

Teknik Uygulama Föyü No.8

Elektrik tesislerinde güç faktörü düzeltme ve harmonik filtreleme

Elektrik tesislerinde güç faktörü düzeltme ve harmonik filtreleme

İçindekiler

Giriş	2
1 Güç faktörü düzeltmenin genel özellikleri	3
2 Güç faktörü düzeltmenin teknik avantajları	4
2.1 Elektrik makinelerinin daha iyi kullanımı	5
2.2 Elektrik hatlarının daha iyi kullanımı	5
2.3 Kayıpların azaltılması	6
2.4 Gerilim düşümünün azaltılması	6
3 Güç faktörü düzeltmenin ekonomik özellikleri	7
4 Reaktif gücün üretim araçları	
4.1 Senkron alternatörler	8
4.2 Senkron kompensatörler	8
4.3 Statik var kompensatörler	8
4.4 Statik kapasitör bankları	9
5 Güç faktörü (PF) düzeltme tipleri	
5.1 Dağıtılmış PF düzeltme	10
5.2 Grup PF düzeltme	11
5.3 Merkezileştirilmiş PF düzeltme	11
5.4 Kombine PF düzeltme	11
5.5 Otomatik PF düzeltme	11
6 Güç faktörünün hesaplanması	12
7 Gerekli reaktif gücün hesaplanması	13
7.1 Üç fazlı motorların PF düzeltilmesi	14
7.2 Üç fazlı transformatörlerin PF düzeltilmesi	17

8 Elektrik tesislerindeki harmonikler

8.1 Harmonikler	20
8.2 Standartların tarifleri	21
8.3 Harmoniklerin etkileri	21
8.3.1 Aşırı yükler	21
8.3.2 Rezonans	22
8.4 Harmonik filtreler	23

9 Kapasitör banklarının anahtarlama ve koruması

9.1 Elektrik olaylarının anahtarlama	25
9.2 Anahtarlama ve koruma	26
9.2.1 Korumaya cihazın seçimi	26
9.2.2 Anahtarlama cihazının (kontaktör) seçimi	26
9.2.3 Kapasitör seçimi	27
9.2.4 Kapasitörlerin deşarjı	28

10 ABB çözümleri

10.1 Devre kesiciler	30
10.1.1 Kompakt tip devre kesiciler Tmax T	30
10.1.2 Kompakt tip devre kesiciler SACE Tmax XT	32
10.1.3 Açık tip devre kesiciler Emax	34
10.2 Kontaktörler	35
10.2.1 Kontaktörler UA...RA	35
10.2.2 Kontaktörler UA	36
10.2.3 Kontaktörler A ve AF	36
10.3 Otomatik kompensatörler	37
10.4 PQF aktif filtreleri	39

Ek A

Devre kesiciler ve kontaktörler için seçim tabloları	44
--	----

Ek B:

Gerilim değişimlerinde reaktif güç	47
--	----

Ek C:

Bozuk kararlı durumda filtreleme ve güç faktörü düzeltme	48
--	----

Ek D:

Kapasitörlerin anahtarlama ve deşarjı sırasında akım ve gerilimler	53
--	----

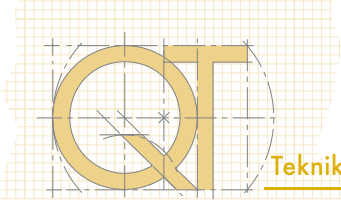
Ek E:

Fotovoltaik santrallerde güç faktörü düzeltme	55
---	----

Ek F:

Nörlü üç fazlı sistemlerde harmonikler	56
--	----

Sözlük	58
--------------	----



Giriş

Elektrik tesislerinde, yükler şebekeden elektrik gücünü (aktif) güç kaynağı olarak çekerler (örn. kişisel bilgisayarlar, yazıcılar, tıbbi teşhis ekipmanları, vb.) veya onu başka bir enerji formuna (örn. elektrikli lambalar veya fırınlar) ya da mekanik çıkışa (örn. elektrik motorları) dönüştürürler. Bunu elde etmek için genellikle yükün şebeke ile çoğunlukla induktif tip olan reaktif enerjiyi değiş tokuş etmesi gerekir. Bu enerji, hemen diğer formlara dönüştürülmemiş olsa da, elektrik şebekesinde üreticilerden (kaynaktan) iletkenler boyunca kullanıcıya akan toplam gücü artırmaya katkıda bulunur. Bu tarz bir negatif etkiyi azaltmak için elektrik tesislerinde güç faktörü düzeltilmesi yapılır.

Kullanışlı elektrik gücünün aktarımı için gerekli reaktif enerjiyi yerel olarak üretmek üzere kapasitör bankları kullanılarak elde edilen güç faktörü düzeltilmesi, tesislerin teknik-ekonomik yönetimini daha rasyonel hale getirir.

Dahası, elektronik devreler ve elektrikli sürücüler gibi doğru akım kullanıcılarının mevcut yayılımı, şebekeye enjekte edilen akım harmoniklerinin üretilmesi sonucu diğer yüklere bağlı dalga formlarının kirlenmesi ve bozulmasına yol açar. Bu nedenle, hem pasif hem de aktif harmonik filtrelerin kullanılması, şebekenin genel güç kalitesinin artırılması için katkıda bulunurken, bu tür filtreler düzgün boyutlandırıldığında ayrıca şebeke frekansında güç faktörü düzeltilmesini yürütür.

Bu teknik föy, güç faktörü düzeltilmesi tanımından başlayarak teknik-ekonomik avantajlardan güç faktörü düzeltilmeyi sağlama şekillerini ve yöntemlerini açıklamaya, çok

fazla teknik detaya girmeden bu sorunların analizini yapma amacı taşır ve kapasitör banklarının anahtarlanması ve harmonik filtreleme cihazlarının uygun seçimine rehberlik eder. Nitekim, ilk tanımlayıcı bölümden sonra güç faktörü düzeltme cihazları açısından ABB'nin sunduğu çözümler açıklanmıştır. Bu cihazlar sadece uygun kapasitör olarak kullanılmakla kalmaz aynı zamanda kapasitör banklarının korunması ve anahtarlanmasına yardımcı olur. Ayrıca, doğrusal olmayan yüklerin bozulmasıyla üretilen akım harmoniklerinin hem aktif hem de pasif filtrelenmesi için bazı çözümler verilmiştir.

Bu teknik föye entegre olarak ayrıca altı adet ek bulunur ve bunlar:

- belirli güçteki kapasitör banklarının anahtarlanması ve korunması adına devre kesicilerin ve kontaktörlerin hızlı seçimi ve koordinasyonu için tablolar;
- çeşitli besleme gerilimi değişimlerinde reaktif gücün nasıl oluştuğuna dair belirtiler ve reaktif gücün şebekeye verilmesini önlemek için hususlar;
- standart güç faktörü düzeltilmesinin nasıl şebekedeki mevcut harmoniklerin değerinin indirgenmesi anlamına geldiğini gösteren bozuk kararlı durum koşullarındaki güç faktörü düzeltilmesi ve filtrelenmesi hakkında hususlar;
- kapasitör banklarının anahtarlanması ve deşarjı sırasında gerilim ve akım karakteristiklerinin açıklamaları;
- fotovoltaik santrallerde güç faktörü düzeltilmesi ile ilgili hususlar;
- üç fazlı sistemlerde nötr iletkenin akım değerlendirilmesine harmoniklerin katkıları konusunda notlar.

1 Güç faktörü düzeltmenin genel özellikleri

Alternatif akım devrelerinde, bir yük tarafından çekilen akım iki bileşen ile temsil edilebilir:

- **aktif bileşen** I_R , besleme gerilimi ile uyum içerisinde olup, çıkış (ve bu yüzden farklı türde enerjiye dönüştürülen elektrik enerjisinin bir bölümü: mekanik enerji, ışık enerjisi, termal enerji...) ile doğrudan ilgilidir;
- **reaktif bileşen** I_Q , gerilim ile dik evreli olup, elektrik veya manyetik alan boyunca güçlerin dönüştürülmesi için gerekli olan akımı oluşturmak için kullanılır ve besleme ve yük arasında enerji transferi göstergesidir. Bu olmadan, gücün net transferi olamaz. Örneğin, transformatörün çekirdeğindeki manyetik kaplin veya motordaki hava boşluğu yoluyla.

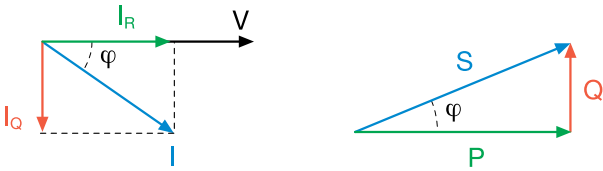
En sık görülen durumda, ohmik indüktif tip yüklerin varlığında, toplam akım I , aktif bileşen I_R 'ye göre geriden gelir.

Bu nedenle, bir elektrik tesisatında aktif güç P 'ye ek olarak, elektrik enerjisinin dönüştürülmesi için gerekli olan ama şebeke ile değiş tokuş yüzünden yükte kullanılmayan belirli bir Q reaktif gücü üretmek ve aktarmak gerekir. Üretilen ve iletilen gücün birleşimi görünen güç S 'yi teşkil eder.

Güç faktörü $\cos\varphi$ aktif bileşen I_R ve toplam I akımı değeri arasındaki oran olarak tanımlanır;

φ gerilim ve akım arasındaki faz açısıdır. Verilen bir V faz gerilimi için, sonuç:

$$\cos\varphi = \frac{I_R}{I} = \frac{P}{S}$$



Tablo 1.1 bazı elektrikli cihazlardaki tipik güç faktörlerini gösterir.

Tablo 1.1

Yük	$\cos\varphi$ güç faktörü
Transformatörler (yüksüz durum)	0.1÷0.15
Motor	0.7÷0.85
Metal işleme aygıtları:	
- Ark kaynağı	0.35÷0.6
- Kompanzasyonlu ark kaynağı	0.7÷0.8
- Rezistans kaynağı:	0.4÷0.6
-Ark eritme fırını	0.75÷0.9
Floresan lambalar	
-kompanzasyonlu	0.9
-kompanzasyonsuz	0.4÷0.6
AC DC konvertörler	0.6÷0.95
DC sürücüler	0.4÷0.75
AC sürücüler	0.95÷0.97
Rezistif (direnc tipi)	1

Güç faktörünün iyileştirilmesi, gerekli reaktif gücü yerel olarak sağlayarak tesisatın tanımlanmış bir bölümünde güç faktörünü artırmak için gerekli işlemlerin yapılması anlamına gelir. Böylece akım ve dolayısıyla şebekeden yukarı yönde akan gücün değeri, gerekli aynı çıkış gücünde azaltılabilir. Böylece, hatlar, güç kaynakları ve transformatörler aşağıdaki bölümde daha iyi açıklandığı üzere, daha düşük bir görünür güç için boyutlandırılabilir.

Tamamen teknik bir bakış açısından bakıldığında, uygun büyüklükteki bir tesisat düşük güç faktörü durumunda da düzgün çalışabilir; bu nedenle bir elektrik tesisatında olması gereken güç değerini tam olarak belirten bir standart yoktur.

Ancak, güç faktörünü iyileştirmek, teknik ve ekonomik avantajlar sağlayan bir çözümdür; hatta, düşük $\cos\varphi$ 'a sahip bir tesisatın yönetimi, elektrik tedarikçisi kurum için maliyetlerde bir artış anlamına gelir ve dolayısıyla düşük güç faktörleri ile enerji çekilmesini cezalandıran bir tarife yapısı uygular.

Farklı ülkelerde yürürlükte olan yasal tedbirler, ulusal elektrik tedarikçilerinin az ya da çok detaylı bir tarife sistemi oluşturmasına izin verir; detaylara çok girmezsek, böylesi bir sistem, kaynağın gerilim seviyesine (düşük, orta ya da yüksek) ve güç faktörüne bağlı olarak 0.9'a eşit bir $\cos\varphi$ 'yi aşan çekilen bir reaktif enerjinin belirlenen miktarlara göre ödeneceği şekilde yapılandırılır.

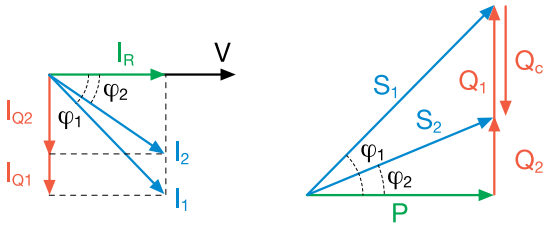
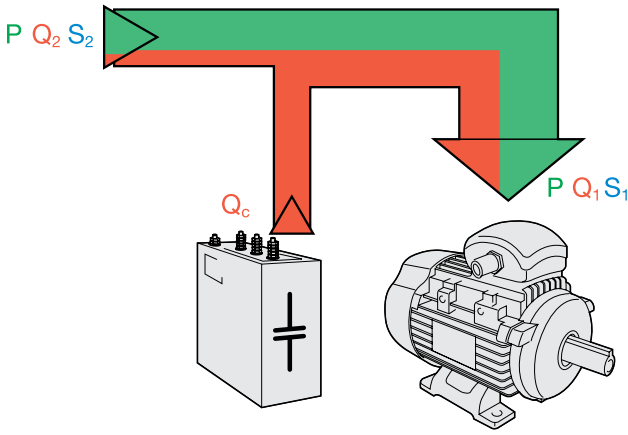
Uygulanan tarifeye göre, tüketici kendi ek ücret miktarını belirleyebilir ve böylece güç faktörü düzeltilmesi için bir tesisat maliyeti ile karşılaştırıldığında ödenecek cezalara ilişkin tasarrufları değerlendirebilir.

2 Güç faktörü düzeltmenin teknik avantajları

Daha önce bahsedildiği üzere, gerekli reaktif gücü yerel olarak besleyerek bir tesisatın güç faktörü düzeltilmiş, aynı gerekli çıkış gücü seviyesinde, akım değerini ve dolayısıyla yük tarafında çekilen toplam gücü indirmek mümkündür; bu da birçok avantaj anlamına gelir. Bu avantajlar arasında elektrik makinelerinin (generatör ve transformatörler) ve elektrik hatlarının (aktarım ve dağıtım hatları) daha iyi kullanımı vardır.

Sinüzoidal dalga formları durumunda, $\cos\varphi_1$ bir güç faktöründen $\cos\varphi_2$ güç faktörüne geçmesi gereken reaktif güç şu ilişkiyle verilir (hem üç fazlı hem tek fazlı sistemler için geçerlidir):

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \cdot (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad [2.1]$$



burada:

- P aktif güçtür;
- Q_1, φ_1 güç faktörü düzeltme öncesi reaktif güç ve faz kayma açısıdır;
- Q_2, φ_2 güç faktörü düzeltme sonrası reaktif güç ve faz kayma açısıdır;
- Q_c güç faktörü düzeltilmesi için reaktif güçtür.

Örnek

Ortalama 300 kW güç çeken üç fazlı bir santralde ($U_n=400$ V) güç faktörünü 0.8'den 0.93'e çıkarmak istiyoruz diyelim. Çekilen akım:

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_1} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 540 \text{ A}$$

Önceden açıklanan formülü uygulayarak, Q_c tarafından yerel olarak üretilecek reaktif güç şu şekilde elde edilebilir:

$$Q_c = P \cdot (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) = 300 \cdot (0.75 - 0.39) = 108 \text{ kvar}$$

Güç faktörü düzeltme etkisi nedeniyle, çekilen akım 540 A'dan şu değere düşecektir:

$$I_2 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.93} = 465 \text{ A}$$

(yaklaşık %15 azalma)

Yukarıda söylenenler için, güç faktörü düzeltilmesinin başlıca avantajları şöyle özetlenebilir:

- elektrik makinelerinin daha iyi kullanımı
- elektrik hatlarının daha iyi kullanımı
- kayıpların azaltılması;
- gerilim düşümlerinin azaltılması.

2.1 Elektrik makinelerinin daha iyi kullanımı

Generatörler ve transformatörler S görünür gücüne göre boyutlandırılır. Aynı P aktif gücünde, sağlanacak Q reaktif gücü ne kadar küçük olursa, görünür güç de o kadar küçük olur. Böylece, tesisatın güç faktörünü iyileştirerek, bu makineler daha düşük bir görünür güç için boyutlandırılabilirken halen aynı aktif gücü sağlayabilirler.

Örnek olarak, Tablo 2.1'de OG/AG üç fazlı transformatörler için aktarılabilen gücün değişimi, yükün $\cos\varphi$ fonksiyonu olarak gösterilmektedir.

Tablo 2.1

Transformatörün gücü [kVA]	Transformatörün gücü [kW]					
	$\cos\varphi$					
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
63	32	38	44	50	57	63
100	50	60	70	80	90	100
125	63	75	88	100	113	125
160	80	96	112	128	144	160
200	100	120	140	160	180	200
250	125	150	175	200	225	250
315	158	189	221	252	284	315
400	200	240	280	320	360	400
630	315	378	441	504	567	630
800	400	480	560	640	720	800
1000	500	600	700	800	900	1000
1250	625	750	875	1000	1125	1250

Yukarıdaki tablodan çıkan sonuca göre $\cos\varphi=0.7$ olan 170 kW toplam gücü bir dizi yüke beslemek için 250 kVA bir transformatör kullanılmalıdır. Eğer yükler 0.7 yerine $\cos\varphi=0.9$ ile aynı gücü çekerlerse, 200 kVA bir transformatör kullanmak yeterli olacaktır.

Aynısı generatörler için de geçerlidir.

