										0,000	0,034	0,071	0,112	0,160	0,220	0,363
0,95											0,000	0,037	0,079	0,126	0,186	0,329
0,96												0,000	0,041	0,089	0,149	0,292
0,97													0,000	0,048	0,108	0,251
0,98														0,000	0,060	0,203
0,99															0,000	0,143
1,00																0,000

Para ilustrar o uso da Tabela 9.1, o exercício anterior seria resolvido da seguinte maneira:

Da Tabela 9.1, obtém-se o valor 0,266 para o multiplicador, que deve ser aplicado sobre a potência ativa (kW) da instalação, para que se obtenha a correção de 0,80 para 0,90.

$$\text{kvar necessários} = 0,266 \times 80 = 21,3$$

## 9.6 Regulamentação para Fornecimento de Energia Reativa

A regulamentação para o fornecimento de energia reativa pelas distribuidoras de energia elétrica, quanto ao limite de referência do fator de potência e aos demais critérios de faturamento do reativo existente, é estabelecida pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, em sua Resolução nº 414/2010 – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, de 9 de setembro de 2010, Artigos 95, 96 e 97, atualmente em vigor.

A regulamentação em questão estabelece como limite mínimo de referência o fator de potência de 0,92 da instalação consumidora. Dessa maneira, o consumidor cujo fator de potência de sua instalação se situe em valor inferior a 0,92 sofrerá a cobrança por energia reativa excedente, conforme os critérios de faturamento apresentados neste capítulo.

A regulamentação estabelece que a energia reativa indutiva deverá ser medida ao longo das 24 horas do dia. A critério da distribuidora de energia elétrica, a medição da energia reativa capacitiva também poderá ser efetuada; nesse caso, a medição deverá ser feita durante um período de 6 horas consecutivas compreendidas entre as 23h30min e as 06h30min (período definido pela distribuidora), ficando, desse modo, a medição da energia reativa indutiva limitada ao período das 18 horas complementares ao período definido como de verificação da energia reativa capacitiva.

O cálculo do fator de potência poderá ser feito de duas maneiras distintas:

- pela avaliação mensal: por meio de valores de energia ativa e reativa medidos durante o ciclo de faturamento; e
- pela avaliação horária: por meio de valores de energia ativa e reativa medidos em intervalos de 1 hora, seguindo-se os períodos anteriormente mencionados, para verificação da energia reativa indutiva e capacitiva.

O cálculo do fator de potência utilizado tanto para a avaliação mensal quanto para a horária é:

$$FP = \cos \arctg \frac{\text{kvarh}}{\text{kWh}}$$

### 9.6.1 Cálculo da energia e demanda reativas excedentes



Os cálculos da energia e demanda reativas excedentes poderão ser efetuados pela avaliação mensal ou horária, a critério da distribuidora, conforme explicitado a seguir:

### 9.6.2 Avaliação mensal

O cálculo da energia reativa excedente, para a avaliação mensal, é feito utilizando-se a seguinte expressão:  $E_{RE}$

$$E_{RE} = EEAM \times \left( \frac{0,92}{f_M} - 1 \right) \times VR_{ERE},$$

em que:

$E_{RE}$  = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

EEAM = montante de energia elétrica ativa medida durante o período de faturamento em MWh;

$f_M$  = fator de potência indutivo médio da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

$VR_{ERE}$  = valor de referência equivalente à tarifa de energia “TE” da tarifa de fornecimento, em R\$/MWh.

O cálculo da demanda reativa excedente é feito utilizando-se a seguinte expressão:

$$D_{RE} = PAM \times \frac{0,92}{f_M} - PAF \times VR_{ERE},$$

em que:

$D_{RE}$  = valor correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

PAM = demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento em kW;

$f_M$  = fator de potência indutivo médio da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

PAF = demanda de potência ativa faturável no período de faturamento em kW (maior dentre os valores da demanda medida ou da demanda contratada);

$VR_{DRE}$  = valor de referência equivalente à tarifa de demanda de potência das tarifas de fornecimento aplicáveis ao Grupo A.

### 9.6.3 Avaliação horária

O cálculo da energia reativa excedente, para a avaliação horária, é feito utilizando-se a seguinte expressão:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[ EEAM_T \times \left( \frac{0,92}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE},$$

em que:

$E_{RE}$  = valor correspondente à energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência de 0,9, no período de faturamento, em Reais (R\$);

$EEAM_T$  = montante de energia ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em R\$/MWh;

$f_T$  = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

$VR_{DRE}$  = valor de referência equivalente à tarifa de energia “TE” da tarifa de fornecimento, em R\$/MWh;

T = indica intervalo de 1 (uma) hora no período de faturamento;

n = número de intervalos de integralização “T”, por posto horário “p”, no período de faturamento.

O cálculo da demanda reativa excedente é feito utilizando-se a seguinte expressão:

$$D_{RE}(p) = \left[ \text{MÁX}_{T=1}^n \left( PAM_T \times \frac{0,92}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{ERE},$$

em que:

$D_{RE}(p)$  = valor, por posto horário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

$p$  = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horossazonais;

MAX = função que identifica o valor máximo da equação entre os parênteses, em cada posto horário “p”;

$T$  = indica intervalo de 1 (uma) hora no período de faturamento;

$n$  = número de intervalos de integralização “T”, por posto horário “p”, no período de faturamento, em quilowatt (kW);

$PAM_T$  = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “T”, durante o período de faturamento, em kW;

$f_T$  = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

$PAF(p)$  = demanda de potência ativa faturável, em cada posto horário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

$VR_{DRE}$  = valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A.

No caso de consumidores classificados na tarifação horossazonal (horário de ponta e de fora de ponta de carga), as cobranças mencionadas nessa avaliação deverão ser diferenciadas de acordo com os respectivos postos horários.

O registrador digital determina, a cada hora, o valor de  $f_T$  em função dos montantes de kWh e de kVAh. Se esse valor for menor que o de referência (0,92), o registrador acumula o valor de  $EEAM_T$ , calculando ainda o valor de MAX correspondente. No final do ciclo de faturamento, o registrador fornece um total acumulado de  $EEAM_T$  e o valor máximo de MAX. Com base nesses valores, o sistema de faturamento calcula os faturamentos  $E_{RE}$  e  $D_{RE}(p)$ .

### EXEMPLO

Uma unidade industrial possui uma demanda contratada junto à concessionária de 200 kW, sendo faturada na modalidade tarifária convencional, sendo a verificação do fator de potência feita pela média mensal. O consumo mensal em determinado mês foi de 60.000 kWh, e a demanda medida foi de 190 kW. O fator de potência médio mensal apurado foi de 0,80. Informe os valores faturados referentes a  $E_{RE}$  e  $D_{RE}$ .

$$\text{Energia reativa excedente} = 60\,000 \times \left( \frac{0,92}{0,80} - 1 \right) = 9\,000$$

$$\text{Demanda reativa excedente} = 190 \times \frac{0,92}{0,80} - 200 = 18,5$$

Desse modo, o valor em Reais a ser faturado devido ao fator de potência inferior a 0,92 seria de  $9\,000 \times \text{tarifa de energia "TE"} + 18,5 \times \text{tarifa de demanda de potência}$ .

## 9.7 Causas do Baixo Fator de Potência

Antes de realizar investimentos para corrigir o fator de potência de uma instalação, devese procurar identificar as causas da sua origem, uma vez que a solução das mesmas pode resultar na correção, ao menos parcial, do fator de potência. A seguir, são apresentadas as principais razões que dão origem a um baixo fator de potência.

### 9.7.1 Nível de tensão acima do nominal

O nível de tensão tem influência negativa sobre o fator de potência das instalações, pois, como se sabe, a potência reativa (kvar) é aproximadamente proporcional ao quadrado da tensão. Assim, no caso dos motores, que são responsáveis por mais de 50% do consumo de energia elétrica na indústria, a potência ativa só depende da carga dele solicitada, e quanto maior for a tensão aplicada nos seus terminais, maior será a quantidade de reativos absorvida e, conseqüentemente, menor o fator de potência da instalação.

A Tabela 9.2 apresenta a variação percentual do fator de potência em função da carga e da tensão aplicada em motores.

**Tabela 9.2** Influência da variação da tensão no fator de potência

Tensão aplicada (% de $V_n$ do motor)	Carga nos motores (em relação à nominal)		
	50%	75%	100%
120%	Decresce de 15% a 40%	Decresce de 10% a 30%	Decresce de 5% a 15%
115%	Decresce de 8% a 20%	Decresce de 6% a 15%	Decresce de 4% a 9%
110%	Decresce de 5% a 6%	Decresce 4%	Decresce 3%
100%	—	—	—
90%	Cresce de 4% a 5%	Cresce de 2% a 3%	Cresce 1%

Neste caso, devem ser conduzidos estudos específicos para melhorar os níveis de tensão, utilizando-se uma relação mais adequada de *taps* dos transformadores ou da tensão nominal dos equipamentos.

### 9.7.2 Motores operando em vazio ou superdimensionados

Os motores elétricos de indução consomem praticamente a mesma quantidade de energia reativa quando operando em vazio ou à plena carga. A potência reativa consumida pelos motores classe B são aproximadamente iguais às potências dos capacitores indicadas nas Tabelas 9.3 e 9.4.

**Tabela 9.3** Capacitores para motores de baixa tensão

Potência do motor (hp)	Velocidade síncrona (rpm)/Número de polos do motor											
	3 600 2		1 800 4		1 200 6		900 8		720 10		600 12	
	kvar <sup>(1)</sup>	% I <sup>(2)</sup>	kvar	% I	kvar	% I	kvar	% I	kvar	% I	kvar	% I
3	1,5	14	1,5	15	1,5	20	2	27	2,5	35	3,5	41
5	2	12	2	13	2	17	3	25	4	32	4,5	37
7,5	2,5	11	2,5	12	3	15	4	22	5,5	30	6	34
10	3	10	3	11	3,4	14	5	21	6,5	27	7,5	31
15	4	9	4	10	5	13	6,5	18	8	23	9,5	27
20	5	9	5	10	6,5	12	7,5	16	9	21	12	25
25	6	9	6	10	7,5	11	9	15	11	20	14	23
30	7	8	7	9	9	11	10	14	12	18	16	22

40	9	8	9	9	11	10	12	13	15	16	20	20
50	12	8	11	9	13	10	15	12	19	15	24	19
60	14	8	14	8	15	10	18	11	22	15	27	19
75	17	8	16	8	18	10	21	10	26	14	32,5	18
100	22	8	21	8	25	9	27	10	32,5	13	40	17
125	27	8	26	8	30	9	32,5	10	40	13	47,5	16
150	32,5	8	30	8	35	9	37,5	10	47,5	12	52,5	15
200	40	8	37,5	8	42,5	9	47,5	10	60	12	65	14
250	50	8	45	7	52,5	8	57,5	9	70	11	77,5	13
300	57,5	8	52,5	7	60	8	65	9	80	11	87,5	12
350	65	8	60	7	67,5	8	75	9	87,5	10	95	11
400	70	8	65	6	75	8	85	9	95	10	105	11
450	75	8	67,5	6	80	8	92,5	9	100	9	110	11
500	77,5	8	72,5	6	82,5	8	97,5	9	107,5	9	115	10

(1) Máxima potência capacitiva recomendada.

(2) Redução percentual de corrente da linha após a instalação dos capacitores recomendados.

**Tabela 9.4** Capacitores para motores de média tensão

Potência do motor (hp)	Velocidade síncrona (rpm)/Número de polos do motor											
	3 600 2		1 800 4		1 200 6		900 8		720 10		600 12	
	kvar <sup>(1)</sup>	% I <sup>(2)</sup>	kvar	% I	kvar	% I	kvar	% I	kvar	% I	kvar	% I
100	20	7	25	10	25	11	25	11	30	12	45	17
125	30	7	30	9	30	10	30	10	30	11	45	15
150	30	7	30	8	30	8	30	9	30	11	60	15
200	30	7	30	6	45	8	60	9	60	10	75	14
250	45	7	45	5	60	8	60	9	75	10	90	14
300	45	7	45	5	75	8	75	9	75	9	90	12
350	45	6	45	5	75	8	75	9	75	9	90	11
400	60	5	60	5	60	6	90	9	90	9	90	10
450	75	5	60	5	75	6	90	8	90	8	90	8
500	75	5	75	5	90	6	120	8	120	8	120	8
600	75	5	90	5	90	5	120	7	120	8	135	8

700	90	5	90	5	90	5	135	7	150	8	150	8
800	90	5	120	5	120	5	150	7	150	8	150	8

(1) Máxima potência capacitiva recomendada.

(2) Redução percentual de corrente da linha após a instalação dos capacitores recomendados.

Na prática, observa-se que, para motores operando com cargas abaixo de 50% de sua potência nominal, o fator de potência cai bruscamente. Nesses casos, deve-se verificar a possibilidade, por exemplo, de que se substituam os motores por outros de menor potência, com torque de partida mais elevado e mais eficiente.

### 9.7.3 Transformadores em vazio ou com pequenas cargas

É comum, nos momentos de baixa carga, encontrar transformadores operando em vazio ou alimentando poucas cargas. Nessas condições, ou quando superdimensionados, eles poderão consumir uma elevada quantidade de reativos.

A Tabela 9.5 apresenta, ilustrativamente, a potência reativa média solicitada a vazio por transformadores de até 1 000 kVA.

**Tabela 9.5** Solicitação de reativos de transformadores em vazio

Potência do transformador (kVA)	Carga reativa em vazio (kvar)
10,0	1,0
15,0	1,5
30,0	2,0
45,0	3,0
75,0	4,0
112,5	5,0
150,0	6,0
225,0	7,5
300,0	8,0
500,0	12,0
750,0	17,0
1 000,0	19,5