2.2 Elektrik hatlarının daha iyi kullanımı

Güç faktörü düzeltilmesi, kablo boyutlandırma da avantajlar elde edilmesini sağlar. Nitekim, daha önce bahsedildiği üzere aynı çıkış gücünde, güç faktörünün artırılmasıyla akım azalır. Akımdaki bu indirgeme, daha az kesit alanına sahip iletkenlerin seçimini sağlayacak şekilde yapılabilir.

Pratik bir örnek üzerinden açıklamak için $\cos\varphi = 0.7$ ile, $U_n = 400$ V geriliminde 170 kW'ye eşit bir P_n yükünü ele alalım; çekilen $I_{0.7}$ akımı:

$$I_{0.7} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_1} = \frac{170}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.7} = 350.5 \text{ A}$$

Delikli bir kablo tavaasına düz bir şekilde monte edilmiş EPR yalıtımlı tek damarlı bir bakır kablo seçerken, standart şartlar altında, 120 mm² bir kesit alanı gerekecektir (bkz. Tablo 2.2).

0.9 $\cos\varphi$ değeri elde edecek şekilde yerel olarak güç faktörünü düzeltmek için, gerekli akım:

$$I_{0.9} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{170}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 272.6 \text{ A}$$

Bu akım değeri ile kablo 70 mm² kesit alanına sahip olabilir.

Tablo 2.2: Delikli kablo tavaasındaki tek damarlı bakır kabloların I_0 akım taşıma kapasitesi

S [mm ²]	Cu	
	XLPE/EPR	PVC
	I_0 [A]	
25	141	114
35	176	143
50	216	174
70	279	225
95	342	275
120	400	321
150	464	372
185	533	427
240	634	507
300	736	587
400	868	689
500	998	789
630	1151	905

2.3 Kayıpların azaltılması

Bir elektrik iletkeninin güç kayıpları iletkenin kendi direncine ve bunun üzerinden akan akımın karesine bağlıdır; iletilen aynı aktif güç değeri ile $\cos\varphi$ ne kadar büyük olursa, akım o kadar düşük olacağından, buna müteakip güç faktörü arttığında güç faktörü düzeltilmesinin gerçekleştiği noktanın besleme tarafındaki iletkendeki kayıplar azalacaktır.

Üç fazlı bir sistemde kayıplar aşağıdaki gibi açıklanır:

$$p = 3 \cdot R \cdot I^2 = R \cdot \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2} \quad [2.2]$$

olduğundan:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \rightarrow 3 \cdot I^2 = \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2} \quad [2.3]$$

burada:

- I: iletkenin üzerinden akan akım;
- R: iletkenin direnci;
- S: yükün gerektirdiği görünür güç;
- P: yükün gerektirdiği aktif güç;
- Q: yükün gerektirdiği reaktif güç;
- U_n : nominal besleme gerilimi.

Güç faktörünün düzeltilmesi sonrası kayıplardaki indirgeme Δp şu şekilde verilir:

$$\Delta p = p_1 \cdot \left[1 - \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2} \right)^2 \right] \quad [2.4]$$

burada:

- p_1 güç faktörü düzeltme öncesindeki kayıplardır;
- $\cos\varphi_1$ güç faktörü düzeltme öncesi güç faktörüdür;
- $\cos\varphi_2$ güç faktörü düzeltme sonrası güç faktörüdür.

Bu formülden [2.4] çıkan sonuca göre, örneğin, güç faktörünü 0.7'den 0.9'a çıkartarak, kayıplarda %39.5 oranında tasarruf elde edilir. Tablo 2.3'te güç faktörünün ilk $\cos\varphi_1$ değerinden 0.9 ve 0.95 son değerlerine yükselterek kayıplarda elde edilen tasarruf görülebilir.

Tablo 2.3

		$\cos\varphi_1$						
		0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.95
$\Delta p\%$	$\cos\varphi_1$ ile 0.9	80.2	69.1	55.6	39.5	20.9	-	-
	$\cos\varphi_1$ ile 0.95	82.3	72.3	60.1	45.7	29.1	10.2	-

Güç faktörünü iyileştirerek, güç faktörünün iyileştirildiği noktanın kaynak yönünde, kurulumun tüm kısımlarındaki güç kayıplarında indirgenme elde edilir.

$$p_1 = R \cdot \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2} = \frac{R}{U_n^2} \cdot S^2 = \frac{R}{U_n^2} \cdot \frac{P^2}{(\cos\varphi_1)^2} \quad p_2 = \frac{R}{U_n^2} \cdot \frac{P^2}{(\cos\varphi_2)^2}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{R}{U_n^2} \cdot \frac{P^2}{\cos\varphi_1} - \frac{R}{U_n^2} \cdot \frac{P^2}{\cos\varphi_2} = p_1 \cdot \left[1 - \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2} \right)^2 \right]$$

2.4 Gerilim düşümünün azaltılması

Hat-Hat geriliminin üç fazlı bir hatta düşüşü şu şekilde açıklanabilir:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos\varphi + X \sin\varphi) = \frac{P}{U_n} \cdot (R + X \tan\varphi) \quad [2.5]$$

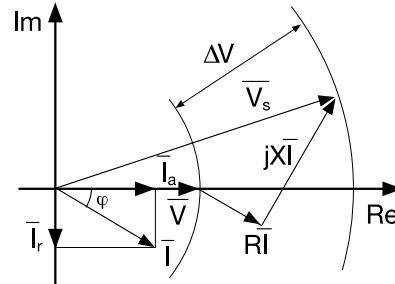
burada:

- R ve X, sırasıyla hattın direnç ve reaktansdır;
- P aktarılan aktif güçtür;
- I akımdır;
- U_n nominal gerilimdir.

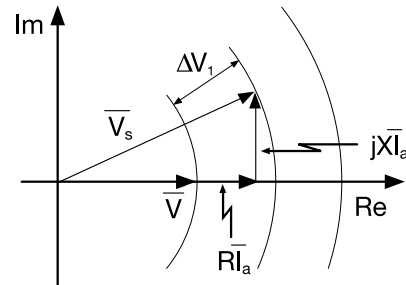
Aynı aktarılan aktif güç seviyesinde, güç faktörü² ne kadar yüksek olursa gerilim düşümü daha küçük olacaktır.

Faz gerilim düşümü ΔV yi gösteren diyagramlardan görüleceği üzere, gerilim ve akım arasındaki faz kayma akımı φ ne kadar küçük olursa (yük akımının aynı aktif bileşeni ile ve bu yüzden, aynı aktif güç ile) gerilim değişimi o kadar küçük olur; bir reaktif güç çekimi yok ise, bu değişim minimumdur (eş fazlı akım)³.

Şekil 2.1: hattaki gerilim düşümünü gösteren güç faktörü düzeltilmesi olmadan fazör diyagramı



Şekil 2.2: Toplam güç faktörü düzeltme ile fazör diyagramı, salt ohmik yük durumunda hattaki gerilim düşümünü gösteriyor



² Aktarılan güç karakteristik güce eşit olacak şekilde tasarlanan çok yüksek gerilimli hatlarda, gerilim değişimi hali hazırda kendi içinde sınırlanmıştır (eğer hatta kayıp olmadığı varsayılırsa sıfır) ve üstelik seri indüktanstaki akımın akışı yüzünden indüktif reaktif güç tüketimi, türetilmiş kapasitanslarla üretilen kapasitif reaktif güce kusursuz bir şekilde eşittir.

³ Tanım olarak ve diyagramlarda belirtildiği üzere, gerilim düşümü modülün giriş ve çıkış gerilimi arasındaki faktör, [2.5] formülüyle ΔV hesaplanırken, gerilimin 1/200'üne eşit ilave bir terim verilmez, bu yüzden ihmal edilebilir.

3 Güç faktörü düzeltmenin ekonomik avantajları

Elektrik tedarikçisi kurum, aylık ortalama 0.9'dan küçük güç faktörüne sahip enerji çekimleri için ceza uygulayacağı bir tarife uygular. Uygulanan sözleşmeler ülkeden ülkeye ve müşteri çeşidine göre farklılık gösterir: sonuç olarak aşağıdaki notlar, güç faktörü düzeltme sayesinde elde edilebilir ekonomik tasarrufu göstermeyi amaçlayan salt öğretici ve gösterge niteliğinde bilgiler olarak kabul edilecektir.

Genel olarak güç tedarikinin sözleşme maddeleri, güç faktörü 0.7 ila 0.9 aralığındayken çekilen reaktif enerjinin faturalandırılmasını gerektirirken, 0.9'un üzerinde herhangi bir alacak oluşmaz.

$\cos\phi < 0.7$ için elektrik tedarikçisi kurum güç faktörü düzeltilmesini tüketiciler için zorunlu kılabilir.

Aylık ortalama 0.9'a eşit ve onun üzerinde bir güç faktörüne sahip olmak, şebekeden aktif enerjinin %50'si veya üzerinde bir reaktif enerji talep etme anlamına gelir.

$$\tan\phi = \frac{Q}{P} \leq 0.5 \rightarrow \cos\phi \geq 0.89 \quad [3.1]$$

Dolayısıyla, reaktif enerji gereksinimleri aktif olanın %50'sini aşmazsa hiçbir ceza uygulanmaz.

0.9'a eşit bir güç faktörünü aşan bir reaktif enerjiyi çekerken tüketicinin ödeyeceği yıllık maliyet aşağıdaki ilişki ile açıklanabilir:

$$C_{EQ} = (E_Q - 0.5 \cdot E_P) \cdot c \quad [3.2]$$

burada:

- C_{EQ} yıllık reaktif enerjinin € cinsinden maliyetidir;
 - E_Q kvarh cinsinden yıllık tüketilen reaktif enerjidir;
 - E_P kWh cinsinden yıllık tüketilen aktif enerjidir;
 - $E_Q - 0.5 \cdot E_P$ ödenecek reaktif enerji miktarıdır;
 - c reaktif enerjinin €/kvarh cinsinden birim maliyetidir.
- Eğer reaktif enerji tüketimi ödememek için güç faktörü 0.9 olarak düzeltilirse, kapasitör bakın ve ilgili tesisatın maliyeti:

$$C_{QC} = C_Q \cdot c_c \quad [3.3]$$

burada:

- C_{QC} güç faktörünü 0.9 olarak tutmak için € cinsinden yıllık masraf;
- C_Q kvar cinsinden 0.9 bir $\cos\phi$ elde etmek için gereken kapasitör bank gücü;
- c_c kapasitör bankının kurulumu için €/kvar cinsinden yıllık kurulum maliyeti.

Müşterinin tasarrufu:

$$C_{EQ} - C_{QC} = (E_Q - 0.5 \cdot E_P) \cdot c - C_Q \cdot c_c \quad [3.4]$$

Belirtmek gerekir ki kapasitör bankı, bir veya daha fazla ekonomik katsayı uygulanarak, tesisat ömrünün yıllarına uygun olarak bölüneceği bir "kurulum maliyeti" temsil eder; pratikte, güç faktörünün düzeltilmesiyle elde edilen

tasarruflar, kapasitör bankının kurulum maliyetini kullanımın ilk yıllarında çıkartmayı sağlar. Nitekim, bir yatırımın doğru bir analizi bu Teknik Uygulama Föyünün amaçları ötesine geçen bazı ekonomik parametrelerin kullanımı anlamına gelir.

Örnek

Bir şirket Tablo 3.1'e göre aktif ve reaktif enerji çekiyor:

Tablo 3.1

Ay	aktif enerji [kWh]	reaktif enerji [kvarh]	aylık ortalama pf
Oca	7221	6119	0.76
Şub	8664	5802	0.83
Mar	5306	3858	0.81
Nis	8312	6375	0.79
May	5000	3948	0.78
Haz	9896	8966	0.74
Tem	10800	10001	0.73
Ağu	9170	8910	0.72
Eyl	5339	4558	0.76
Eki	7560	6119	0.78
Kas	9700	8870	0.74
Ara	6778	5879	0.76
Toplam	93746	79405	-

Reaktif enerjinin birim ücretinin 0.0421 €/kvarh'ye eşit olduğunu varsayarak, yıllık toplam maliyet:

$$C_{EQ} = (E_Q - 0.5 \cdot E_P) \cdot c = (79405 - 0.5 \cdot 93746) \cdot 0.0421 = 1370 \text{ €}$$

Tablo 3.2 güç faktörünü 0.9'a çıkarmak için gerekli reaktif gücü göstermektedir.

Tablo 3.2

Ay	aktif enerji [kWh]	aylık ortalama gf	çalışma saatleri	aktif güç P [kW]	$Q_c = P \cdot (\tan\phi - 0.484)^1$
Oca	7221	0.76	160	45.1	16.4
Şub	8664	0.83	160	54.2	10.0
Mar	5306	0.81	160	33.2	8.1
Nis	8312	0.79	160	52.0	14.7
May	5000	0.78	160	31.3	9.5
Haz	9896	0.74	160	61.9	26.1
Tem	10800	0.73	160	67.5	29.8
Ağu	9170	0.72	160	57.3	27.9
Eyl	5339	0.76	160	33.4	12.3
Eki	7560	0.78	160	47.3	15.4
Kas	9700	0.74	160	60.6	26.1
Ara	6778	0.76	160	42.4	16.2

¹ 0.484, 0.9'a eşit bir $\cos\phi$ 'ye karşılık gelen tanjanttır.

Eğer yıllık 25 €/kvar c_c değerinde bir toplam kurulum maliyetine karşılık otomatik kontrollü $Q_c = 30$ kvar güç düzeltme faktörüne sahip bir kapasitör bankı kullanılırsa, toplam 750 € maliyet elde edilir. Geri ödeme ve mali giderleri hesaba katmadan tüketici için tasarruf şu şekilde olacaktır:

$$C_{EQ} - C_{QC} = 1370 - 750 = 620 \text{ €}$$

4 Reaktif gücün üretim araçları

Reaktif güc üretimi için ana araçlar:

- senkron alternatörler;
- senkron kompensatörler (SC);
- statik var kompensatörler (SVC);
- statik kapasitör bankları.

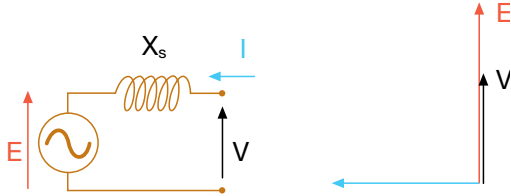
4.1 Senkron alternatörler

Senkron alternatörler, elektrik enerjisinin üretimi için kullanılan başlıca makinelerdir. İletim ve dağıtım sistemleri ile nihai yüklere elektrik gücü sağlamak için tasarlanmıştır. Ayrıca, teknik detaylara girmeden, alternatörlerin ikazını etkileyerek, üretilen gerilim değerinin değiştirilmesi ve buna bağlı olarak şebekeye yapılan reaktif güc enjeksiyonlarını düzenleyip sistemin gerilim profillerinin iyileştirilmesi ve hatlarda jul etkisi nedeniyle oluşan kayıpların azaltılması mümkündür.

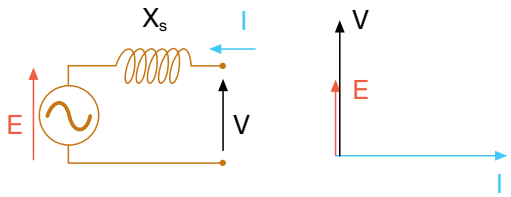
4.2 Senkron kompensatörler

Bunlar şebeke ile senkronize bir şekilde yüksüz olarak çalışan senkron motorlardır ve tek görevleri fazla reaktif gücü emmek (düşük ikazlı çalışma) veya eksik olanı beslemektir (aşırı ikazlı çalışma)

Şekil 4.1: düşük ikazlı senkron kompensatör



Şekil 4.2: aşırı ikazlı senkron kompensatör



E : statör fazlarında indüklenen e.m.f.
V : alternatör terminaline şebeke tarafından uygulanan faz gerilimi
I : statör akımı
X_s : statör direnci

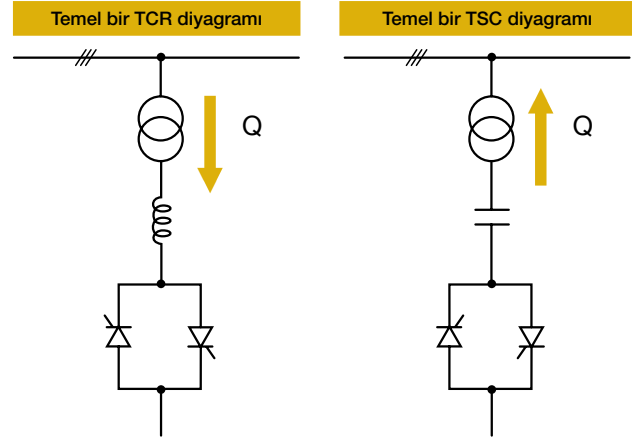
Bu cihazlar, gerilimlerinin ve reaktif güc akışlarının düzenlenmesi için çoğunlukla güç iletim ve alt iletim şebekesinin belli düğümlerinde kullanılır.

Yüksek kurulum ve bakım maliyetleri nedeniyle ekonomik açıdan bakıldığında senkron kompensatörler, güç dağıtım şebekelerinde kullanım için uygun değildir.

4.3 Statik var kompensatörler

Güç elektroniğindeki kayda değer gelişim, reaktif güc kontrolü için statik sistemlerle senkron kompensatörlerin değiştirilmesini teşvik etmektedir; örneğin TSC (*tiristör anahtarlı kapasitörler*) ve TCR (*tiristör kontrollü reaktörler*). Bunlar elektromekanik bileşenlere dayanan reaktif güc kompanzasyon sistemlerinin elektronik versiyonudur ancak bunlarda çeşitli kapasitörlerin anahtarlanması, uygun kontaktörlerin açılıp kapanmasıyla değil antiparalel tristör çiftleri tarafından yürütülen kontrol yoluyla yapılır.