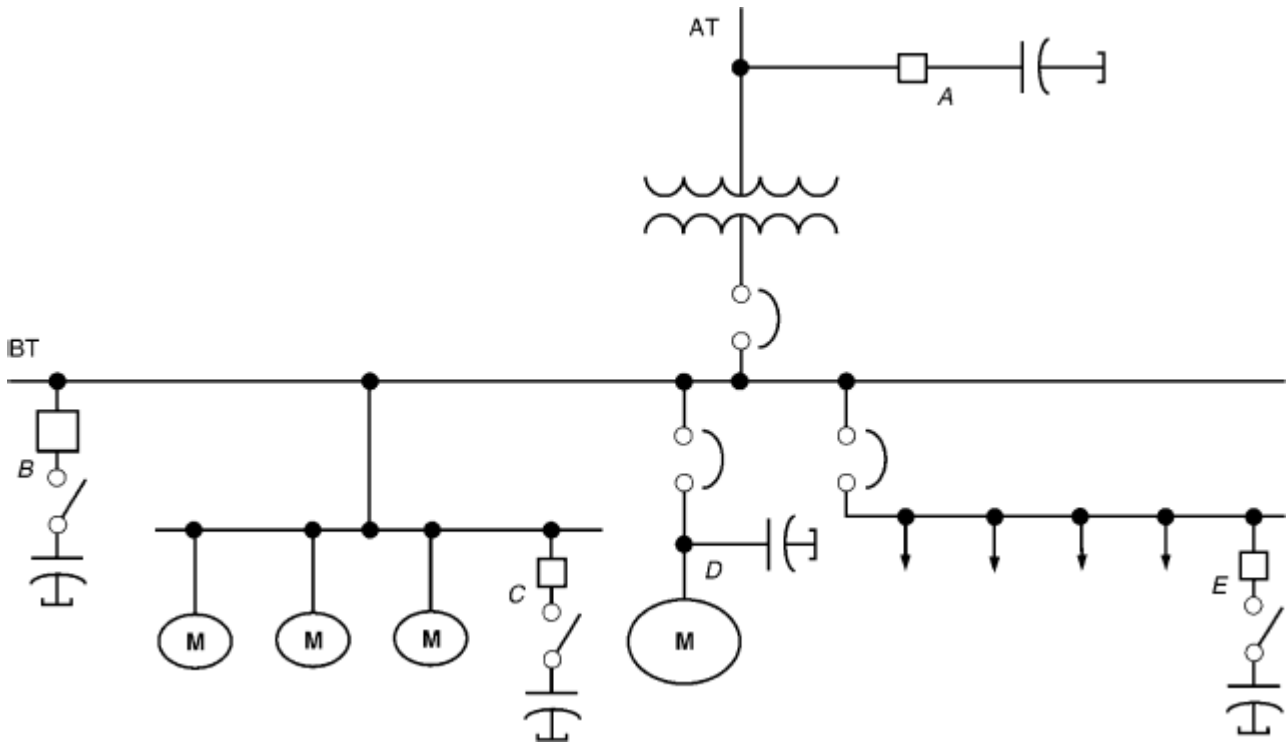
## 9.8 Localização dos Capacitores

Em princípio, os capacitores podem ser instalados de acordo com as alternativas de localização caracterizadas na Figura 9.8 e descritas a seguir:

- no lado de alta tensão dos transformadores (tipo centralizado);
- nos barramentos secundários dos transformadores (tipo centralizado);
- nos barramentos secundários onde exista um agrupamento de cargas indutivas (tipo distribuído);
- junto às grandes cargas indutivas (tipo individual).

Os motores síncronos, por sua vez, só se mostram em condições de competir economicamente com os capacitores nas tensões elevadas, mas, a exemplo destes, têm de ser também instalados nas barras de carga cujo fator de potência deva ser melhorado.

Sempre que houver possibilidade, os capacitores precisam ser instalados o mais próximo possível das cargas, para que os benefícios devido à sua instalação se reflitam em toda a rede elétrica.



Alternativas de localização de capacitores.

**Figura 9.8**

A Figura 9.9 mostra os capacitores de baixa tensão utilizados nas instalações localizadas nos pontos B e E, indicados na Figura 9.8.

A Figura 9.10 apresenta alguns capacitores de alta tensão a serem instalados no ponto A da Figura 9.8.

## 9.9 Capacitores Junto às Grandes Cargas Indutivas

É prática usual conectar capacitores diretamente nos terminais dos motores, para se obter uma redução no custo de instalação equivalente ao preço dos equipamentos de manobra, bem como proteção dos capacitores, que, nesse caso, deixam de ser utilizados.

A instalação de capacitores para corrigir o fator de potência de motores é particularmente interessante, devido ao fato de estes tornarem a curva do fator de potência praticamente plana, o que garante um fator de potência constante e próximo de 100% para qualquer carregamento, conforme se observa na Figura 9.11.



**Unidade capacitiva monofásica**



**Banco de capacitores automático**



**Módulo de capacitor trifásico**



**Painel do banco automático**



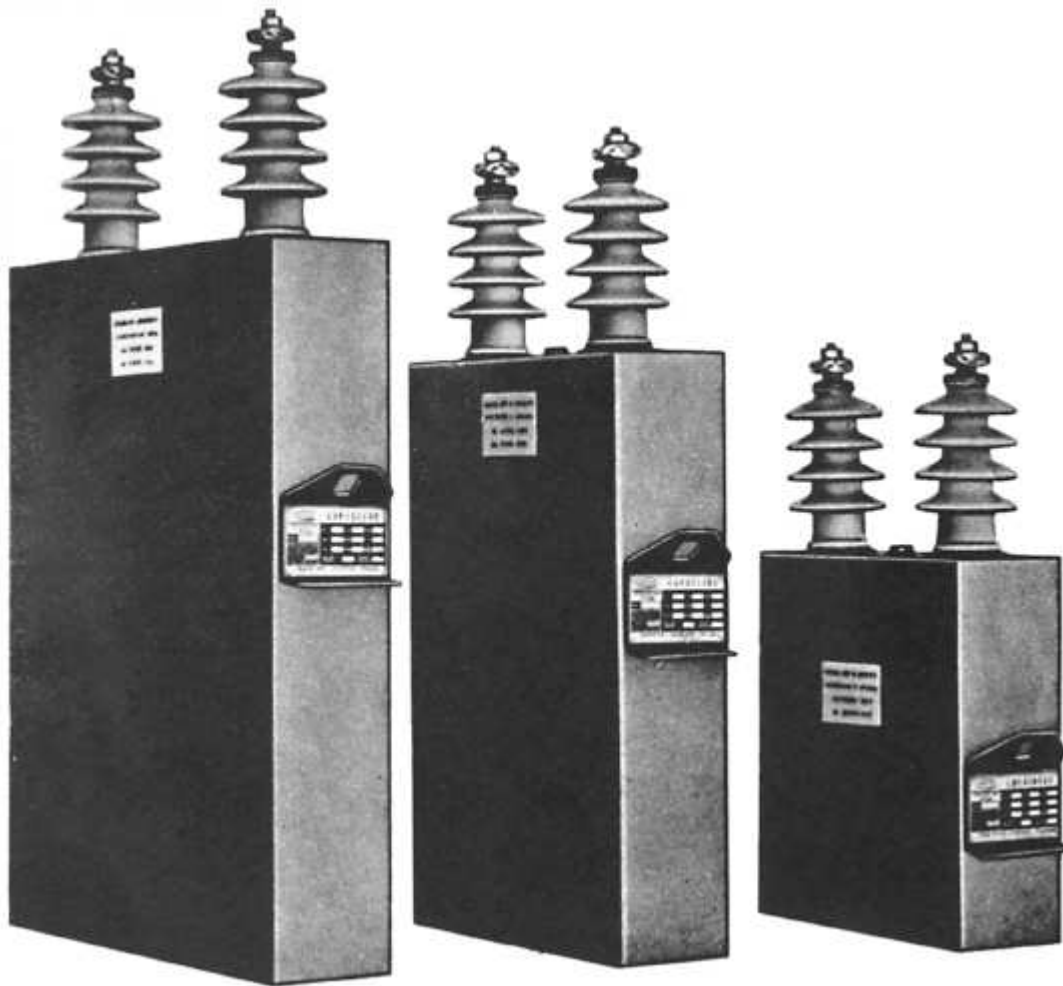
**Banco de capacitores trifásico**

Capacitores de baixa tensão. (Cortesia da THOR SAP Eletro Eletrônico Ltda. e WEG.)