Şekil 4.3



TSC, kapasitör gruplarının sağladığı reaktif gücün adım adım kontrolüne izin verirken, TCR ile indüktörlerin çektiği reaktif gücün sürekli kontrolü mümkündür.

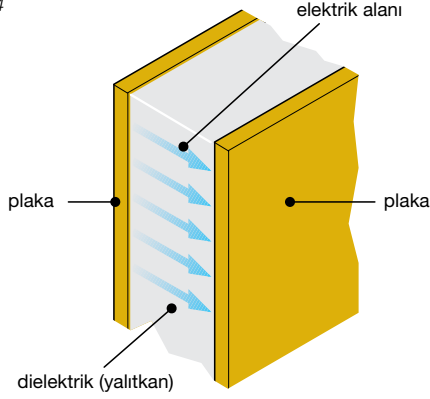
Bir TSC ile TCR'yi bağlayarak, taşınan/çekilen reaktif gücün sürekli modülasyonlu düzenlemesini elde etmek mümkündür.

Uygulama açısından, bu cihazlar özellikle yüksek ve çok yüksek gerilimli şebekelerde kullanılır.

4.4 Statik kapasitör bankları

Bir kapasitör, dielektrik bir malzeme ile birbirinden izole edilmiş plakalar olarak adlandırılan iki iletken yüzeyden oluşan pasif dipoldür.

Şekil 4.4



Bu şekilde elde edilen sistem, elektrik boşalmasına neden olabilecek nemin veya gaz ceplerinin içeri girmesini önlemek için emprenye edilir (emdirilir).

Son nesil kapasitörler kuru-tiptir ve elektriksel özelliklerini artırarak özel bir işlemden geçerler. Kuru-tip kapasitör kullanıldığında, emprenye maddenin arızı sızıntısı nedeniyle kirlilik riski olmaz.

Metal plakaların geometrisine göre, şunlara sahip olmak mümkündür:

- düz kapasitörler;
- silindirik kapasitörler;
- küresel kapasitörler.

Bir kapasitörü karakterize eden başlıca parametreler şunlardır:

- *nominal kapasitans* C_n : kapasitörün nominal güç, gerilim ve frekansından elde edilen değer;
- *nominal güç* Q_n : kapasitörün tasarlandığı reaktif güç;
- *nominal gerilim* U_n : kapasitörün tasarlandığı alternatif gerilimin r.m.s. değeri;
- *nominal frekans* f_n : kapasitörün tasarlandığı frekans;

Plakalar boyunca alternatif akım uygulandığında, kapasitör şarj ve deşarj döngülerine tabi tutulur ve bu sırada reaktif enerji depolar (kapasitör şarjı) ve bu enerjiyi bağlı olduğu devreye enjekte eder (kapasitör deşarjı).

Bu enerji aşağıdaki ilişki ile sağlanır:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U^2$$

burada:

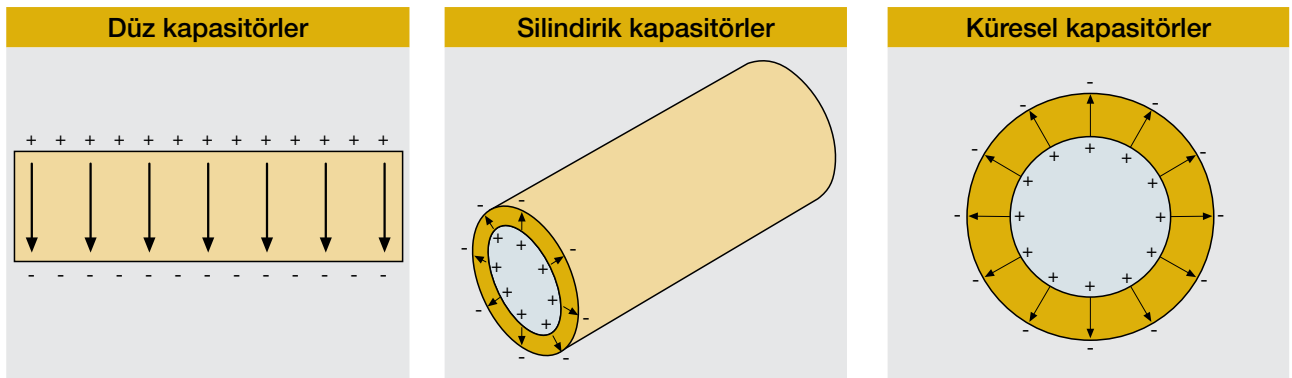
- C: kapasitanstır;
- U: kapasitörün terminallerine uygulanan gerilimdir.

Enerji depolama ve taşıma özellikleri yüzünden, kapasitörler reaktif güç faktörü düzeltme banklarının (tüm gerilim seviyeleri için) ve reaktif gücü düzenleyen statik cihazların gerçekleştirilmesi için temel eleman olarak kullanılır⁷.

Özellikle, alçak gerilim uygulamaları için kullanılan güç faktörü düzeltme kapasitörleri, metalize polipropilen filmin tek fazlı bileşenlerinden oluşur ve kendini iyileştirme özelliğine sahip olabilir. Bu kapasitörlerde, deşarj yüzünden zarar gören dielektrik kısım, kendi kendini yenileme özelliğine sahiptir; hatta, bu tür durumlarda, polipropilen filmin deşarjdan etkilenen parçası, deşarjın sebep olduğu termal etki yüzünden buharlaşır ve böylece hasarlı kısmı yeniler.

⁷ Aslına bakarsak, kapasitörler yerleştirilmiş dielektrik malzemenin boş olmayan iletkenliği ve dielektrik histerezis kayıpları nedeniyle minimum değerde aktif güç çeker

Şekil 4.5



5 Güç faktörü düzeltme tipleri

Önceki bölümlerde güç faktörü düzeltmenin teknik ve ekonomik avantajları tartışılmıştı. Şimdi, bu tür avantajlardan daha iyi yararlanabilmek için kapasitörün nereye kurulacağını anlamak önemlidir.

Her tesisat tipine uygulanabilir herhangi bir genel kural yoktur ve teoride kapasitörler herhangi bir noktaya kurulabilir, ancak ilgili pratik ve ekonomik fizibilitenin değerlendirilmesi gerekir.

Kapasitörlerin buldukları konuma göre, güç faktörü düzeltmenin başlıca yöntemler şunlardır:

- dağıtılmış güç faktörü düzeltme;
- grup güç faktörü düzeltme;
- merkezleştirilmiş güç faktörü düzeltme;
- kombine güç faktörü düzeltme;
- otomatik güç faktörü düzeltme;

5.1 Dağıtılmış güç faktörü düzeltme

Dağıtılmış güç faktörü düzeltme, uygun boyutlandırılmış bir kapasitör bankının reaktif güç talep eden yük terminallerine doğrudan bağlanmasıyla elde edilir.

Kurulum kolay ve ucuzdur; kapasitör ve yük aşırı akımlara karşı aynı koruyucu cihazı kullanabilir ve aynı anda bağlanıp çıkartılabilir.

Bu tür güç faktörü düzeltilmesi, sabit yük ve güce ve de uzun bağlantı sürelerine sahip büyük elektrikli ekipmanlarda tavsiye edilir ve genellikle motorlar ve floresan lambalar için kullanılır.

Şekil 5.1, motorların güç faktörü düzeltilmesi için ortak bağlantı diyagramlarını göstermektedir.

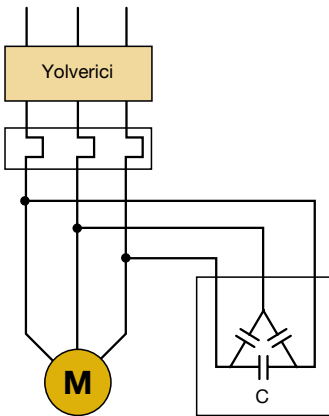
Doğrudan bağlantı durumunda (diyagram 1 ve 2), aşağıdaki risk göze alınabilir: kaynaktan çıkartıldıktan sonra, motor dönmeye devam eder (artık kinetik enerji) ve kapasitör bankından çekilen reaktif enerji ile kendinden ikaz yapar ve asenkron jeneratöre dönüşebilir. Bu durumda, anahtarlamamanın ve kontrol cihazının yük tarafındaki gerilim, tehlikeli aşırı gerilim riskiyle beraber korunur (nominal gerilim seviyesinin iki katına kadar).

Diyagram 3'ü kullanırken, kompanzasyon bankı yalnızca motor başlatıldıktan sonra bağlanır ve motor beslemesinin kapatılmasından önce devre dışı bırakılır.

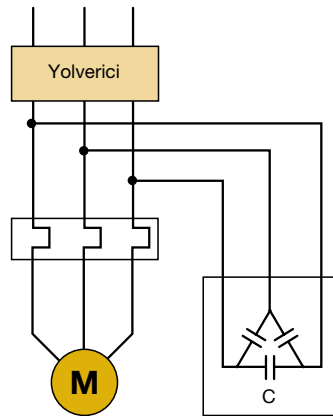
Bu tip güç faktörü düzeltilmesi ile yükün besleme tarafındaki şebeke daha yüksek güç faktörü ile çalışır; diğer yandan, bu çözüm ekonomik açıdan külfetlidir.

Şekil 5.1

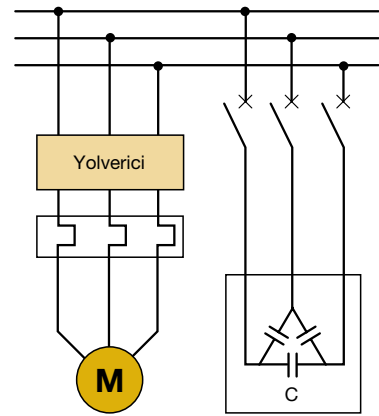
Diyagram 1



Diyagram 2



Diyagram 3

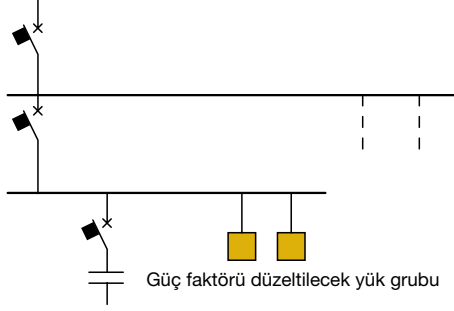


5.2 Grup güç faktörü düzeltme

Özel olarak çalışan bir kapasitör bankı kurarak, benzer çalışma özelliklerine sahip yük gruplarının güç faktörünün yerel olarak iyileştirilmesidir.

Güç faktörü düzeltilmesiyle oluşan faydalar, kapasitör bankının bulunduğu noktanın kaynak yönündeki hatta hissedileceğinden bu, ucuz çözüm ve doğru tesisat yönetimi arasında bir uzlaşmaya varan bir yöntemdir.

Şekil 5.2

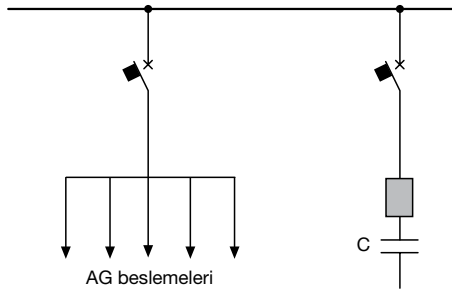


5.3 Merkezileştirilmiş güç faktörü düzeltme

Gün boyunca bağlanan yüklerin profili, en uygun tipteki güç faktörü düzeltmesinin seçimi için birinci dereceden önemlidir.

Tüm yüklerin aynı anda çalışmadığı ve/veya bazı yüklerin günde sadece birkaç saat bağlı olduğu birden fazla yüke sahip tesisatlar için, kurulu kapasitörlerin birçoğu uzun bir süre boşa kaldığından dağıtılmış güç faktörü düzeltme çözümünün çok zahmetli hale geldiği açıktır. Bu nedenle, sadece kurulumun merkezinde bulunan bir kompanzasyon sisteminin kullanılması, kurulu kapasitörlerin toplam gücünde kayda değer bir azalma sağlar.

Şekil 5.3



Genelde, merkezileştirilmiş güç faktörü düzeltmede, doğrudan ana dağıtım panolarına kurulu, adımlara ayrılmış banklarla otomatik tertibatlar kullanılır (bkz. aşağıdaki otomatik güç faktörü düzeltme); sürekli bağlı bir bankın

kullanımı ancak reaktif enerjinin tüketimi gün boyu sabitse mümkündür.

Merkezileştirilmiş çözüm, kapasitör bankı maliyetlerinin optimizasyonunu sağlar ama dezavantajı şudur ki güç faktörü düzeltme cihazının yük tarafındaki dağıtım hatlarının yükler tarafından çekilen tam reaktif gücün hesaba katılarak boyutlandırılması gerekir.

5.4 Kombine güç faktörü düzeltme

Bu çözüm dağıtılmış ve merkezi güç faktörü düzeltme çözümlerinin birlikte kullanılmasıyla oluşur ve iki çözümün de avantajlarını sunar. Bu şekilde, dağıtılmış kompanzasyon yüksek güçlü elektrikli ekipman için kullanılırken geri kalan kısım için merkezileştirilmiş yöntem kullanılır.

Kombine güç faktörü düzeltme, genellikle yalnızca büyük ekipmanların sık kullanıldığı tesisatlarda kullanılır; bu gibi durumlarda güç faktörleri ayrı ayrı düzeltilirken küçük ekipmanın güç faktörü merkezileştirilmiş yöntem ile düzeltilir.

5.5 Otomatik güç faktörü düzeltme

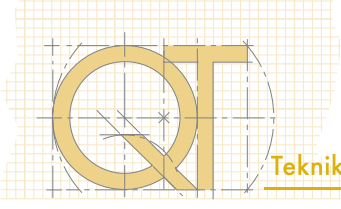
Çoğu tesisatta, farklı elektriksel özelliklere sahip makineler kullanıldığı için çalışma çevrimi yüzünden reaktif güç sabit olarak çekilmez.

Bu gibi tesisatlarda, izleyici bir varmetrik cihaz ve bir güç faktörü düzenleyicisi sayesinde, otomatik güç faktörü düzeltme için sistemler vardır ve bunlar da farklı kapasitör banklarının otomatik anahtarlanmasını sağlar ve böylece çekilen reaktif güç değişimlerini takip eder ve tesisat sabitinin güç faktörünü sabit tutar.

Otomatik kompanzasyon sistemi şunlardan oluşur:

- akım ve gerilim sinyallerini algılayan bazı sensörler;
- ölçülen güç faktörünü istenen faktör ile karşılaştıran ve gerekli reaktif güç ile kapasitör banklarının bağlantısını ve kesilmesini yürüten akıllı bir birim (güç faktörü düzenleyici);
- anahtarlama ve koruma cihazlarından oluşan bir elektrik enerji panosu;
- kapasitör bankları.

Mümkün mertebe talep edilene yakın bir besleme sağlamak için kapasitör bağlantısı kademeli olarak yapılır. Burada öngörülen kademe sayısı ne kadar fazla ve bu kademeler arasındaki fark ne kadar küçük olursa kontrol hassasiyeti o kadar yüksek olur.



6 Güç faktörünün hesaplanması

Bir tesisin güç faktörünün geliştirilmesi için kurulacak kapasitör bankının boyutlandırılmasında, güç faktörünün tüketime veya tesisin yük döngüsüne göre hesaplanması gerekir. Bu, normalde elektrik tedarikçisi kurumlar tarafından yasaklanan bir durum olan aşırı reaktif enerjinin tüketimini önlemek içindir.

Dağıtılmış veya grup güç faktörü düzeltme yapmak için tek yükün veya yük grubunun (fabrika alanları) $\cos\varphi$ değerinin hesaplanması gerekir; bu, aşağıdaki şekilde gerçekleştirilir:

- direkt olarak bir güç faktörü ölçer ile doğrudan ölçme yoluyla;
- dolaylı olarak, aktif ve reaktif enerji ölçerlerin okunması yoluyla.

Güç faktörü ölçer, yükün çektiği enerjiye göre güç faktörü $\cos\varphi$ 'yi gösterebilen bir ölçme cihazıdır. Cihazın okunması yük döngüsünün farklı anlarında yapılır, böylece ortalama güç faktörü değeri elde edilir.

Eğer yük tarafından veya bir çalışma döngüsü sırasında fabrika alanlarını oluşturan yüklerin tamamı tarafından çekilen aktif ve reaktif enerji ölçümleri mevcutsa, ortalama güç faktörü aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$\cos\varphi = \cos \left(\text{tg}^{-1} \left(\frac{E_{Qf} - E_{Qi}}{E_{Pf} - E_{Pi}} \right) \right)$$

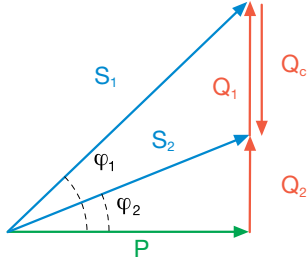
burada:

- E_{Pi} ve E_{Qi} çalışma döngüsünün başında okunan aktif ve reaktif enerji değerleridir;
- E_{Pf} ve E_{Qf} çalışma döngüsünün sonunda okunan aktif ve reaktif enerji değerleridir;

Merkezleştirilmiş güç faktörü düzeltmesi yapmak için, aylık ortalama güç faktörü daha önce gösterildiği şekilde veya elektrik tedarikçisi kurumun faturalarından elde edilebilir.