---

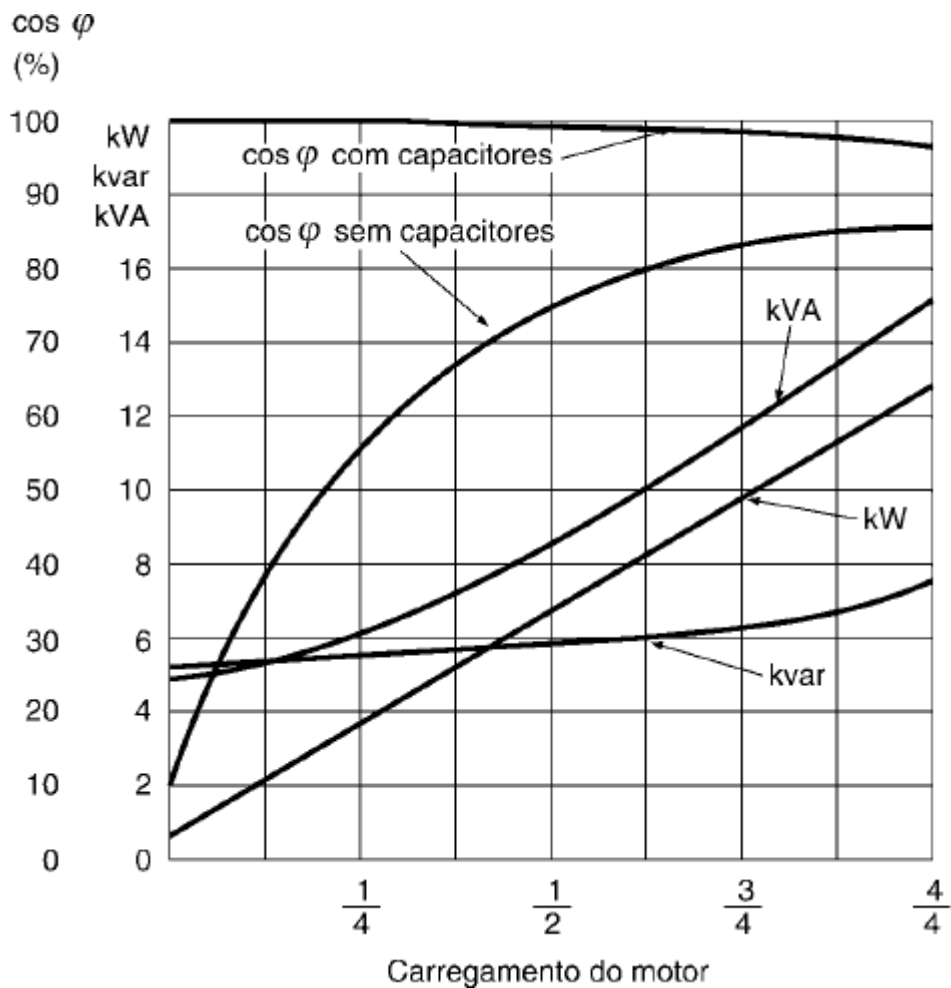
**Figura 9.9**





Capacitores de alta tensão, classe 15 kV, respectivamente de 100 kvar, 50 kvar e 25 kvar.

Figura 9.10



**Figura 9.11**

A localização dos capacitores pode variar dependendo do caso. Para instalações novas, o capacitor pode ser ligado diretamente nos terminais do motor. Quando a instalação é existente, a ligação preferida pode ser entre o relé térmico e o contator. Para os casos em que os capacitores devam ficar permanentemente ligados, é possível conectá-los entre o dispositivo de proteção e o contator.

A fim de que se evitem sobretensões por autoexcitação após a abertura do contator, a potência dos capacitores não deve ser maior do que a potência reativa consumida pelo motor em vazio.

Como regra básica, deve-se ter em conta que a corrente dos capacitores não exceda a 90% o valor da corrente de magnetização do motor.

Quando os valores reais da corrente de magnetização não forem disponíveis, as Tabelas 9.3 e 9.4 fornecem os valores de potência dos capacitores a serem instalados nos terminais dos motores de indução, tipo gaiola da classe B, de torque e corrente de partida normais.

Para que se possa redimensionar o relé térmico do motor, as Tabelas 9.3 e 9.4 fornecem, ainda, os valores percentuais de redução da corrente de carga dos referidos motores.

## 9.10 Capacitores no Secundário dos Transformadores

Nesse tipo de ligação, os capacitores são instalados no barramento secundário, por meio de dispositivos de manobra e proteção, que permitem desligá-los quando a instalação estiver operando com baixa carga.

Esse tipo de instalação, pela utilização do fator de demanda, permite ao consumidor obter uma apreciável redução nos custos em relação à correção feita individualmente junto às cargas.

Deve-se analisar também a conveniência de que sejam instalados bancos automáticos para se evitar que, ao se desligar um bloco grande de cargas, a carga restante permaneça conectada a um grande banco de capacitores.

Adicionalmente, é possível avaliar a elevação de tensão no ponto, que pode ser estimada a partir da potência total do banco de capacitores e da potência e impedância nominais do transformador segundo a expressão:

$$\Delta V\% = \frac{kvar_{cap}}{kVA_{trafo}} \times Z_{trafo}(\%)$$

Por exemplo, um banco de capacitores de 200 kvar instalado no secundário de um transformador de 1 000 kVA, de impedância 7%, acarretaria uma elevação da tensão de 1,4%.

Convém ainda registrar que a potência gerada pelo capacitor varia diretamente com o quadrado da tensão no ponto, conforme a expressão:

$$kvar_{gerado} = kvar_{cap} \times V^2$$

em que:

$kvar_{cap}$  = potência nominal do capacitor;

$V$  = tensão aplicada ao capacitor em pu.

## 9.11 Níveis Admissíveis Máximos de Tensão e de Corrente

A Tabela 9.6, extraída da norma IEC 831-1, apresenta as tensões máximas, em regime permanente, suportadas pelos capacitores de tensão nominal igual e abaixo de 1 000 V.

**Tabela 9.6** Níveis de tensão admissíveis

Frequência	Tensão (valor eficaz)	Duração máxima
Nominal	1,00 $V_n$	Contínua

Nominal	$1,10 V_n$	8 horas por período de 24 horas
Nominal	$1,15 V_n$	30 minutos por período de 24 horas
Nominal	$1,20 V_n$	5 minutos
Nominal	$1,30 V_n$	1 minuto
Nominal mais harmônicos		Valor tal que a corrente não exceda a $1,30 I_n$

**Notas:**

- a) A amplitude da sobretensão que pode ser tolerada sem significativa deterioração do capacitor depende da sua duração, do número total de ocorrências e da temperatura do capacitor.
- b) As sobretensões indicadas foram assumidas considerando-se que valores superiores a  $1,15 V_n$  ocorrem até 200 vezes durante a vida útil do capacitor.

A corrente máxima admissível (incluindo harmônicos) nos capacitores é de 1,3 vez a corrente à tensão nominal e à frequência nominal. Levando-se em conta que a tolerância de fabricação do capacitor é de 1,15 vez a capacitância nominal, a máxima corrente poderá alcançar 1,5 vez a corrente nominal.

## 9.12 Dispositivos de Manobra e Proteção dos Capacitores

A tolerância de fabricação da capacitância dos capacitores até 1 000 V, pela norma IEC 831-1, é de:

$$\begin{aligned} -5\% \text{ a } +15\% & \text{ para unidades ou bancos até } 100 \text{ kvar;} \\ 0\% \text{ a } 110\% & \text{ para unidades ou bancos acima de } 100 \text{ kvar.} \end{aligned}$$

Considerando que os capacitores devem operar de maneira contínua a uma corrente eficaz de 1,3 vez a sua corrente nominal, à tensão e frequência nominais, excluindo os transitórios, e levando-se em conta que a tolerância da capacitância é de 115%, a corrente máxima seria de  $1,3 \times 1,15 = 1,5$  vez a corrente nominal.