7 Gerekli reaktif gücün hesaplanması

Sistemin güç faktörü ($\cos\varphi_1$) ve elde edilecek güç faktörü ($\cos\varphi_2$) bilindiğinde, güç faktörünü iyileştirmek için gerekli kapasitör bankının reaktif gücünü hesaplamak mümkündür.



burada:

- P kurulu aktif güçtür
- φ_1 güç faktörü düzeltilmesinden önceki faz kayma açısı
- φ_2 güç faktörü düzeltilmesinden sonraki faz kayma açısı

kapasitör bankının gücü Q_c :

$$Q_c = (\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2) \cdot P = K \cdot P \quad [7.1]$$

Tablo 7.1

K faktörü (kvar/kW)

ilk $\cos\varphi$	son $\cos\varphi$												
	0.80	0.85	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.60	0.583	0.714	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333
0.61	0.549	0.679	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299
0.62	0.515	0.646	0.781	0.810	0.839	0.870	0.903	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265
0.63	0.483	0.613	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.581	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0.65	0.419	0.549	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169
0.66	0.388	0.519	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	0.358	0.488	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.328	0.459	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	0.299	0.429	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0.70	0.270	0.400	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.242	0.372	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.344	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.316	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	0.159	0.289	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.262	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.235	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.079	0.209	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.052	0.183	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	0.026	0.156	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0.80		0.130	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750
0.81		0.104	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	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0.83		0.052	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0.84		0.026	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85			0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86			0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0.87			0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88			0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89			0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0.90				0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484

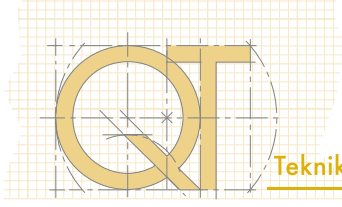
İlk $\cos\varphi$ bilindiğinde, Tablo 7.1 tanımlanmış bir güç faktörü elde etmek için gerekli kapasitör bankı gücünü hesaplamayı (kurulu kW başına kvar) mümkün kılar.

Üç fazlı bir sistemde, aynı kapasitansa sahip üç kapasitörden oluşan kapasitör bankı üçgen veya yıldız bağlantılı olabilir. Bir bağlantı şekli seçerken, şunu hesaba katmak gerekir ki üçgen bağlantı ile her kapasitans besleme hattı gerilimine tabidir ama aynı üretilen reaktif güç seviyesinde, yıldız bağlantı durumunda sahip olacağı değer 1/3'üne sahip olacaktır.

$$Q_{cY} = Q_{c\Delta} \rightarrow C_Y = 3 \cdot C_{\Delta} \quad [7.2]$$

Yalıtım sorunlarının daha önemsiz olduğu alçak gerilim sahasında, her fazın kapasitansının daha küçük boyutlandırılmasına izin verdiğinden kapasitör bankı için genel olarak üçgen bağlantı tercih edilir.

$$Q_{cY} = 3 \cdot \omega \cdot C_Y \cdot \left(\frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 = \omega \cdot C_Y \cdot U_n^2 = Q_{c\Delta} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\Delta} \cdot U_n^2 \rightarrow C_Y = 3 \cdot C_{\Delta}$$



Örnek

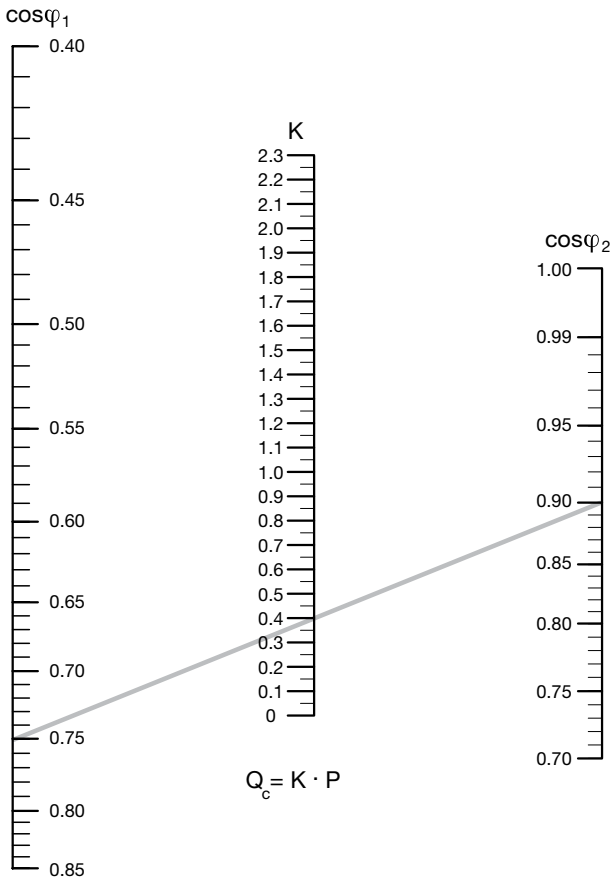
400 V'de 300 kW aktif güç ve $\cos\varphi = 0.75$ olan bir santral için güç faktörünü 0.90'a çıkartmak istiyoruz diyelim. Tablo 7.1'de, "ilk $\cos\varphi$ " 0.75 satırı ve "son $\cos\varphi$ " 0.9 sütunun kesiştiği yerde, K katsayısı için 0.398 değeri elde edilir.

Bu yüzden şu Q_c gücü değerine sahip bir kapasitör bankı gerekir:

$$Q_c = K \cdot P = 0.398 \cdot 300 = 119.4 \text{ kvar}$$

K faktörü, aşağıdaki nomograf kullanılarak da belirlenebilir².

Şekil 7.1: düzeltme gücünün hesaplanması için nomograf



² Şekilde gösterildiği üzere, ilk $\cos\varphi$ değerinden elde edilecek değere doğru bir doğru parçasını takip ederek, doğrunun orta kademeli ölçekle kesişimi bize K değerini verir; bu değer yükün P aktif gücüyle çarpıldığında gerekli Q_c reaktif gücünü verir.

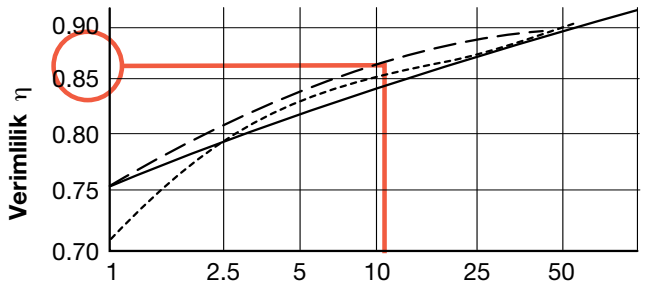
7.1 Üç fazlı motorların güç faktörü düzeltilmesi

Asenkron motorların güç faktörü düzeltilmesi büyük bir hassasiyet ile değerlendirilemez çünkü güç faktörü yüksek oranda yük koşullarından etkilenir. Nitekim, 6 kutuplu 11 kW motora sahip olduğumuzu varsayarak, aşağıdaki tablo ve diyagramdan, normal koşullarda elde edilecek güç faktörünü $\cos\varphi_n = 0.77$ olarak bulurken nominal verimi $\eta_n \approx 0.86$ olarak buluruz.

Tablo 7.2

Nominal güç		Kutup sayısı			
kW	HP	2	4	6	8
1.1	1.5	0.85	0.79	0.75	0.75
1.5	2	0.85	0.79	0.75	0.75
2.2	3	0.85	0.79	0.75	0.75
3	4	0.86	0.80	0.75	0.75
4	5.5	0.86	0.82	0.76	0.76
5.5	7.5	0.87	0.85	0.76	0.76
7.5	10	0.88	0.85	0.76	0.76
11	15	0.88	0.85	0.77	0.80
1.5	20	0.88	0.85	0.80	0.80
18.5	25	0.88	0.85	0.82	0.81
22	30	0.88	0.85	0.83	0.82
30	40	0.88	0.86	0.84	0.83
45	60	0.89	0.87	0.86	0.84
55	75	0.89	0.88	0.87	0.85
75	100	0.89	0.88	0.88	0.86
90	125	0.89	0.88	0.88	0.86

Gücün bir fonksiyonu olarak verimlilik



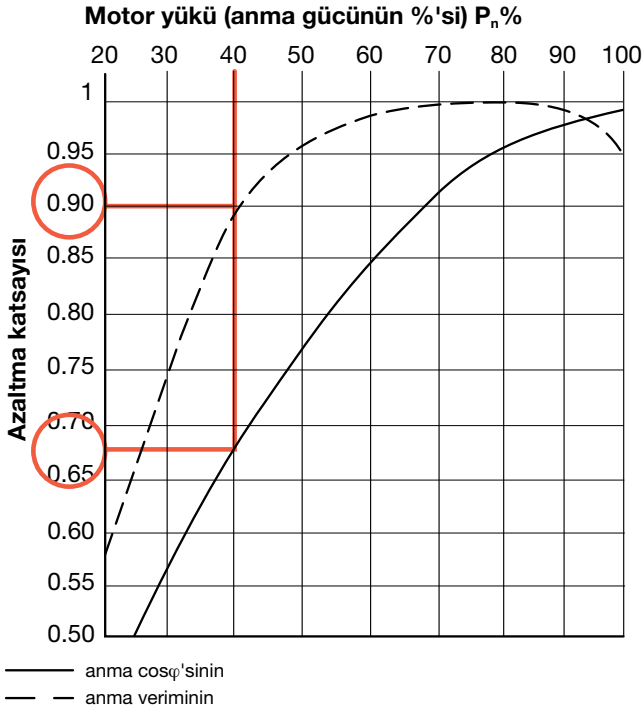
Motorun anma gücü

- 2 kutuplu —————
- 4-6 kutuplu - - - - -
- 8 kutuplu - - - - -

Bu motor nominal gücün %40'ında çalışıyorsa, azaltma katsayısıyla ilgili aşağıdaki diyagramdan şunlar elde edilebilir:

$$\cos\varphi = \cos\varphi_n \cdot 0.67 = 0.52$$

$$\eta = \eta_n \cdot 0.9 = 0.77$$



Bu yüzden şebekenin çektiği P_a aktif gücü şu şekilde verilir:

$$P_a = \frac{P_n}{\eta} = \frac{0.4 \cdot P_n}{\eta} = \frac{0.4 \cdot 11}{0.77} = 5.68 \text{ kW}$$

Tablo 7.3: ABB motorlarının kompanzasyonu için reaktif güç

P _n [kW]	Q _c [kvar]	Güç faktörü düzeltilmeden önce		Güç faktörü düzeltildikten sonra	
		cosφ ₁	I _n [A]	cosφ ₂	I ₂ [A]
400 V / 50 Hz / 2 kutuplu / 3000 r/dak					
7.5	2.5	0.89	13.9	0.98	12.7
11	2.5	0.88	20	0.95	18.6
15	5	0.9	26.5	0.98	24.2
18.5	5	0.91	32	0.98	29.7
22	5	0.89	38.5	0.96	35.8
30	10	0.88	53	0.97	47.9
37	10	0.89	64	0.97	58.8
45	12.5	0.88	79	0.96	72.2
55	15	0.89	95	0.97	87.3
75	15	0.88	131	0.94	122.2
90	15	0.9	152	0.95	143.9
110	20	0.86	194	0.92	181.0
132	30	0.88	228	0.95	210.9
160	30	0.89	269	0.95	252.2
200	30	0.9	334	0.95	317.5
250	40	0.92	410	0.96	391.0
315	50	0.92	510	0.96	486.3

burada güç faktörünü düzeltmek ve yukarıdaki nomograf-tan türetilmiş K=1.15 ile $\cos\phi=0.9$ elde etmek için gereken Q_c reaktif gücü:

$$Q_c = K \cdot P = 1.15 \cdot 5.68 = 6.53 \text{ kvar}$$

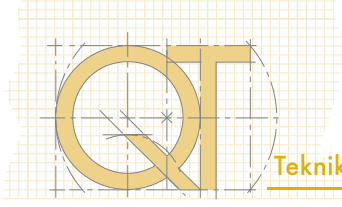
Motorun kullanım şartlarından güç faktörü düzeltmenin çıkartılması için genel bir kural da P_n gücüne sahip bir motor için U_n nominal geriliminde yüksüz bir motor tarafından çekilen Q₀ reaktif gücünün %90'ından büyük olmayan bir Q_c reaktif gücü kullanmaktır; böylece beklenen güç faktörü önlenebilir. Yani sıra, bu ölçüm sayesinde, şebekeden motorun çıkartılması sonucu oluşan aşırı gerilimi azaltmak mümkündür; hatta, halen çalışırken, motor kendinden ikazlı bir şekilde işleyebilir ve şebekedekilere nazaran daha yüksek gerilimler üretebilir [IEC 60831-1].

Yük olmadan, çekilen I₀ [A] akımının tamamen reaktif olduğunu varsayarak (senφ = 1), kompanzasyon reaktif gücü şu olacaktır:

$$Q_c = 0.9 \cdot Q_0 = 0.9 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_0}{1000} \text{ [kvar]}$$

I₀ akımı genellikle motor üreticisinin belgelerinde verilmiştir.

Tablo 7.3 nominal gücün ve kutup sayısının bir fonksiyonu olarak, bazı tiplerdeki ABB motorlarının güç faktörünü düzeltmek için reaktif güç değerlerini gösterir.



P_n [kW]	Q_c [kvar]	Güç faktörü düzeltilmeden önce		Güç faktörü düzeltildikten sonra	
		$\cos\varphi_1$	I_n [A]	$\cos\varphi_2$	I_2 [A]
400 V / 50 Hz / 4 kutuplu / 1500 devir/dak					
7.5	2.5	0.86	14.2	0.96	12.7
11	5	0.81	21.5	0.96	18.2
15	5	0.84	28.5	0.95	25.3
18.5	7.5	0.84	35	0.96	30.5
22	10	0.83	41	0.97	35.1
30	15	0.83	56	0.98	47.5
37	15	0.84	68	0.97	59.1
45	20	0.83	83	0.97	71.1
55	20	0.86	98	0.97	86.9
75	20	0.86	135	0.95	122.8
90	20	0.87	158	0.94	145.9
110	30	0.87	192	0.96	174.8
132	40	0.87	232	0.96	209.6
160	40	0.86	282	0.94	257.4
200	50	0.86	351	0.94	320.2
250	50	0.87	430	0.94	399.4
315	60	0.87	545	0.93	507.9
400 V / 50 Hz / 6 dak / 1000 devir/dak					
7.5	5	0.79	15.4	0.98	12.4
11	5	0.78	23	0.93	19.3
15	7.5	0.78	31	0.94	25.7
18.5	7.5	0.81	36	0.94	30.9
22	10	0.81	43	0.96	36.5
30	10	0.83	56	0.94	49.4
37	12.5	0.83	69	0.94	60.8
45	15	0.84	82	0.95	72.6
55	20	0.84	101	0.96	88.7
75	25	0.82	141	0.93	123.9
90	30	0.84	163	0.95	144.2
110	35	0.83	202	0.94	178.8
132	45	0.83	240	0.95	210.8
160	50	0.85	280	0.95	249.6
200	60	0.85	355	0.95	318.0
250	70	0.84	450	0.94	404.2
315	75	0.84	565	0.92	514.4
400 V / 50 Hz / 8 kutuplu / 750 devir/dak					
7.5	5	0.7	18.1	0.91	13.9
11	7.5	0.76	23.5	0.97	18.4
15	7.5	0.82	29	0.97	24.5
18.5	7.5	0.79	37	0.93	31.5
22	10	0.77	45	0.92	37.5
30	12.5	0.79	59	0.93	50.0
37	15	0.78	74	0.92	62.8
45	20	0.78	90	0.93	75.4
55	20	0.81	104	0.93	90.2
75	30	0.82	140	0.95	120.6
90	30	0.82	167	0.93	146.6
110	35	0.83	202	0.94	178.8
132	50	0.8	250	0.93	214.6

Örnek

Üç fazlı asenkron motor için, 110 kW (400 V - 50 Hz - 4 kutup), önerilen güç faktörü düzeltme değeri 30 kvar'dır.

7.2 Üç fazlı motorların güç faktörü düzeltilmesi

Transformatörler birinci derecede öneme sahip elektrikli makinelerdir; kurulum nedenlerinden dolayı genellikle sürekli olarak hizmet vermektedirler.

Özellikle, farklı trafo ve besleme merkezlerinden oluşan elektrik tesislerinde, güç faktörü düzeltilmesi yapılırken transformatör reaktif gücünün de hesaba katılması önerilir, böylece OG tarafında 0.9'a eşit bir ortalama güç faktörü sağlanır.

Genel olarak, bir transformatör içinde nominal S_r [kVA]'ya sahip Q_c kompanzasyon gücü, minimum referans yük şartları altında çekilen reaktif gücü aşmamalıdır.

Transformatör plaka özelliklerinden yola çıkarak, yüksüz akım yüzdesi $\%i_0$, kısa devre gerilim yüzdesi $\%u_k$, demir kayıpları P_{fe} ve bakır kayıpları P_{cu} [kW], gerekli kompanzasyon gücü sonuçları:

$$Q_c = \sqrt{\left(\frac{I_0 \%}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{fe}^2} + K_L^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{cu}^2} \approx \dots$$

$$\dots \rightarrow \left(\frac{I_0 \%}{100} \cdot S_r\right) + K_L^2 \cdot \left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r\right) \text{ [kvar]}$$

burada K_L , minimum referans yük ile transformatörün nominal gücü arasındaki oran olarak tanımlanan yük faktörüdür.