Enquanto a abertura de um circuito capacitivo é simples, o mesmo não ocorre com a operação de fechamento, devido ao arco formado, que provocará a redução da vida útil do equipamento.

Desse modo, os dispositivos de manobra (disjuntores, contactoras e chaves) devem ser dimensionados para 150% da corrente nominal do capacitor. No caso de chaves seccionadoras para a operação em carga e dos fusíveis, recomenda-se que esse percentual seja de 165% da corrente nominal do capacitor.

Os fusíveis devem ser preferencialmente do tipo NH. Os disjuntores podem ser do tipo caixa moldada.

## 9.13 Capacidade de Corrente dos Condutores

Do mesmo modo que os dispositivos de manobra, os condutores de ligação deverão possuir uma capacidade de corrente mínima de 150% da corrente nominal dos capacitores, além das que dizem respeito a fatores de agrupamento e de correção da temperatura.

### EXEMPLO

Para um capacitor de 560 kvar, instalado em rede trifásica de 6 000 volts entre fases, qual deverá ser o condutor?

$$Q = \sqrt{3} \times E \times I \text{ sen } \theta \quad I = \frac{560}{\sqrt{3} \times 6} = 54 \text{ ampères}$$

Capacidade de corrente =  $54 \times 1,50 = 81$  ampères – condutor de  $16 \text{ mm}^2$ .

## 9.14 Liberação de Capacidade do Sistema

Conforme dito inicialmente, a instalação de capacitores torna possível aumentar-se a carga de um sistema sem ultrapassar os kVA da subestação. Em muitos casos, somente melhorando o fator de potência, amplia-se uma indústria sem necessidade de se aumentar a subestação. Vejamos como isso é possível.

### EXEMPLO

Em uma instalação fabril, tem-se uma subestação de 1 500 kW com fator de potência igual a 0,8. Deseja-se adicionar uma carga de 250 kW com f.p. de 0,85.

Que potência de capacitor (kvar) deve ser adicionada para que a subestação não seja sobrecarregada?

– Carga original

$$\text{kW} = 1\,500$$

$$\text{kVA} = \frac{1\,500}{0,8} = 1\,875$$

$$\cos \theta_1 = 0,8$$

$$\text{kvar} = \sqrt{\text{kVA}^2 - \text{kW}^2} = \sqrt{1\,875^2 - 1\,500^2} = 1\,125$$

– Carga adicional

$$\text{kW} = 250$$

$$\text{kVA} = \frac{250}{0,85} = 294$$

$$\cos \theta_2 = 0,85$$

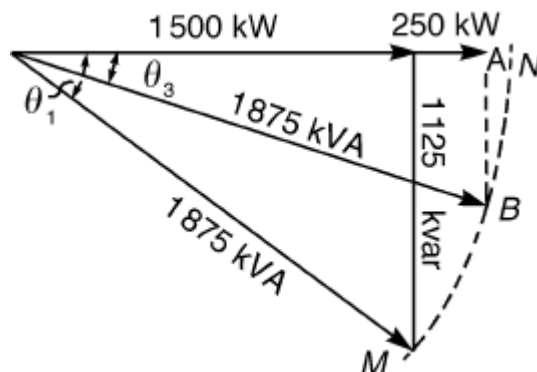
$$\text{kvar} = \sqrt{294^2 - 250^2} = 155$$

– Carga total

$$\text{kW} = 1\,500 + 250 = 1\,750$$

$$\text{kvar} = 1\,125 + 155 = 1\,280$$

Os 1 875 kVA da subestação não podem ser ultrapassados; então, o máximo de kvar deverá estar dentro do círculo *MN*.



Da figura, tiramos:

$$\cos \theta_3 = \frac{1750}{1875} = 0,934$$

que deve ser o f.p. mínimo admissível; então,  $AB$  deve ser o máximo de kvar:

$$AB5 + 750 \operatorname{tg} \theta_3 = 1750 \times 0,379 = 664 \text{ kvar}$$

Assim, como o total de kvar exigido pelo sistema é 1 280, os capacitores devem fornecer:

$$1280 - 664 = 616 \text{ kvar.}$$

Pela figura, constata-se que, se a carga adicional fosse somente resistiva (f.p. = 1), seria possível adicionar:

$$1875 - 1500 = 375 \text{ kW}$$

sem sobrecarregar a subestação.

## 9.15 Bancos Automáticos de Capacitores

Com base nos critérios de faturamento de energia e de demanda de potência reativa em intervalos de integralização de 1 hora, torna-se praticamente obrigatórios, para a grande maioria das instalações consumidoras, o fracionamento dos bancos de capacitores em estágios e a utilização do controle automático do fator de potência, por meio do chaveamento desses estágios através de contactoras, em função da solicitação da carga. Tal procedimento tem por objetivo evitar, por exemplo, que, durante a situação de carga mínima do sistema, no período compreendido entre as 0h30min e 6h30min, o fator de potência se torne capacitivo e inferior a 0,92.

O controlador automático do fator de potência (CAFP) é constituído por um sensor eletrônico que verifica a defasagem entre a tensão e a corrente a cada passagem da tensão pelo zero. Essa defasagem é comparada à faixa operativa de variação do fator de potência para o qual o CAFP está ajustado, sendo enviados os sinais para ligar ou desligar as contactoras que acionam os estágios do banco de capacitores. O CAFP pode realizar a monitoração trifásica do fator de potência para o caso de instalações com desequilíbrios de carga entre as fases, ou monitoração monofásica para sistemas equilibrados.

As informações de corrente são obtidas por meio de transformadores de corrente, e as de tensão são tomadas diretamente do barramento de baixa tensão ou por transformadores de potencial no caso de bancos de capacitores em alta tensão.

É possível que haja oscilações frequentes da carga, que levem o fator de potência a níveis indesejáveis e não compensados pelos capacitores fixos instalados junto a motores e nos pontos de concentração de cargas para corrigir o fator de potência da carga mínima. Nesse caso, deve-se verificar se é justificável como solução técnica e econômica a instalação de bancos automáticos, que complementem a compensação proporcionada pelos bancos fixos.

Os bancos automáticos de capacitores são fornecidos em painéis onde se alojam os capacitores, as contactoras que colocam ou retiram de operação os capacitores, o equipamento principal de manobra e proteção, a unidade de controle (CAFP), os fusíveis, os barramentos e os cabos de ligação e de controle.

A combinação de cargas de característica não linear, geradoras de harmônicos, e a crescente aplicação de capacitores nos sistemas elétricos das concessionárias de energia, para a regulação de tensão e o alívio da capacidade de transmissão e transformação, bem como a aplicação de capacitores para a correção do fator de potência em consumidores atendidos em alta tensão, tornam o sistema suscetível à ocorrência de ressonâncias, na faixa de centenas de hertz, e à consequente sobrecarga em componentes da rede.