Örnek

Nominal gücünün %60'ı bir yük tedarik eden 630 kVA bir yağlı tip dağıtım transformatörünün güç faktörünün düzeltilmesini varsayalım:

Transformatörün plaka özelliklerinde:

$$\%i_0 = \%1.8$$

$$\%u_k = \%4$$

$$P_{cu} = 8.9 \text{ kW}$$

$$P_{fe} = 1.2 \text{ kW}$$

Transformatöre bağlı kapasitör bankının kompanzasyon gücü:

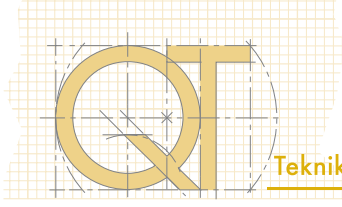
$$Q_c = \sqrt{\left(\frac{I_0 \%}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{fe}^2} + K_L^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{cu}^2} = \dots$$

$$\dots \rightarrow \sqrt{\left(\frac{1.8\%}{100} \cdot 630\right)^2 - 1.2^2} + 0.6^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{4\%}{100} \cdot 630\right)^2 - 8.9^2} = 19.8 \text{ kvar}$$

basitleştirilmiş formülü kullanarak sonuç:

$$Q_c = \left(\frac{I_0 \%}{100} \cdot S_r\right) + K_L^2 \cdot \left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r\right) = \left(\frac{1.8\%}{100} \cdot 630\right) + \dots$$

$$\dots \rightarrow 0.6^2 \cdot \left(\frac{4\%}{100} \cdot 630\right) = 20.4 \text{ kvar}$$



Tablo 7.4, farklı öngörülen yük düzeyine göre bir ABB transformatörün sekonder sargısına bağlanacak kapasitör bankının Q_c [kvar] reaktif gücünü göstermektedir.

Özellikle, reaktif kompanzasyon gücü transformatörün yük katsayısına göre bir kuadratik yasayı izleyerek değişebilir.

Tablo 7.4: ABB transformatörlerin kompanzasyonu için reaktif güç

Transformatör					Q_c [kvar]				
S_r [kVA]	$\%u_k$ [%]	$\%i_0$ [%]	P_{fe} [kW]	P_{cu} [kW]	yük faktörü K_L				
					0	0.25	0.5	0.75	1
Yağlı Tip Dağıtım Transformatörü OG-AG									
50	4	2.9	0.25	1.35	1.4	1.5	1.8	2.3	2.9
100	4	2.5	0.35	2.30	2.5	2.7	3.3	4.3	5.7
160	4	2.3	0.48	3.20	3.6	4	5	6.8	9.2
200	4	2.2	0.55	3.80	4.4	4.8	6.1	8.3	11
250	4	2.1	0.61	4.50	5.2	5.8	7.4	10	14
315	4	2	0.72	5.40	6.3	7	9.1	13	18
400	4	1.9	0.85	6.50	7.6	8.5	11	16	22
500	4	1.9	1.00	7.40	9.4	11	14	20	28
630	4	1.8	1.20	8.90	11	13	17	25	35
800	6	1.7	1.45	10.60	14	16	25	40	60
1000	6	1.6	1.75	13.00	16	20	31	49	74
1250	6	1.6	2.10	16.00	20	24	38	61	93
1600	6	1.5	2.80	18.00	24	30	47	77	118
2000	6	1.2	3.20	21.50	24	31	53	90	142
2500	6	1.1	3.70	24.00	27	37	64	111	175
3150	7	1.1	4.00	33.00	34	48	89	157	252
4000	7	1.4	4.80	38.00	56	73	125	212	333
Dökme Reçineli Kuru Tip Dağıtım Transformatörü OG-AG									
100	6	2.3	0.50	1.70	2.2	2.6	3.7	5.5	8
160	6	2	0.65	2.40	3.1	3.7	5.5	8.4	12
200	6	1.9	0.85	2.90	3.7	4.4	6.6	10	15
250	6	1.8	0.95	3.30	4.4	5.3	8.1	13	19
315	6	1.7	1.05	4.20	5.3	6.4	9.9	16	24
400	6	1.5	1.20	4.80	5.9	7.3	12	19	29
500	6	1.4	1.45	5.80	6.8	8.7	14	23	36
630	6	1.3	1.60	7.00	8	10	17	29	45
800	6	1.1	1.94	8.20	8.6	12	20	35	56
1000	6	1	2.25	9.80	9.7	13	25	43	69
1250	6	0.9	3.30	13.00	11	15	29	52	85
1600	6	0.9	4.00	14.50	14	20	38	67	109
2000	6	0.8	4.60	15.50	15	23	45	82	134
2500	6	0.7	5.20	17.50	17	26	54	101	166
3150	8	0.6	6.00	19.00	18	34	81	159	269

Örnek

0.5 yük faktörüne sahip 630 kVA'lık ABB yağlı tip dağıtım transformatörü için gerekli kompanzasyon gücü 17 kvar'dır. Alçak gerilim uygulamalarındaki $\cos\varphi$ kontrolörü, yükün gerektirdiği reaktif güce ek olarak ayrıca bu güç hesaba katılarak belirlenecektir.

Sonuç olarak, orta gerilim için de 0.9'a eşit bir güç faktörü elde etmek için, kontrol cihazı 0.9'u geçen bir değere ayarlanmalıdır. Aslında, transformatörün %50 yük faktörü ile çalıştığını varsayarak, beslenen görünür güç:

$$S = 0.5 \cdot S_r = 0.5 \cdot 630 = 315 \text{ kVA}$$

Varsayım olarak yük 0.8'e eşit bir güç faktörü ile çalışırsa, motor tarafından çekilen P aktif gücü şu olacaktır:

$$P = S \cdot \cos\varphi = 315 \cdot 0.8 = 252 \text{ kW}$$

Güç faktörünü düzeltmek ve 0.9 değerini almak için gerekli reaktif güç:

$$Q_r = P \cdot (\text{tg}(\cos^{-1}(0.8)) - \text{tg}(\cos^{-1}(0.9))) = \dots \leftarrow$$

$$\dots \rightarrow 252 \cdot (0.75 - 0.48) = 68 \text{ kvar}$$

Transformatör için gerekli reaktif gücü de hesaba katarak, güç faktörü düzeltme ünitesi tarafından sağlanacak güç şu olacaktır:

$$Q_c = Q_r + Q_t = 68 + 17 = 85 \text{ kvar}$$

Sonuç olarak güç faktörü kontrol cihazı şuna ayarlanmalıdır:

$$\cos\varphi' = \cos\left(\text{tg}^{-1}\left(\text{tg}(\cos^{-1}(0.8)) - \frac{Q_c}{P}\right)\right) = \dots \leftarrow$$

$$\dots \rightarrow \cos\left(\text{tg}^{-1}\left(\text{tg}(36.87^\circ) - \frac{85}{252}\right)\right) = \cos\left(\text{tg}^{-1}(0.75 - 0.34)\right) = 0.925$$

8 Elektrik tesislerindeki harmonikler

8.1 Harmonikler

Endüstri ve konut alanındaki teknolojik gelişmeler, çalışma prensipleri yüzünden sinüzoidal olmayan akım (doğrusal olmayan yük) çeken elektronik ekipmanların yayılmasına neden oldu. Bu gibi akımlar şebekenin besleme tarafında sinüzoidal olmayan tipte bir gerilim düşümüne neden olurlar ve sonucunda lineer yükler de bozuk gerilimle beslenir.

Harmonikler, bozuk bir dalga formunun bileşenleridir ve bunların kullanımı çeşitli sinüs bileşenlerine ayrıştırarak herhangi bir sinüzoidal olmayan periyodik dalga formunu analiz etmeyi sağlar.

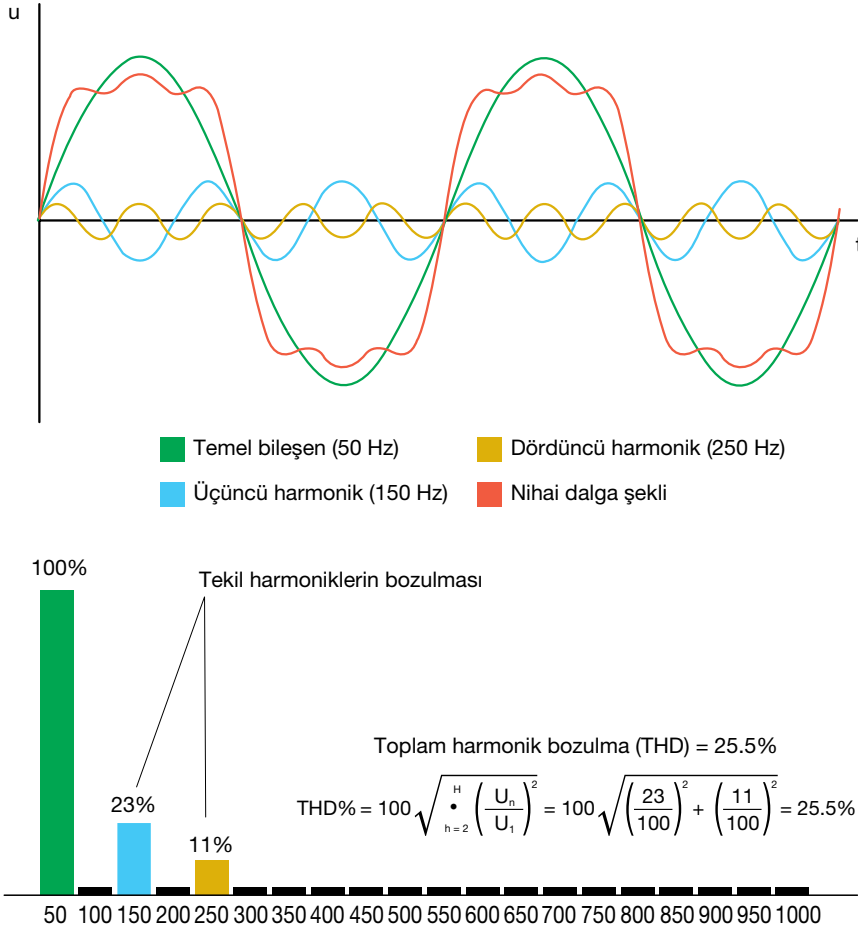
Fourier teoremine göre, genelde sürekli ve sınırlı olan T periyotlu herhangi bir periyodik fonksiyon, orijinal fonksiyonun frekansının tam sayı katlarına eşit bir frekansa sahip bir dizi sonsuz sinüzoidal terim ile temsil edilebilir.

Orijinal dalga formunun periyoduna karşılık gelen frekansa sahip harmonik, temel harmonik olarak bilinir ve temel harmoniğin "n" mertebesine eşit bir frekansa sahip harmoniğe de "n" mertebesi harmonik denir.

Fourier teoremine göre, kusursuz sinüzoidal bir dalga formu, temel olandan farklı bir mertebede harmonikler sunmaz. Bu nedenle, bir elektrik sistemindeki harmoniklerin varlığı, gerilim veya akım dalga formunun bozulmasının bir göstergesidir ve bu da ekipmanın arızasına neden olabilecek türden bir elektrik gücü dağıtımını gösterir.

¹ Eğer bir T ($f(x+T) = f(x)$) periyodu sonrası aynı değeri alıyorsa ve sınırlı sayıda gerekli olmayan süreksizliklere sahipse bir fonksiyon, genelde sürekli ve sınırlı, periyodik olarak kabul edilir.

Şekil 8.1



Harmonik üreten başlıca cihazlar:

- kişisel bilgisayarlar;
- floresan ve gaz deşarj lambaları;
- statik konvertörler;
- kesintisiz güç kaynağı (UPS) grupları;
- değişken hızlı sürücüler;
- kaynak makineleri;
- ark ve indüksiyon fırınları.

Genelde, dalga formu bozulması bu aygıtların içindeki doğrusal olmayan veya zaman değişkenli² empedansların veya yarı iletken cihazları tüm periyodun sadece bir kısmı için akım taşıyan köprü doğrultucularının varlığı yüzündendir ve dolayısıyla çok sayıda harmonik girişiyle süresiz dalgalara neden olur.

Aşağıdaki paragraflarda gösterildiği üzere, elektrik şebekesinde harmoniklerin varlığı kapasitör bankına zarar verebilir.

8.2 Standartların tarifleri

Teknik standartlar kapasitörler üzerindeki harmoniklerin etkilerini azaltmaya yönelik kesin talimatlar verir. IEC 61642 Standardı "Harmoniklerin etkilediği endüstriyel A.C. şebekeleri – Filtrelerin ve şönt kapasitörlerin uygulanması" problemleri tanımlar ve harmonik gerilimlerin ve akımların varlığından etkilenen A.C. şebekelerindeki kapasitörler ve harmonik filtrelerinin genel uygulamaları için öneriler sunar. Bu standart, özellikle seri ve paralel rezonans sorununu gösterir ve bazı açıklayıcı örnekler verir.

8.3 Harmoniklerin etkileri

8.3.1 Aşırı yükler

Elektrik şebekesindeki harmoniklerin varlığı ekipmanın arıza yapmasının nedeni olabilir; örneğin: nötr iletkenin aşırı yüklenmesi, transformatörlerdeki kayıpların artışı, motor torklarındaki bozukluklar gibi durumlar.

Özellikle harmonikler, güç faktörü düzeltme kapasitörlerini en çok etkileyen olaylardır.

Nitekim, bilindiği gibi kapasitif reaktans, frekans ile ters orantılıdır; bu yüzden harmoniklerin mertebesi arttıkça gerilim harmoniklerine sunulan empedans azalır. Bu şu anlama gelir: eğer kapasitörler bozuk bir gerilim ile besleniyorsa kendilerine ciddi bir şekilde zarar verebilecek çok yoğun bir akım çekebilirler.

Şekil 8.2

$X_C = \frac{1}{\omega \cdot C} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}$	$X_L = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$
kapasitif reaktans	indüktif reaktans

Üçgen bağlı olduğu varsayılan bir kapasitör bankında, aşağıdaki ilişkiye göre n'inci harmoniğe karşılık gelen hat akımını hesaplamak mümkündür:

$$I_n = \sqrt{3} \cdot n \cdot \omega \cdot C \cdot U_n \quad [8.1]$$

burada:

- I_n n'inci harmoniğe karşılık gelen akımdır;
- n: harmoniklerin mertebesidir;
- ω temel harmoniğin titreşimidir;
- C: kapasitanstır;
- I_n n'inci harmoniğe karşılık gelen hat-hat gerilimidir;

Kapasitör bankları tarafından çekilen toplam hat akımı³:

$$I_c = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{U_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} (n \cdot U_n)^2} \quad [8.2]$$

Bu ilişkiden görülmektedir ki gerilim harmoniklerinin varlığında çekilen akım, bunların olmaması durumunda dikkate alınacak akımdan daha yüksektir. Bu sebeple, IEC 60831-1 ve IEC 60931-1 standartları, kapasitörlerin kapasitör bankı nominal akımından daha yüksek bir akım değeri ile kalıcı çalışma için uygun olması gerektiğini belirtir (sonraki bölümde daha detaylı açıklanmıştır).

² Dalga veya faz dizileri üzerinden kontrol sağlayan cihazlar gibi zaman değişkenli yükler sadece temel harmoniğin üst katlarında harmonikler değil, aynı zamanda ara harmonikler de sunar.

³ Akım harmonik bileşenlerinin tümü birbirleriyle ve temel harmonikle uyumlu olduğundan cebirsel toplam aynı zamanda r.m.s. değerleri ile de geçerlidir.

8.3.2 Rezonans

Doğrusal bozulma yüksek değerlere ulaştığında ve güç faktörü düzeltme sistemi (kapasitörlerin eşdeğer kapasitesi) ve şebekenin eşdeğer indüktansı arasındaki rezonans tehlikesi belirgin duruma geldiğinde çok daha önemli bir sorun ortaya çıkar.

İndüktif ve kapasitif reaktanslar eşit olduğunda rezonans meydana gelir. Sonuç olarak, indüktans ve kapasitans seri bağlandığında seri rezonant devreden veya indüktans ve kapasitans paralel bağlandığından paralel rezonant devreden bahsedilecektir. Bir seri rezonans ve bir paralel rezonans aynı şebekede bulunabilir. Rezonans, rezonans frekansı f_r denen kesin bir frekansta oluşur:⁴

$$X_L = X_C \rightarrow f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}} \quad [8.3]$$

Eğer dizi rezonansı varsa, toplam empedans teorik olarak nötürlenir:⁵

$$\bar{Z}_{\text{tot}} = j(X_L - X_C) = 0 \quad [8.4]$$

Benzer şekilde, paralel rezonans mevcudiyetinde, toplam empedans sifıra gitme eğilimindedir:

$$\bar{Z}_{\text{tot}} = \frac{X_L \cdot X_C}{j(X_L - X_C)} \rightarrow \infty \quad [8.5]$$

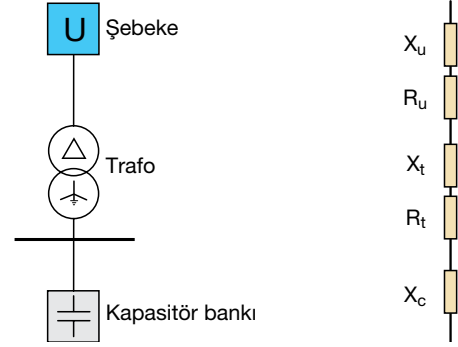
Eğer bir seri rezonant devresi, rezonans frekansına yakın bir frekans değerine sahip bir alternatif gerilim ile besleniyorsa, çekilen akımın bir amplifikasyonu oluşarak bozukluklara, aşırı akımlara ve şebeke bileşenlerinde hasara neden olabilir.

Bunun aksine, paralel rezonans devresi lineer olmayan yük akımının harmonik tarafından beslenir ise, rezonans harmoniğine denk gelecek bir aşırı gerilim ortaya çıkabilir.

⁴ $X_L = X_C \rightarrow \omega_r \cdot L = \frac{1}{\omega_r \cdot C} \rightarrow \omega_r^2 \cdot L \cdot C = 1 \dots$
 $\dots \rightarrow (2 \cdot \pi \cdot f_r)^2 = \frac{1}{L \cdot C} \rightarrow f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$

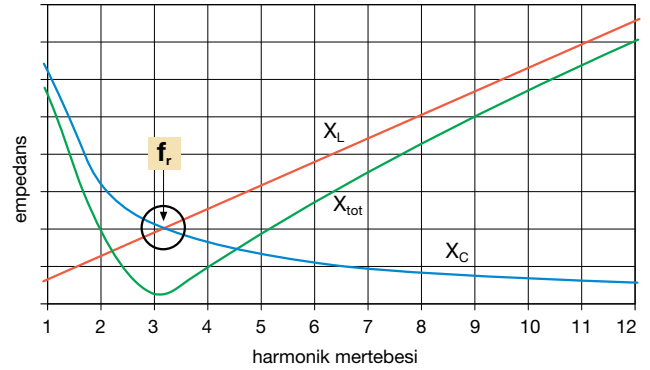
⁵ Esasen, empedans dikkate değer bir şekilde düşer ve sadece bağlantı kablolarının rezistif bileşenine karşılık gelir.

Şekil 8.3: seri rezonant devre örneği



Aşağıdaki diyagram, bir şebekenin kapasitif reaktans (harmoniklerin mertebesi ile düşen), indüktif reaktans (harmoniklerin mertebesi ile yükselen) ve toplam reaktansı ile ilgili eğrileri gösterir; toplam seri reaktansı, rezonans frekansı ile uyum içinde minimum değerini alır (grafik örnekte, temel frekansın üç katı).

Şekil 8.4



Rezonans frekansı f_r aşağıdaki formülden elde edilebilir:

$$f_r = f_1 \cdot \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{L1}}} \quad [8.6]$$

burada:

- f_1 temel frekanstır;
- X_{C1} , temel frekansta kapasitörün kapasitif reaktansıdır;
- X_{L1} kapasitörün kurulum noktasının besleme tarafındaki şebekenin indüktif reaktansıdır (temel frekansta).

Harmoniklerin olmadığı durumda ve rezonans frekansının güç kaynağı sisteminin temel frekansından yeterli farklılıkta olduğu varsayılarak, hatlarda aşırı akım olmaz.

Eğer harmonikler mevcut olsaydı, rezonans frekansına yakın mertebedeki harmoniğine uygun bir akımın amplifikasyonu oluşabilirdi. Daha detaylı bir analiz için bir dizi rezonans devresinin sayısal bir örneğini de veren IEC 61642 standardına bakın. Bunun sonucunda eğer frekans seri rezonans frekansına yakınsa, besleme baralarındaki nispeten daha düşük bir gerilim, yüksek bir akıma neden olabilir.

Rezonans olayından kaçınmak ve dolayısıyla kapasitörün ömrünün kılmasını önlemek için şebekenin mevcut harmoniklerinden olabildiğince farklı bir rezonans frekansına sahip olması gerekir.

IEC 61642 standardında açıklanan en yaygın çözüm, endüktif reaktansı kapasitör ile seri bağlamayı içerir (detuning reaktansı); endüktör, şebekedeki harmonik gerilimin en düşük frekansının altında bir rezonans seviyesi elde edecek şekilde boyutlandırılmalıdır.

Örnek

Şekil 8.3'teki seri rezonant devredeki dikkate değer bir genlikle en düşük harmoniğin beşinci olduğunu varsayarak, önceki ilişkiye göre sonuç:

$$f_1 \cdot \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{L1}}} < f_5 \rightarrow \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{L1}}} < \frac{f_5}{f_1} = 5 \rightarrow X_{L1} > 4\% X_{C1} \quad [8.7]$$

burada:

- X_{C1} , temel frekansta kapasitörün kapasitif reaktansıdır;
- X_{L1} , temel frekanstaki kapasitörün seri reaktansıdır;

Dikkate değer genliğe sahip en düşük harmonik üçüncüyse, sonuç:

$$X_{L1} > 11.1\% X_{C1} \quad [8.7]$$

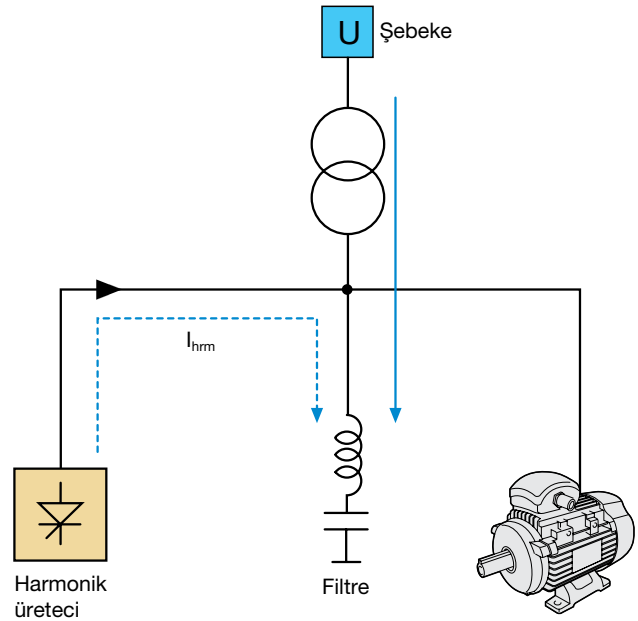
İndüktansın bu şekilde boyutlandırılmasıyla, endüktör-kapasitör bağlantısının empedansı ile (indüktif) şebeke endüktansının etkileşimi, şebekede bulunan gerilim ve akım harmoniklerinin frekanslarında daha fazla rezonans durumu oluşturamaz.

8.4 Harmonik filtreler

Bir şebekedeki harmoniklerin etkilerini sınırlamak için kapasitör banklarını endüktörler ile beraber kullanılabilir. Esasen, kapasitör-endüktör kombinasyonu harmonikler için bir filtre oluşturur.

Daha önce rezonansın negatif etkilerinden kaçınmak için kapasitör ile seri şekilde endüktör eklenmesinin neden gerekli olduğu anlatılmıştı. Benzer bir mantık uygulayarak, ortadan kaldırılacak akım harmoniğinin mertebesiyle aynı rezonans frekansı almak için düzgün bir şekilde boyutlandırılmış bir endüktör ve kapasitör kombinasyonunu şebekenin bir noktasına yerleştirmek mümkündür.

Bu şekilde, endüktör-kapasitör tertibatı tüm şebekeyi etkilemeden tertibatta dolaşacak ve ortadan kaldırılacak harmonik ile uyumlu çok düşük bir reaktans sunar.

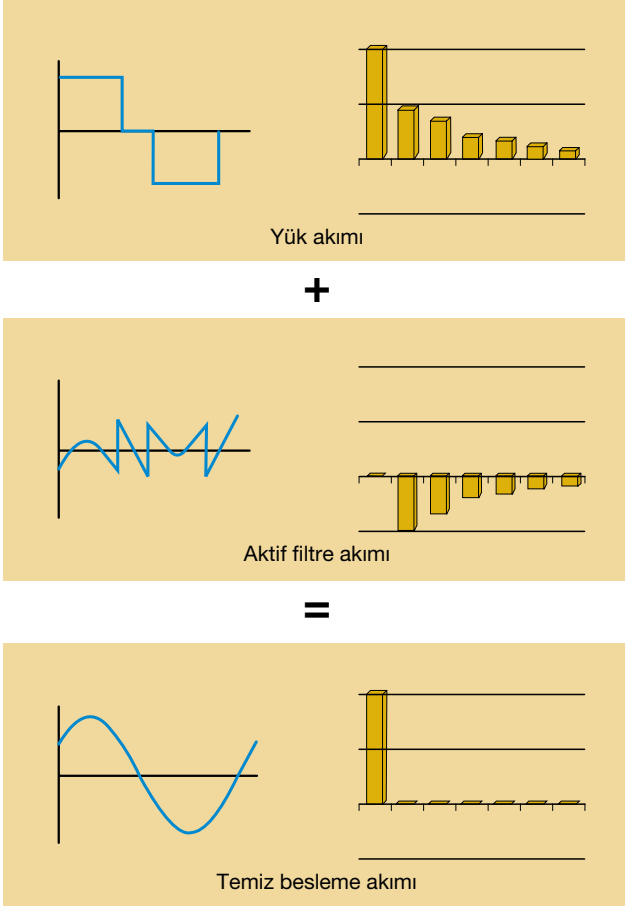


Bu yüzden *pasif filtre* isimli bu filtre, bir endüktörle seri bağlanmış bir kapasitör içerir ve böylece rezonans frekansı ortadan kaldırılacak harmoniğin frekansına tümüyle eşit olacaktır.

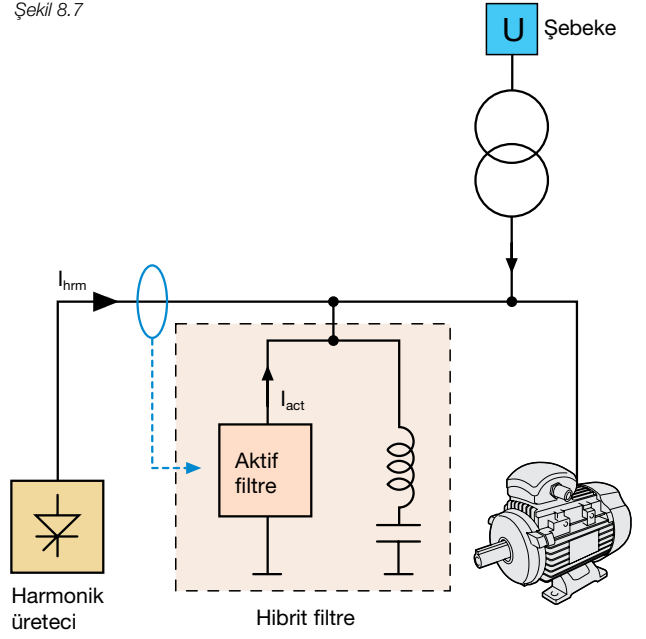
Filtrelenecek belirli bir harmoniğe göre ayrı ayrı tanımlanan pasif filtreler uygun maliyetlidir ve kolayca kurulup işleme sokulabilir.

Buna karşın *aktif filtreler* otomatik olarak geniş bir frekans aralığı içinde bir şebekedeki akım harmoniklerini ortadan kaldıracaktır. Güç elektroniği teknolojisi kullanarak, şebekede bulunanları nötrleyen bir harmonik sistemi enjekte edebilirler.

Aktif filtre düzinelerce harmoniği aynı anda filtreleme avantajına sahiptir ve boyutlandırılması için tasarım maliyetleri gerekmez.



Şekil 8.7



9 Kapasitör banklarının anahtarlanması ve korunması

9.1 Elektrik olaylarının anahtarlanması

Bir kapasitör bankının bağlantısı, bankın elektrik şarj olayları nedeniyle geçici bir elektriğe neden olur. Esasen, genliği kaynak yönündeki şebekenin ve bankın karakteristik özelliklerinin parametrelerinin bir fonksiyonu olan, yüksek frekansta (bir kısa süreli kısa devreye eşdeğer ilk anlarında) bir aşırı akım vardır. Ayrıca anahtarlama, arıza dalgası şebekede yayılan bir aşırı gerilimi belirtir.

Aşırı gerilimin varlığı, kapasitör bankı tarafından beslenen Q_c reaktif gücüne ve bankın kendisinin kurulum noktasına bağlıdır. Özellikle, iki önemli durum meydana gelebilir:

- S_r görünür gücüne sahip (sonsuz güce sahip bir şebeke tarafından sağlanan) bir transformatörün yük tarafında hemen kurulum ve $\%U_{cc}$ kısa devre gerilimi yüzdesine sahip. Bu durumda, değeri aşağıdaki gibi hesaplanabilen bir aşırı gerilim vardır¹:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{U_{cc} \%}{100} \cdot \frac{Q_c}{S_r} \quad [9.1]$$

- S_{cc} kısa devre gücüne sahip şebekedeki bir noktada kurulum. Bu durumda, aşırı gerilim şu ilişkiye göre değerlendirilir²:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{Q_c}{S_{cc}} \quad [9.2]$$

Anahtarlama anında bulunabilen aşırı akımlar, kaynak yönündeki şebekenin indüktansının yanı sıra bağlı kapasitör banklarının sayısına bağlıdır.

¹ Gerilim değişimi şu şekilde elde edilir:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_n^2}$$

Bir transformatörde sargının rezistansı, kaçak reaktansı ile karşılaştırıldığında ihmal edilebilir ve bu demektir ki:

$$X_{cc} \approx Z_{cc}$$

Olduğundan:

$$U_{cc} \% = Z_{cc} \% = \frac{Z_{cc}}{Z} \cdot 100 = \frac{Z_{cc}}{U_n^2} \cdot 100$$

gerilim değişimi şu şekilde açıklanabilir:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{X_{cc} \cdot Q}{U_n^2} \approx \frac{Z_{cc} \cdot Q}{U_n^2} = \frac{U_{cc} \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{Q}{U_n^2} = \frac{U_{cc} \%}{100} \cdot \frac{Q}{S_n}$$

buradan, anahtarlama sırasında kapasitör bankının Q_c reaktif gücünü Q ile değiştirerek, bankın kendisinin neden olduğu aşırı gerilim [9.1] ile elde edilebilir.

² Kaynak yönündeki şebeke indüktif olduğu sürece geçerlidir. Esasen, olduğundan:

$$S_{cc} = \frac{U_n^2}{X}$$

sonuç:

$$\frac{\Delta U}{U_n} \approx \frac{X \cdot Q}{U_n^2} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \cdot \frac{Q}{U_n^2} = \frac{Q}{S_{cc}}$$

Ayrı bir bank durumunda, bağlantı akımının tepe noktası, kaynak yönündeki şebekenin I_{cc} kısa devre akımına oldukça bağlıdır; şebekenin tipik L_0 indüktansından etkilenmiştir, ilişkiye göre:

$$L_0 = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \omega \cdot I_{cc}} \quad [9.3]$$

IEC 62271-100 ve IEC 60831-1 standartları, ani akım tepe noktası hesaplanması için formülleri verir. Bu durumda, sonuç:

$$i_p = U_n \cdot \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C}{L_0 + L}} \approx U_n \cdot \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C}{L_0}} \approx I_{cn} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot S_{cc}}{Q_c}} \quad [9.4]$$

kapasitör banklarının bağlantı indüktansı, kaynak yönündeki şebekenin indüktansından çok daha düşüktür $L \ll L_0$. Genel olarak, tesisatlarda, akımın tepe noktası değeri kapasitör bankları için belirlenen maksimum değeri aşmaz (bankın nominal akımının 100 katı); eğer tepe noktası değeri böyle bir maksimum değeri aşarsa veya anahtarlama cihazlarının düzgün çalıştırılmasını sağlamak için indirgenmesi gerekiyorsa, kapasitör bankı ile seri bağlı sınırlama indüktanslarının kullanımı zorunlu olacaktır³.

Bir veya daha çok bank hali hazırda enerji verilmiş haldeyken bir bankın bağlanması durumunda her biriyle seri halde sınırlama indüktansı sağlanması gerekir; çünkü hali hazırda çalışan bank(lar)dan bağlanan banka ani bir güç aktarımı olacağından tepe akım değeri çok daha yüksek olacaktır. Yukarıda bahsedilen standartlarda, tepe noktası değerlerinin hesaplanması için verilen ilişkiler sırasıyla:

- bir bank hali hazırda bağlıyken bağlantı

$$i_p = U_n \cdot \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C_1 \cdot C}{C_1 + C} \cdot \frac{1}{L_1 + L}} \quad [9.5]$$

Eğer $L_1 = L$ ve $C_1 = C$ ise:

$$i_p = U_n \cdot \sqrt{\frac{C}{6 \cdot L}} \quad [9.6]$$

- n sayıda bank hali hazırda bağlıyken bağlantı:

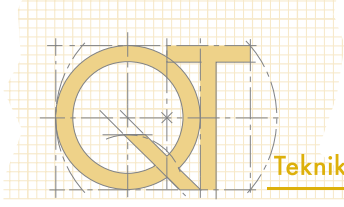
$$L' = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \dots + \frac{1}{L_n}} \quad [9.7]$$

Eğer $L_1 = L_2 = \dots = L$ ve $C_1 = C_2 = \dots = C_n = C$ ise:

$$i_p = U_n \cdot \frac{n}{n+1} \cdot \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{C}{L}} \quad [9.8]$$

Kullanılan sınırlama indüktansları, manyetik çekirdek olmadan genelde havadadır ve daha sıklıkla kullanılan değerler: 50, 100 veya 150 μ H.

³ Buna karşılık, güç faktörü düzeltmek için bir kapasitör, kompanse etmesi gereken yükte beraber açıldığında (örneğin bir motor gibi), kapasitör akımı motor tarafından çekilen akımın indüktif bileşeni tarafından kompanse edildiğinden bir problem yaşanmaz.