## 9.16 Harmônicos × Capacitores

A ressonância é uma condição especial de qualquer circuito elétrico, que ocorre sempre que a reatância capacitiva se iguala à reatância indutiva em dada frequência particular – a qual é conhecida como frequência de ressonância.

$$X_L = X_C \rightarrow \pi f L = \frac{1}{2\pi f C} \rightarrow f^2 = \frac{1}{4\pi^2 LC}$$

Portanto, a frequência natural de ressonância de um circuito é dada pela expressão

$$f_r = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC}}$$

em que:

$f_r$  = frequência de ressonância (em hertz);

$L$  = indutância do circuito (em henry);

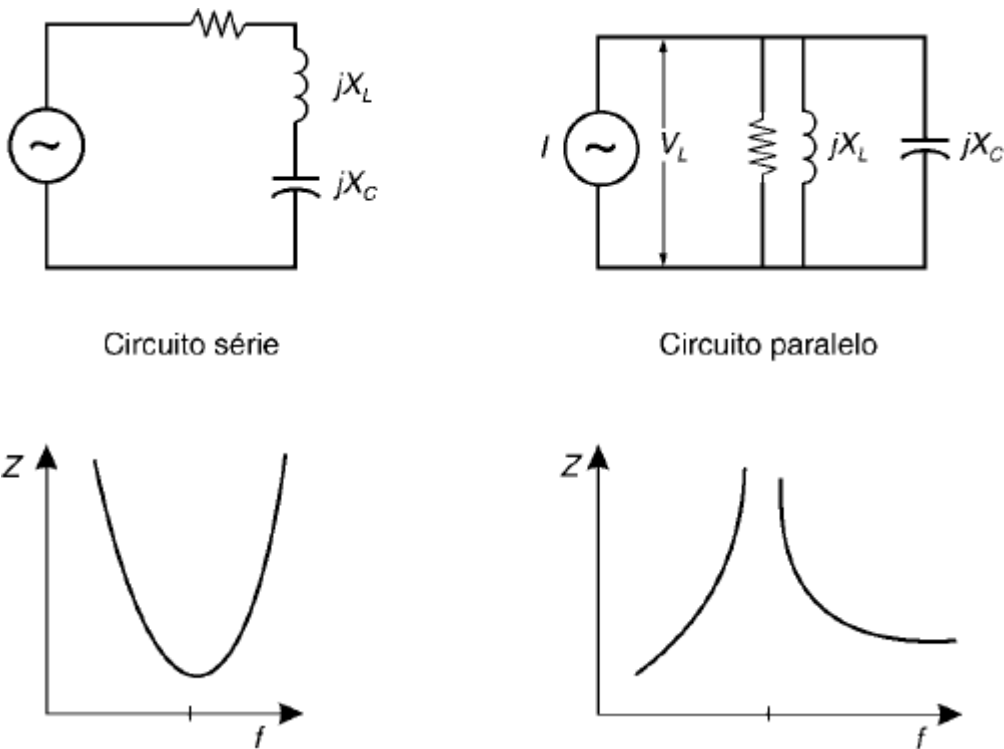
$C$  = capacitância do circuito (em farad).

Quando não há um banco de capacitores instalado no sistema, a frequência de ressonância da maioria dos circuitos se estabelece na faixa de kHz. Como normalmente não existem fontes de corrente de frequência tão elevada, a ressonância, nessa condição, não constitui um problema.

Entretanto, ao se instalar um banco de capacitores para a correção do fator de potência em circuitos com cargas não lineares, a frequência de ressonância se reduz, podendo criar uma condição de ressonância com as correntes harmônicas geradas.

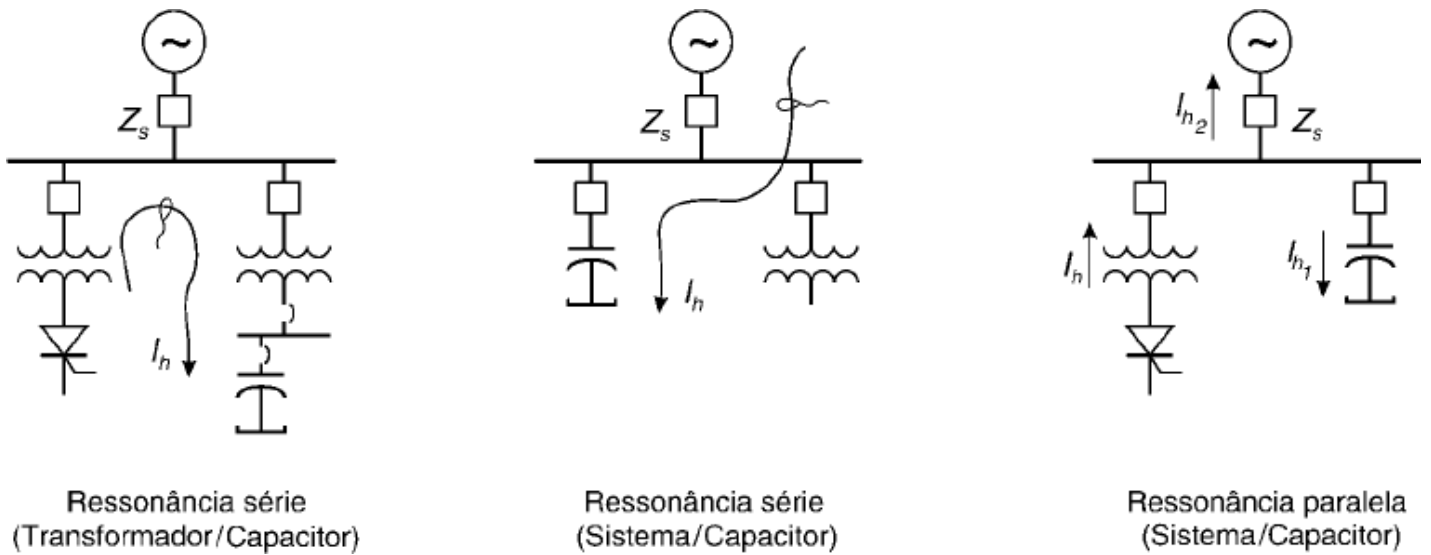
Dois situações de ressonância podem manifestar-se: a ressonância série e a ressonância paralela, conforme ilustrado nas Figuras 9.12 e 9.13.

A ressonância série ocorre, usualmente, quando a associação de um transformador com um banco de capacitores forma um circuito sintonizado próximo à frequência gerada por fontes de harmônicos do sistema, constituindo, dessa maneira, um caminho de baixa impedância para o fluxo de uma dada corrente harmônica. Como  $I = V/Z$ , uma impedância harmônica reduzida pode resultar em elevada corrente, mesmo quando excitada por uma tensão harmônica não muito alta.



Circuitos e diagramas impedância × frequência para as condições de série e paralela.

**Figura 9.12**



Configurações típicas das condições de ressonâncias série/paralela.

**Figura 9.13**

A ressonância paralela ocorre quando a indutância equivalente do sistema supridor da concessionária e um banco de capacitores da instalação consumidora entram em ressonância em uma frequência próxima à gerada por uma fonte de harmônicos, constituindo um caminho de alta impedância para o fluxo de determinada corrente harmônica. Como  $V = Z \times I$ , mesmo uma pequena corrente harmônica pode dar origem a uma sobretensão significativa na frequência ressonante.

A verificação expedita da possibilidade de ocorrência da ressonância série em um circuito formado por um transformador e um banco de capacitores pode ser feita por meio da expressão:

$$h_s = \sqrt{\frac{\text{MVA}_{\text{trafo}}}{\text{Mvar} \times Z_{\text{trafo}}}}$$

em que:

$h_s$  = ponto de ressonância série em pu da frequência fundamental;

$\text{MVA}_{\text{trafo}}$  = potência nominal do transformador;

$\text{Mvar}_{\text{cap}}$  = potência nominal do banco de capacitores;

$Z_{\text{trafo}}$  = impedância do transformador em pu.

A ressonância paralela entre um banco de capacitores e o resto do sistema pode ser estimada por meio da expressão:

$$h_p = \sqrt{\frac{\text{MVA}_{\text{sc}}}{\text{Mvar}_{\text{cap}}}} = \sqrt{\frac{X_c}{X_l}}$$

em que:

$h_p$  = ordem do harmônico de ressonância (frequência de ressonância/frequência fundamental);

$\text{MVA}_{\text{sc}}$  = nível de curto-circuito, visto do ponto de instalação do banco de capacitores;

$\text{Mvar}_{\text{cap}}$  = potência nominal do banco de capacitores;

$X_c$  = reatância capacitiva do banco de capacitores;

$X_l$  = reatância indutiva equivalente do sistema, vista da barra do banco de capacitores.