9.2 Anahtarlama ve koruma

Güç faktörü düzeltme için bir sistem, esasen şunlardan oluşur:

- koruyucu bir cihaz;
- bir anahtarlama cihazı (kontaktör);
- uygun bir şekilde bağlanmış bir veya daha fazla kapasitör;
- kapasitör deşarjı için dirençler.

Otomatik kompanzasyon sistemi durumunda, kapasitörlerin açılıp kapanması için ayrıca bir kontrol istasyonu birimi.

9.2.1 Koruyucu cihazın seçimi

Kapasitör banklarının korunması için kullanılan cihazlar, aşağıdaki gereksinimleri karşılayacaktır ve:

1. kapasitör banklarının bağlanıp ayrılması sırasında ortaya çıkan geçici akımlara dayanacaktır. Özellikle, termik manyetik ve elektronik açma ünitelerinin anlık korumaları ani akımlara bağlı olarak açma yapmayacaktır;
2. gerilim harmonikleri ve nominal kapasitans değerindeki toleransa bağlı olarak periyodik veya sürekli aşırı akımlara dayanacaktır;
3. herhangi bir harici anahtarlama cihazı ile koordine edilecektir (kontaktörler).

Ayrıca, devre kesicinin kapama ve kesme kapasitesi, tesisatın kısa devre düzeyine uygun olacaktır.

IEC 60831-1 ve IEC 60931-1 standartları şunları belirtir:

- kapasitörler, I_{cn} nominal akımından %30'a kadar yüksek bir r.m.s. akım değeri ile sabit durum koşulları altında çalışabileceklerdir (bu, şebekedeki gerilim harmoniklerinin olası varlığı sebebiyledir);
- 100 kvar'a kadar banklarında %10 ve 100 kvar'ı aşan banklarda kapasitans %5'lik bir toleransa izin verilir (Yukarıda anlatılan standartlarında Değişiklik 1).

Bu nedenle bir kapasitör bankı maksimum I_{cmax} akımı emebilir:

$$Q_c \leq 100 \text{ kvar} \rightarrow I_{cmax} = 1.3 \cdot 1.1 \cdot \frac{Q_c}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1.43 \cdot I_{cn} \quad [9.9]$$

$$Q_c > 100 \text{ kvar} \rightarrow I_{cmax} = 1.3 \cdot 1.05 \cdot \frac{Q_c}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1.365 \cdot I_{cn}$$

burada:

- Q_c reaktif güç;
- U_n nominal hat-hat gerilimi;
- I_{cn} nominal akımdır.

Sonuç olarak, kapasitör bankının nominal reaktif gücüne bağlı olarak, aşırı yüke karşı doğru korumayı sağlar:

- Devre kesicinin nominal akımı yukarıda belirtilen değerlerden daha yüksek olacaktır;
- aşırı yük korumasının ayarı, verilen değerlere eşit olacaktır.

Bir kapasitör bankının bağlantısı, kısa devre durumunda çalıştırmayla karşılaştırılabilir olarak, yüksek frekansta (1 ila 15 kHz), kısa süreli (1 ila 3 ms), yüksek tepe noktali (25 ila $200 \cdot I_{cn}$) geçici akımlar ile ilişkilidir.

Kapasitör bankının korunması için:

- devre kesici yeterli kapama kapasitesine sahip olacaktır;
- kısa devreye karşı anlık koruma ayarı, istenmeyen açmaya neden olmayacaktır.

Genellikle ikinci koşula uyulur:

- termal manyetik açma birimleri için, I_3 manyetik koruma değerini en az $10 \cdot I_{cmax}$ olarak ayarlayarak.

$$I_3 \geq 10 \cdot I_{cmax} \quad [9.10]$$

- elektronik açma birimleri için, kısa devreye karşı ani korumayı KAPALI (OFF) olarak ayarlayarak ($I_3 = \text{OFF}$).

9.2.2 Anahtarlama cihazının (kontaktör) seçimi

Kapasitörler ve kapasitör bankları genelde düzgün bir şekilde çalıştırmak üzere seçilen bir kontaktör ile anahtarlansın; daha doğrusu, kontaktör buna göre boyutlandırılır.

- Kapasitör bankının I_{cmax} değerine eşit bir akıma dayanabilir;
- hasarsız bir şekilde kapasitörlerin ani akımına dayanabilir.

Ayrıca kontaktör, bir koruma cihazı ile kısa devreye karşı korunmalıdır.

9.2.3 Kapasitör seçimi

Kapasitör, güç faktörünü istenen değere kadar artırmak için gerekli reaktif gücü sağlar.

Bir kapasitörün kendi isim levhasında bildirilen özellikleri şunlardır:

- nominal gerilim U_n ;
- nominal frekans f ;
- reaktif güç Q_c , kvar cinsinden ifade edilir (kapasitör bankının reaktif gücü).

Dikkat etmek gerekir ki servis gerilimindeki reaktif güç, etikette verilen ve nominal gerilimde ifade edilen nominal güçten farklıdır; aşağıdaki formül, bir kapasitör veya kapasitör bankının etkin gücünü hesaplamaya yarar:

$$Q_{\text{resa}} = Q_c \cdot \left(\frac{U_e}{U_n} \right)^2 \quad [9.11]$$

burada:

- Q_c , U_n anma gerilimindeki reaktif güçtür;
- Q_c , U_e servis gerilimindeki efektif güçtür;

Örneğin, 500 V'de 100 kvar nominal reaktif güce sahip bir kapasitör 400 V'de 64 kvar güç sağlar.

Plaka üzerindeki verilerden, kapasitörün karakteristik parametrelerinin elde edilmesi mümkündür:

Tek-fazlı devre

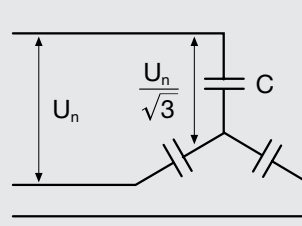
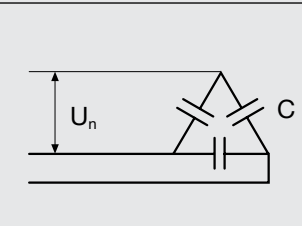
Tablo 9.1

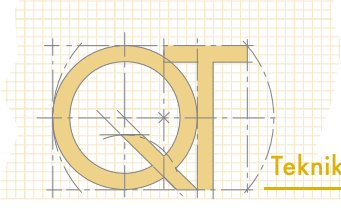
Anma akımı	$I_{cn} = \frac{Q_c}{V_n}$
Reaktans	$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C}$
Kapasitans	$C = \frac{1}{\omega \cdot X_c} = \frac{Q_c}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_n^2}$

Üç-fazlı devre

Üç fazlı devrede, kapasitörler yıldız veya üçgen bağlantılı olabilir; aşağıdaki tablo, bağlantı yöntemine göre güç ve anma akımı değerlerini göstermektedir.

Tablo 9.2

	Anma akımı (faz)	Kapasitör banklarındaki akım	Güç
	$I_{cn} = \omega \cdot C \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}$	$I_c = I_{cn}$	$Q_c = \sqrt{3} \cdot I_{cn} \cdot U_n = \omega \cdot C \cdot U_n^2$
	$I_{cn} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot U_n$	$I_c = \omega \cdot C \cdot U_n$	$Q_c = \sqrt{3} \cdot I_{cn} \cdot U_n = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot U_n^2$



9.2.4 Kapasitörlerin deşarjı

Bir kapasitörün kurulumu yapılırken, kapatılma anında deşarj yaptığından emin olmak gerekir, böylece terminallerinde insanlar ve eşyalar için tehlikeli olabilecek bir gerilimin varlığı önlenir.

IEC 60252-2 standardıyla uyumlu olarak, özellikle kapasitörler motor sargılarına bağlı olup deşarj rezistansı işlevi gördüğünde, motorların güç faktörü düzeltmesi için deşarj cihazlarına ihtiyaç yoktur. Deşarj cihazı sağlandığında, kapasitör terminallerindeki gerilimi kapasitörün kapatılma anından 1 dakika içinde nominal gerilimin tepe değerinden 50 V veya daha az bir değere düşürecektir. Bir deşarj cihazı, bazen güvenlik nedeniyle değil de kapasitördeki aşırı gerilmeyi engellemek üzere nitelendirilebilir: bu, bağlı olmayıp hâlâ yüklü olan bir kapasitör farklı kutuptaki diğer bir kapasitöre tekrar bağlandığında meydana gelebilir.

IEC 60364-5-55 standardı (madde 559.8) 0.5 uF'yi aşan toplam kapasitansa sahip kompanzasyon kapasitörlerinin deşarj dirençlerinin kullanımını belirler (400 V'de 75/25 kvar, yıldız/üçgen bağlantı ile).

Dirençlerin, kapasitör şebekeden çıkartıldıktan sonra kapasitörün levhaları üzerindeki artık yükü kısa bir süre içinde sıfırlama görevi vardır. Besleme gerilimi ne olursa olsun, 0.5 kvar'ı aşan güce sahip tüm kapasitörler için deşarj direnci sağlamak adına iyi bir kuraldır.

IEC 60252-2 standardıyla uyumlu olarak, IEC 60831-1 madde 22 'Her kapasitör birimi ve/veya bankı, her birimi U_n nominal geriliminin $\sqrt{2}$ katı bir başlangıç tepe geriliminden 75 V veya daha düşüğe 3 dakika içinde deşarj etmeyen yarayan bir araçla temin edilecektir.' Bazı ülkelerde küçük deşarj süreleri ve gerilimlerinin gerekli olduğuna dikkat edilmelidir.

Tek fazlı bir birimde veya çok fazlı bir birimin bir fazında deşarj direnci şu şekilde verilir:

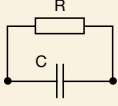
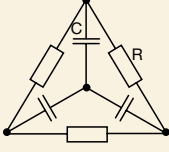
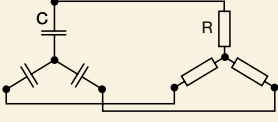
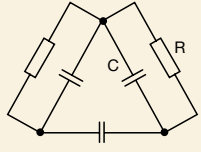
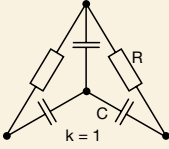
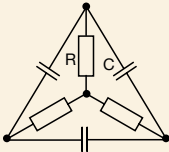
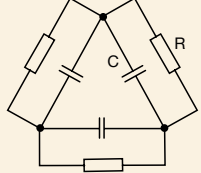
$$R \leq \frac{t}{k \cdot C \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{2} \cdot U_n}{U_r} \right)} \quad [9.12]$$

burada:

- R, [Ω] cinsinden deşarj rezistansdır;
- t, $\sqrt{2} U_n$ 'den U_r 'ye, [s] cinsinden deşarj süresidir;
- U_n , [V] cinsinden nominal gerilimdir;
- U_r , [V] cinsinden kabul edilen artık gerilimdir⁴;
- k, dirençlerin kapasitör birimlerine bağlantı yöntemine bağlı olan bir katsayıdır, bkz. Tablo 9.3;
- C, kapasitör bankının kapasitansdır [F].

IEC 60831-1 standartlarına uyum sağlamak için yukarıdaki formüle $t = 180$ s ve $U_r = 75$ V konmalıdır.

Tablo 9.3

Bağlantı şekli	k
	1
	$\frac{1}{3}$
	1
	3
	1
	3
	1

⁴ Enerji verme anında, artık gerilim nominal gerilimin %10'unu geçmemelidir.

10 ABB çözümleri

10.1 Devre kesiciler

ABB, aşırı yüklerle ve kapasitör bankalarının bağlantı kesilmelerine karşı koruma için aşağıdaki tiplerdeki kompakt tip ve açık tip devre kesicileri sunar.

10.1.1 Kompakt tip devre kesiciler Tmax T

Tmax T serisi üç fazlı kompakt tip devre kesiciler, IEC 60947-2 standardıyla uyumlu olup termomanyetik veya elektronik koruma ünitesiyle donatılmışlardır ve de 1.6 A ila 1600 A uygulama aralığı ve 400 V'da 10 kA ila 200 kA kesme kapasitesine sahiptirler.

Mevcut kompakt tip devre kesiciler:

- Tmax T1, T2, T3, T4 devre kesiciler: ayarlanabilir termal eşik ($I_1=0.7..1xI_n$) ve sabit manyetik eşığe ($I_3=10xI_n$) sahip TMD tipi termomanyetik koruma ünitesiyle donatılmış;
- Tmax T4, T5, T6, T7 devre kesiciler: ayarlanabilir termal

($I_1=0.7..1xI_n$) ve manyetik eşığe ($I_3=5..10xI_n$) sahip TMA tipi termomanyetik koruma ünitesiyle donatılmış;

- Tmax T2, T4, T5, T6 devre kesiciler: PR221DS tipi elektronik koruma ünitesiyle donatılmış;
- Tmax T4, T5, T6 devre kesiciler, PR222DS/P, PR222DS/PD ve PR223DS tipi elektronik koruma ünitesiyle donatılmış;
- Tmax T7 devre kesiciler: PR231/P, PR232/P, PR331/P ve PR332/P tipi elektronik koruma ünitesiyle donatılmış.



Farklı tiplerde elektronik koruma ünitesiyle sahip kompakt tip devre kesiciler için kullanılabilir nominal akımlar

	In [A]	10	25	63	100	160	250	320	400	630	800	1000	1250	1600
PR221DS	T2	■	■	■	■	■								
	T4				■	■	■	■						
	T5							■	■	■	■	■		
	T6									■	■	■	■	
PR222DS/P	T4				■	■	■	■						
PR222DS/PD	T5						■	■	■	■				
PR223DS	T6									■	■	■		
PR231/P PR232/P PR331/P PR332/P	T7								■	■	■	■	■	■

Kapasitör bankalarının koruması için Tmax T kompakt tip devre kesicilerinin karakteristik özellikleri

	[A]	T1			T2						T3	
		B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S
Nominal kesintisiz akım I _n	[A]	160			160						250	
Nominal çalışma gerilimi U _e	[V]	690			690						690	
Nominal darbe dayanım gerilimi U _{imp}	[kV]	8			8						8	
Nominal yalıtım gerilimi U _i	[V]	800			800						800	
1 dak boyunca endüstriyel frekansta test gerilimi	[V]	3000			3000						3000	
Nominal maksimum kısa devre kesme kapasitesi I _{cu}		B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S
220-230V 50-60Hz	[kA]	25	40	50	25	40	65	85	100	120	50	85
380-400-415V 50-60Hz	[kA]	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50
440V 50-60Hz	[kA]	10	15	22	10	15	30	45	55	75	25	40
500V 50-60Hz	[kA]	8	10	15	8	10	25	30	36	50	20	30
690V 50-60Hz	[kA]	3	4	6	3	4	6	7	8	10	5	8
Kullanım kategorisi (IEC 60947-2)		A			A						A	
İzolasyon davranışı		■			■						■	
Koruma üniteleri: termomanyetik												
T ayarlanabilir, M sabit	TMD	■			■						■	
T ayarlanabilir, M ayarlanabilir (5..10 x I _n)	TMA	-			-						-	
elektronik												
PR221DS		-			■						-	
PR222DS		-			-						-	
PR223DS		-			-						-	
PR231/P		-			-						-	
PR232/P		-			-						-	
PR331/P		-			-						-	
PR332/P		-			-						-	
Değiştirilebilirlik		-			-						-	
Versiyonlar		F			F-P						F-P	

(1) I_{cw} = 5kA - (2) I_{cw} = 7.6kA (630A) - 10kA (800A) - (3) sadece T7 800/1000/1250A için - (4) I_{cw} = 20kA (tip S,H,L) - 15kA (tip V)

İki tipolojide termomanyetik koruma ünitesine sahip Tmax T devre kesiciler için kullanılabilir nominal akımlar

In [A]	T1 160	T2 160	T3 250	T4 250-320		T5 400-630	T6 630-800
	TMD	TMD	TMD	TMD	TMA	TMA	TMA
1.6		■					
2		■					
2.5		■					
3.2		■					
4		■					
5		■					
6.3		■					
8		■					
10		■					
12.5		■					
16	■	■					
20	■	■		■			
25	■	■					
32	■	■		■			
40	■	■					
50	■	■		■			
63	■	■	■				
80	■	■	■		■		
100	■	■	■		■		
125	■	■	■		■		
160	■	■	■		■		
200			■		■		
250			■		■		
320						■	
400						■	
500						■	
630							■
800							■

Ayarlanabilir termal ve sabit manyetik eşişe sahip termomanyetik koruma ünitesi TMD
Ayarlanabilir termal ve manyetik eşişe sahip termomanyetik koruma ünitesi TMA

T4					T5					T6				T7			
250/320					400/630					630/800/1000				800/1000/1250/1600			
690					690					690				690			
8					8					8				8			
1000					1000					1000				1000			
3500					3500					3500				3500			
N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	S	H	L	V ⁽³⁾
70	85	100	200	200	70	85	100	200	200	70	85	100	200	85	100	200	200
36	50	70	120	200	36	50	70	120	200	36	50	70	100	50	70	120	150
30	40	65	100	180	30	40	65	100	180	30	45	50	80	50	65	100	130
25	30	50	85	150	25	30	50	85	150	25	35	50	65	50	50	85	100
20	25	40	70	80	20	25	40	70	80	20	22	25	30	30	42	50	60
A					B (400A) ⁽¹⁾ - A (630A)					B (630A-800A) ⁽²⁾ - A (1000A)				B ⁽⁴⁾			
■					■					■				■			
■ (50A'ya kadar)					-					-				-			
■ (250A'ya kadar)					■ (500A'ya kadar)					■ (800A'ya kadar)				-			
■					■					■				-			
■					■					■				-			
■					■					■				-			
-					-					-				■			
-					-					-				■			
-					-					-				■			
-					-					-				■			
■					■					■				■			
F-P-W					F-P-W					F-W				F-W			

10.1.2 Yeni seri kompakt tip devre kesiciler SACE Tmax XT

Ek olarak ABB, 250A'ya kadar yeni seri SACE Tmax XT kompakt tip devre kesicileri sunar.