Uma vez detectada a ocorrência da ressonância em uma frequência em que exista uma corrente harmônica presente na instalação, uma das seguintes soluções deverá ser analisada:

- remoção parcial ou integral do banco de capacitores para outro ponto do sistema elétrico;



- conexão de um reator de dessintonia, em série, com o capacitor, a fim de que se reduza a frequência de ressonância do circuito para um valor inferior ao da corrente harmônica perturbadora.

## 9.17 Instalação de Capacitores no Lado de Alta-Tensão

Esta solução deverá ser objeto de análise técnica e econômica, devido ao custo dos equipamentos de manobra e proteção e uma vez que os bancos de capacitores instalados em alta tensão devem, preferencialmente, ser chaveados o mínimo possível, em virtude das sobretensões e sobrecorrentes transitórias decorrentes desses chaveamentos.

Quando um banco de capacitores é energizado no instante do chaveamento, a baixa impedância do banco faz com que apareça uma corrente de ligamento, também conhecida como corrente de *inrush*, que possui magnitude e frequência elevadas. O valor da corrente e da frequência depende do total da capacitância e da indutância do circuito, assim como do valor da tensão aplicada.

Tal situação se torna ainda mais crítica quando um banco de capacitores é energizado com outros bancos de capacitores já operando em paralelo, situação esta conhecida como energização *back-to-back*.

O projeto do capacitor e o arranjo do banco de capacitores devem levar em consideração os altos valores da corrente de ligamento, bem como a sua frequência. Assim, a instalação de reatores de amortecimento (ou reatores limitadores de corrente de *inrush*) protegerá a chave ou o disjuntor a ser utilizado para o chaveamento.

Os valores máximos de corrente de ligamento e sua frequência, considerando a energização de um único banco de capacitores (sem outros bancos de capacitores em paralelo), podem ser determinados a partir das expressões:

$$I_{\text{máx}} = \frac{E}{X_C - X_L} \left[ 1 + \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \right]$$

$$f_{\text{máx}} = 60 \times \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

em que:

$E$  = tensão fase-terra do sistema em kV;

$X_C$  = reatância capacitiva do banco por fase em  $\Omega$ ;

$X_L$  = reatância indutiva do sistema, vista do ponto de instalação do banco, por fase em  $\Omega$ ;

$I_{\text{máx}}$  = valor máximo da corrente de ligamento em kA;

$f_{\text{máx}}$  = valor máximo da frequência da corrente de ligamento em Hz.

Os valores de  $X_C$  e  $X_L$  são calculados a partir das expressões:

$$X_C = \frac{(\text{kV})^2}{\text{Mvar}}$$

$$X_L = \frac{(\text{kV})^2}{\text{MVA}_{\text{cc}}}$$

em que:

kV = tensão fase-fase do sistema;

Mvar = potência trifásica do banco de capacitores;

MVA<sub>cc</sub> = potência de curto-circuito do sistema.

O valor da corrente de ligamento se situa, usualmente, em cerca de 15 vezes a corrente nominal do banco de capacitores.

Quando um banco de capacitores em paralelo com um ou mais bancos de capacitores é energizado, uma corrente de ligamento adicional fluirá devido à descarga dos capacitores energizados sobre o banco de capacitores que está sendo energizado. Nesse caso, o valor da corrente e frequência dependem basicamente da indutância existente entre os bancos de capacitores.

Os valores máximos de corrente de ligamento e frequência associada podem ser calculados pelas fórmulas:

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2}E\sqrt{\frac{C}{L_0}}$$

$$f_{\text{máx}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{C \times L_0}}$$

em que:

$E$  = tensão fase-terra do sistema em kV;

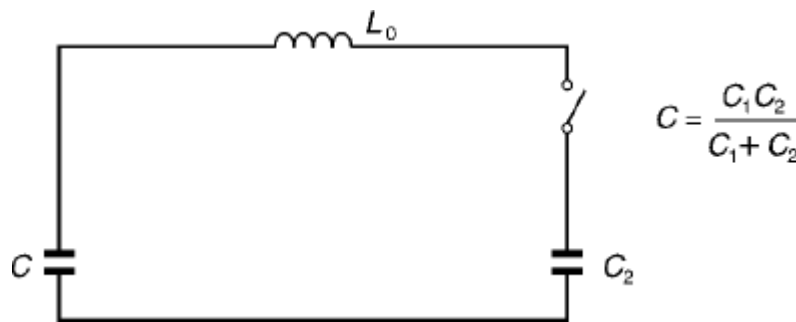
$C$  = capacitância equivalente do circuito em mF;

$L_0$  = indutância entre os bancos de capacitores em mH;

$I_{\text{máx}}$  = valor máximo da corrente de ligamento em kA;

$f_{\text{máx}}$  = valor máximo da frequência da corrente de ligamento em Hz.

A Figura 9.14 ilustra a situação descrita:



Chaveamento de bancos de capacitores em paralelo.

**Figura 9.14**

A indutância  $L_0$  possui valor baixo, dependendo basicamente da distância entre dois bancos de capacitores adjacentes.

Os valores máximos de corrente de ligamento se situam em uma faixa de 20 até 250 vezes a corrente nominal. Esse valor deve ser sempre verificado para se assegurar que a chave ou o disjuntor sejam capazes de suportá-lo.

A forma de se garantir um valor menor de corrente de ligamento consistiria na aplicação de reatores limitadores de corrente em série com os bancos de capacitores.

A determinação da corrente e frequência de ligamento associadas à energização de bancos de capacitores pode ser feita com maior precisão. Para isso, utiliza-se um programa computacional específico para análise de transitórios, tal como o ATP – Alternative Transients Program –, que permite uma modelagem detalhada dos elementos do sistema, inclusive de elementos não lineares como característica  $V \times I$  de para-raios e de curvas de saturação de transformadores, e a simulação de diversas situações de chaveamento, facilitando a especificação de reatores limitadores, disjuntores, para-raios etc.

## 9.18 Estudo de Correção do Fator de Potência

O estudo de correção do fator de potência visando ao dimensionamento de capacitores abrange a definição de sua potência e tensão nominais, a sua localização física e a sua característica de atuação (modo fixo ou automático), devendo ser elaborado a partir da disponibilidade das seguintes informações principais:

- medições de demanda e fator de potência nos pontos de interesse (por exemplo: secundário do transformador abaixador da instalação consumidora) em intervalos de 1 hora, em conformidade com os critérios estabelecidos pela

regulamentação da ANEEL, durante um período representativo da operação do sistema, contemplando a variação da carga em seus níveis máximo e mínimo;

- medições de corrente e tensão nos capacitores existentes, para verificação se os mesmos operam em suas condições nominais;
- análise das contas de energia por um período mínimo de 12 meses (consumo e demanda ativa e reativa, fator de potência, fator de carga, tarifas de ultrapassagem da demanda contratada, adequação do tipo de tarifação adotado, se convencional ou horossazonal azul ou verde);
- diagrama unifilar do sistema elétrico;
- levantamento das características operativas do sistema, turnos de trabalho, previsão de inclusão ou exclusão de cargas significativas, planos de expansão etc.;
- levantamento, no local, da disponibilidade de espaço físico para instalação dos capacitores;
- plantas de arranjo físico da subestação principal e de subestações de distribuição internas, caso existentes;
- identificação das cargas de maior porte (regime de operação, características elétricas e localização);
- identificação da existência de cargas não lineares responsáveis pela geração de correntes harmônicas que poderão sobrecarregar e danificar os capacitores;
- identificação de medidas corretivas a serem adotadas para a melhoria do fator de potência, que não dependam da instalação de bancos de capacitores (por exemplo: substituição de motores super ou subdimensionados, substituição de reatores eletromagnéticos de lâmpadas fluorescentes por reatores de alto fator de potência, desligamento de transformadores operando em vazio, remanejamento da operação de determinadas cargas para outros períodos do dia etc.).

Em face das diversas alternativas que se apresentam para a implantação da correção do fator de potência, é essencial que seja feita uma análise técnico-econômica criteriosa, a partir das medições/informações coletadas.

Levantadas as informações, inicia-se o estudo com a análise das causas, para que, em seguida, realize-se um diagnóstico que as identifique e indique as melhores soluções.

É bom lembrar que a correção do fator de potência pode ser feita, até certo ponto, corrigindo-se as causas, o que levará à utilização de bancos de capacitores de menor potência.

É oportuno observar que, para as instalações de grande porte, o Estudo de Fluxo de Carga, que faz uso de programa computacional específico, pode apresentar-se como ferramenta auxiliar poderosa na pesquisa das causas e na análise das medidas a serem recomendadas para a correção do fator de potência.

## 9.19 Dados para os Projetos

A fim de se facilitar a especificação dos capacitores de baixa tensão, segue a Tabela 9.7, com dados para a instalação em três níveis de tensão. Mais informações sobre os capacitores deverão ser obtidas por meio de catálogos.

**Tabela 9.7** Dados para instalação de capacitores

kvar		Modelo	Peso kg	C µF	Corrente (A)		Cabo mm <sup>2</sup>	Chave NH00 (A)	Fusível NH00 (A)	Contator 3Ø	Altura mm
60 Hz	50 Hz				60 Hz	50 Hz					
2,5	2,1	EG 1 SP	2,5	137	6,6	5,5	1,5	125	10	9	200
5,0	4,2	EG 1 SP	3,5	274	13,1	11,0	2,5	125	20	16	200
7,5	6,2	EG 1 SP	4,5	411	20,0	16,3	4,0	125	36	25	200
10,0	8,3	EG 1 SP	5,5	548	26,0	22,0	6,0	125	50	45	200
12,5	10,4	EG 2 SP	6,5	685	33,0	27,3	10,0	125	50	45	300
15,0	12,5	EG 2 SP	7,5	822	39,4	33,0	16,0	125	63	65	300
17,5	14,7	EG 2 SP	8,5	959	46,0	38,0	16,0	125	80	65	300

20,0	16,8	EG 2 SP	10,0	1096	52,5	44,0	16,0	125	80	75	300
22,5	18,9	EG 2 SP	12,0	1233	59,0	49,0	25,0	125	80	75	300
25,0	21,0	EG 3 SP	14,0	1370	65,5	54,6	25,0	125	100	120	400
30,0	25,2	EG 3 SP	16,0	1644	79,0	66,0	35,0	125	125	120	400
2,5	2,1	EG 1 SP	2,5	46	3,8	3,2	1,5	125	60	9	200
5,0	4,2	EG 1 SP	3,5	92	7,6	6,4	1,5	125	16	12	200
7,5	6,2	EG 2 SP	4,5	138	11,4	9,6	2,5	125	20	16	300
10,0	8,3	EG 2 SP	5,5	184	15,2	13,0	2,5	125	36	25	300
12,5	10,4	EG 2 SP	6,5	230	19,0	16,0	4,0	125	36	25	300
15,0	12,5	EG 2 SP	7,5	276	23,0	19,0	6,0	125	36	32	300
17,5	14,7	EG 3 SP	8,5	321	27,0	22,0	6,0	125	50	45	400
20,0	16,8	EG 3 SP	10,0	367	30,4	25,0	10,0	125	50	45	400
22,5	18,9	EG 3 SP	12,0	413	34,2	28,4	10,0	125	63	65	400
25,0	21,0	EG 3 SP	14,0	459	38,0	32,0	16,0	125	63	65	400
30,0	25,0	EG 3 SP	16,0	551	46,0	38,0	16,0	125	80	65	400
35,0	29,0	EG 3 SP	18,0	643	53,0	44,0	25,0	125	80	75	400
40,0	33,0	EG 3 SP	20,0	735	61,0	50,5	25,0	125	100	120	400
45,0	37,5	EG 4 SP	22,0	827	68,5	57,0	35,0	125	125	120	500
50,0	42,0	EG 4 SP	24,5	918	76,0	63,4	35,0	125	125	120	500
2,5	2,1	EG 1 SP	2,5	34	3,3	2,8	1,5	125	6	9	200
5,0	4,2	EG 1 SP	3,5	69	6,6	5,5	1,5	125	10	9	200
7,5	6,2	EG 2 SP	4,5	103	9,8	8,3	2,5	125	16	16	300
10,0	8,3	EG 2 SP	5,5	137	13,0	11,0	2,5	125	20	25	300
12,5	10,4	EG 2 SP	6,5	171	16,4	14,0	4,0	125	25	25	300
15,0	12,5	EG 2 SP	7,5	206	20,0	16,4	4,0	125	36	32	300
17,5	14,7	EG 3 SP	8,5	240	23,0	20,0	6,0	125	36	32	400
20,0	16,8	EG 3 SP	10,0	274	26,2	22,3	6,0	125	50	45	400
22,5	18,9	EG 3 SP	12,0	308	30,0	24,0	10,0	125	50	45	400
25,0	21,0	EG 3 SP	14,0	343	33,0	28,0	10,0	125	50	45	400
30,0	25,0	EG 3 SP	16,0	411	39,5	32,8	16,0	125	63	65	400
35,0	29,0	EG 3 SP	18,0	480	46,0	38,3	16,0	125	80	65	400
40,0	33,0	EG 3 SP	20,0	548	52,5	43,7	25,0	125	80	7,5	400

45,0	37,5	EG 4 SP	22,0	616	59,0	49,2	25,0	125	100	120	500
50,0	42,0	EG 4 SP	24,0	685	65,6	54,7	25,0	125	100	120	500

Ref.: ENGEMATEC

## Resumo

- Conceito de fator de potência: consequências do baixo fator de potência em uma instalação e melhoria resultante da instalação de capacitores.
- Fundamentos teóricos: potências ativa, reativa e aparente.
- Exemplo de cálculo do fator de potência: fórmulas e tabelas.
- Geradores de potência reativa: capacitores estáticos e motor síncrono superexcitado.
- Localização de capacitores: exemplos.
- Liberação de capacidade do sistema, pela instalação de capacitores: exemplo.
- Ligações de capacitores.
- Capacidade de corrente dos condutores de ligação dos capacitores.
- Proteção dos capacitores: fusíveis ou disjuntores, chaves separadoras, dispositivos de descarga, ligações à terra.

## Exercícios de Revisão

1. No exemplo do item 9.13, qual será a capacitância equivalente, em microfarads, do capacitor?
2. No mesmo exemplo, qual deverá ser a capacidade do fusível de alta tensão, de proteção do capacitor?
3. Idem, qual deverá ser a capacidade mínima da chave seccionadora?
4. Qual será a reatância capacitiva em ohms para o capacitor do exemplo?
5. Em uma instalação elétrica, a potência ativa é de 500 kW, e o fator de potência, 65% (atrasado). Qual deverá ser a potência em capacitores a fim de que se eleve o fator de potência para 90%?