PV tesisatlarının AC kısmının korunması için aşağıdaki devre kesiciler mevcuttur:

- XT1 160 ve XT3 250 devre kesiciler: ayarlanabilir termal eşik ($I_1=0.7..1 \times I_n$) ve sabit manyetik eşığe ($I_3=10 \times I_n$) sahip TMD tipi termomanyetik koruma ünitesiyle donatılmış;

- XT2 160 ve XT4 250 devre kesiciler: ayarlanabilir termal eşığe ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) ve 40 A için $8..10 \times I_n$, 50 A için $6..10 \times I_n$ ve $\geq 63A$ için $5..10 \times I_n$ aralığında I_3 manyetik eşığe sahip TMA tipi termomanyetik koruma ünitesi ($I_n \geq 40A$ için) ile donatılmış veya %160 artmış nötre sahip Ekip elektronik koruma ünitesiyle donatılmış.

Kapasitör banklarının korunması için SACE Tmax XT kompakt tip devre kesicilerinin karakteristik özellikleri

		XT1					XT2					XT3			XT4				
Boyut	[A]	160					160					250			160/250				
Kutuplar	[Nc]	3/4					3/4					3/4			3/4				
Nominal çalışma gerilimi, Ue	[V] (AC) 50-60 Hz	690					690					690			690				
Nominal darbe dayanım gerilimi, Uimp	[kV]	8					8					8			8				
Nominal yalıtım gerilimi, Ui	[V]	800					1000					800			1000				
Nominal maksimum kısa devre kesme kapasitesi, Icu		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V	
(AC) 240V 50-60Hz	[kA]	25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	85	100	150	200	
(AC) 380V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	200	36	50	36	50	70	120	150	
(AC) 415V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150	
(AC) 440V 50-60Hz	[kA]	15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	25	40	36	50	65	100	150	
(AC) 500V 50-60Hz	[kA]	8	18	30	36	50	30	36	50	60	70	20	30	30	36	50	60	70	
(AC) 525V 50-60Hz	[kA]	6	8	22	35	35	20	25	30	36	50	13	20	20	25	45	50	50	
(AC) 690V 50-60Hz	[kA]	3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	5	8	10	12	15	20	25 (90) ⁽¹⁾	
Kullanım Kategorisi (IEC 60947-2)		A					A					A			A				
İzolasyon davranışı		■					■					■			■				
Koruma üniteleri	termomanyetik																		
	T ayarlanabilir, M sabit	TMD					■ (32A'ya kadar)					■			■ (32A'ya kadar)				
	T ayarlanabilir, M ayarlanabilir	TMA					■					-			■				
	sadece manyetik	MF/MA					-					■			■				
	elektronik Ekip	-					■					-			■				
Değiştirilebilir		-					■					-			■				
Versiyonlar		F-P					F-P-W					F-P			F-P-W				

⁽¹⁾ 90kA@690V sadece XT4 160 için.

Kısa bir süre içinde mevcut olacak ABB SACE'ye sorunuz.



Ekip elektronik koruma ünitesine sahip SACE Tmax XT kompakt tip devre kesiciler için kullanılabilir nominal akımlar

	In [A]	10	25	40	63	100	160	250
Ekip	XT2	■	■		■	■	■	
	XT4			■	■	■	■	■

Manyetik koruma ünitesi tipolojilerine sahip SACE Tmax XT kompakt tip devre kesiciler için kullanılabilir nominal akımlar

	XT1 160	XT2 160			XT3 250		XT4 160-250	
In [A]	TMD	TMD/TMA	MF	MA	TMD	MA	TMD/TMA	MA
1			■					
1.6		■						
2		■	■					
2.5		■						
3.2		■						
4		■	■					
5		■						
6.3		■						
8		■						
8.5			■					
10		■						■
12.5		■	■					■
16	■	■					■	
20	■	■		■			■	■
25	■	■					■	■
32	■	■		■			■	■
40	■	■					■	
50	■	■					■	
52				■				■
63	■	■			■		■	
80	■	■		■	■		■	■
100	■	■		■	■	■	■	■
125	■	■			■	■	■	■
160	■	■			■	■	■	■
200					■	■	■	■
225								
250					■		■	

MF = sabit manyetik eşikli yalnız manyetik koruma ünitesi
 MA = ayarlanabilir eşikli yalnız manyetik koruma ünitesi
 TMD = ayarlanabilir termal ve sabit manyetik eşikli termomanyetik koruma ünitesi
 TMA = ayarlanabilir termal ve manyetik eşikli termomanyetik koruma ünitesi

10.1.3 Açık tip devre kesiciler Emax

Emax E1...E6 serisi açık tip devre kesiciler, IEC 60947-2 Standardıyla uyumlu olup 400 A ila 6300 A uygulama aralığına ve 400 V'de 42 kA ila 150 kA kesme kapasitesine sahiptir ve PR121/P, PR122/P ve PR123/P tipi elektronik koruma ünitesiyle donatılmıştır.

Emax X1 devre kesiciler, 400 A ila 1600 A uygulama aralığına ve 400 V'de 42 kA ila 65 kA kesme kapasitesine sahiptir ve PR331/P, PR332/P ve PR333/P tipi elektronik koruma ünitesiyle donatılmıştır.



Kapasitör banklarının koruması için Emax açık tip devre kesicilerinin karakteristik özellikleri

		E1		E2			E3				E4			E6		X1		
Nominal çalışma gerilimi Ue	[V]	690		690			690				690			690		690		
Nominal darbe dayanım gerilimi Uimp	[kV]	12		12			12				12			12		12		
Nominal yalıtım gerilimi Ui	[V]	1000		1000			1000				1000			1000		1000		
Nominal kesintisiz akım Iu		B	N	B	N	S	N	S	H	V	S	H	V	H	V	B	N	
	[A]	800	800	1600	1000	800	2500	1000	800	800	4000	3200	3200	4000	3200	630	630	
	[A]	1000	1000	2000	1250	1000	3200	1250	1000	1250		4000	4000	5000	4000	800	800	
	[A]	1250	1250		1600	1250		1600	1250	1600					6300	5000	1000	1000
	[A]	1600	1600		2000	1600		2000	1600	2000						6300	1250	1250
	[A]					2000		2500	2000	2500							1600	1600
	[A]							3200	2500	3200								
[A]								3200										
Nominal maksimum kısa devre kesme kapasitesi Icu																		
220-230-380-400-415V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	65	75	100	130	75	100	150	100	150	42	65	
440V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	65	75	100	130	75	100	150	100	150	42	65	
500V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	65	65	75	100	100	75	100	130	100	130	42	55	
690V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	65	65	75	85	100	75	85	100	100	100	42	55	
Nominal kısa devre dayanım akımı (1s) Icw	[kA]	42	50	42	55	65	65	75	75	85	75	85	100	100	100	42	42	
Kullanım kategorisi (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	
İzolasyon davranışı		■		■			■			■		■		■		■		
Versiyonlar		F-W		F-W			F-W				F-W			F-W		F-W		

Farklı tiplerde elektronik koruma ünitesine sahip devre kesiciler için kullanılabilir nominal akımlar

	In [A]	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
PR121/P PR122/P PR123/P	E1	■	■	■	■	■	■						
	E2	■	■	■	■	■	■	■					
	E3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	E4			■	■	■	■	■	■	■	■	■	
	E6			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PR331/P PR332/P PR333/P	X1	■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						

10.2 Kontaktörler

ABB, kapasitörün açılması sırasındaki tepe akım değeri ve kapasitör bankının gücüne göre üç farklı versiyonda kontaktör sunar.

- UA..RA 3-kutuplu kontaktör sınırsız tepe akımı ile;
- UA 3-kutuplu kontaktörler nominal akımın r.m.s değerinin 100 katına eşit veya düşük tepe akımı;
- A ve AF standart 3-kutuplu kontaktörler tek kapasitör bankı anahtarlama için nominal akımın r.m.s değerinin 30 katına eşit veya düşük tepe akımı;

10.2.1 UA..RA kontaktörler

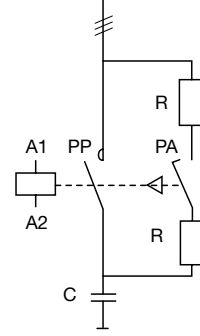
UA..RA kontaktörleri, tepe akımlarının nominal akımının r.m.s değerinin 100 katının çok üzerine çıktığı sistemlerde kullanılır. Kendi sönümlenme dirençleri ile komple teslim edilirler ve bu nedenle ek indüktanslar olmadan kullanılırlar. Kontaktörler kapanırken tekrar enerji verilmeden önce kapasitörlerin deşarj edilmesi gerekir (terminallerdeki maksimum artık gerilim ≤ 50 V).

$U_e < 500$ V için elektriksel ömrü 250.000 işlem ve 500 V $\leq U_e \leq 690$ V için elektriksel ömrü 100.000 işlemidir.

UA..RA kontaktörleri, kapasitör bankına enerji verilmesi sırasında birinci akım tepesini sınırlamak için devreye üç sönümlenme direncinin seri yerleştirilmesini sağlayan ve kapasitör ön şarjı sağlayarak ana kutupların kapanması üzerine ayrıca ikinci akım tepesini sınırlayan önde monte edilmiş özel bir blokla donatılmıştır.

Aşağıdaki şemada gösterildiği üzere, bobine enerji verildiğinde, PA erken kapanma yardımcı kontaktları, direnç seti üzerinden kapasitörü şebekeye bağlarlar.

Şekil 10.1



PP ana kutupları kapandığında, yardımcı kutupların açılması aşağıdaki diyagramda gösterildiği gibi dirençlerin kapatılmasıyla otomatik olarak gerçekleştirilir.



Kapasitör anahtarlama için UA..RA kontaktörleri (UA16RA...UA110RA)

Sönümlenme dirençlerinin bağlantısı kapasitör ve kontaktörü en yüksek ani akımlara karşı korur.



10.2.2 UA kontaktörler

UA kontaktörleri, ani akım tepe noktaları nominal akımın 100 katını aşmayan kapasitör banklarının anahtarlanması için kullanılır. Kapasitörler deşarj edilmelidir ve bu durumda elektriksel ömürleri 100000 çalışmaya karşılık gelir.

10.2.3 A ve AF kontaktörler

A ve AF kontaktörler, nominal akımın 30 katından küçük tepe akımları olan kapasitör bank anahtarlamaları için uygundur. Kontaktörler kapanırken kapasitörler tekrar enerji almadan önce deşarj edilmelidir ve bu durumda elektriksel ömürleri 100000 çalışmaya karşılık gelir.

Kapasitör anahtarlama için UA kontaktörleri (UA16...UA110)

İzin verilen maksimum tepe akımı $\hat{I} \leq$ kapasitör nominal akımının rms değerinin 100 katı.



Standart kontaktörler A ve AF (A12 ... A300 ve AF50 ... AF750)

İzin verilen maksimum tepe akımı $\hat{I} <$ kapasitör nominal akımının rms değerinin 30 katı.



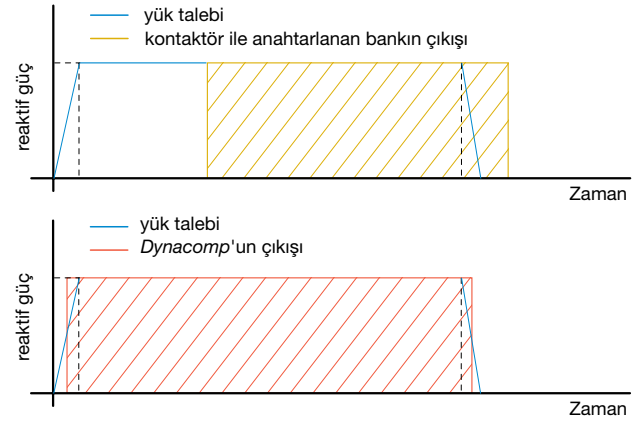
10.3 Otomatik kompensatörler

Otomatik güç faktörü düzeltme için ürün yelpazesinin içerdikleri:

- kapasitör banklarının anahtarlanması için kontaktörle donatılmış *APC serisi*, statik kompensatörler. Bu ürünler, ayarlama reaktörleri ile veya onlar olmadan mevcut olup yavaş değişen yüklerin güç faktörü düzeltmesi için ideal bir çözümdür. 0.7 indükttenden 0.7 kapasitife ayarlanmış güç faktörü 690 V'ye kadar bir nominal gerilim ile 25 ila 800 kvar reaktif güç üretebilirler.
- *Dynacomp serisi*, statik elektrik anahtarları ile şebekeye bağlı kapasitörler ve indüktörlerden oluşan statik kompensatörler. *Dynacomp* hızlı değişen bir yükün gereksinimlerine karşılık üzere tasarlanmıştır. 690V'ye kadar bir nominal gerilim ile, 400 kvar'a kadar bir reaktif güç üretebilirler.

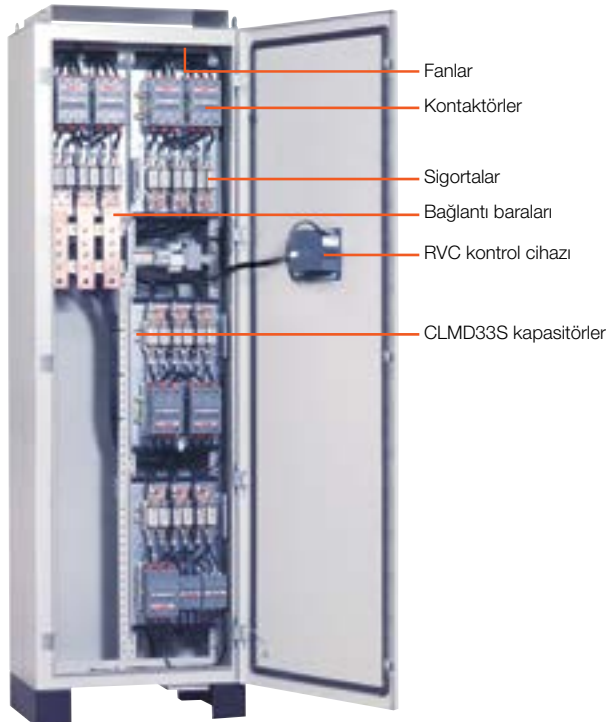
Dynacomp serisinde, antiparalel tristörler yüksek akım geçişler olmayacak şekilde anahtarlanırlar. Bunun yanı sıra, kontrol istenmeyen harmonikleri şebekede meydana getirmeyecek şekildedir. Konvansiyonel kapasitör bankları kapatma sırasında artık gerilimi sınırlamak için deşarj dirençleri ile donatılmışlardır.

Bu işlem birkaç saniye gerektirebilir; bu nedenle, özellikle de reaktif güç tüketimi sık sık değişen yüklerin varlığında, şebekeden reaktif güç gereksinimlerine yanıt çok yavaş olabilir. Buna karşılık, aşağıdaki iki grafikten de görülebileceği üzere, tristörler üzerinden kontrol ve kapama faaliyetlerinin kontrolü *Dynacomp*'ta reaktif güç talebine yanıt süresini sınırlar.

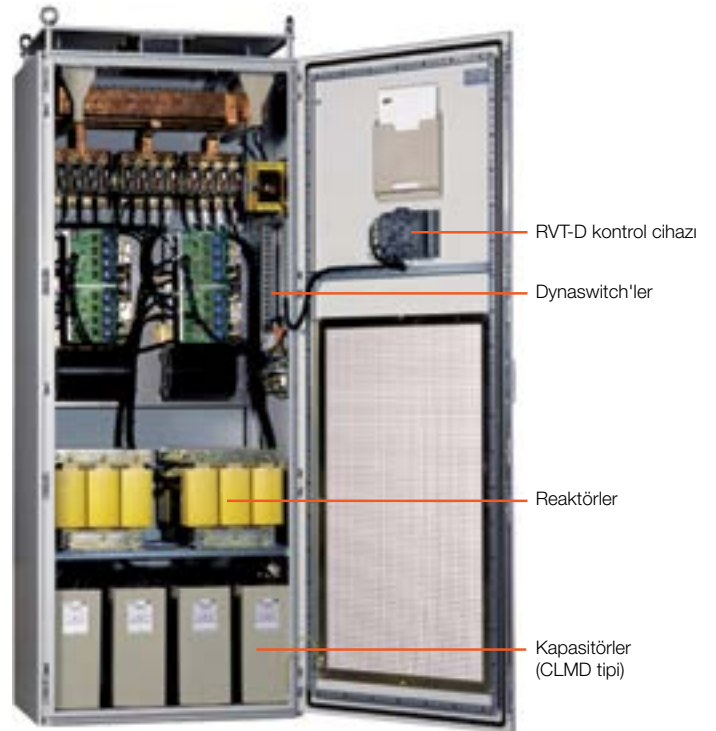


Şekilde gösterildiği üzere, *Dynacomp* kapasitörlerden, reaktörlerden, dynaswitchlerden ve elektronik kontrol sistemlerinden oluşur. Bu bileşenler, yardımcı cihazla beraber fabrikada monte ve test edilmiş bir sistem oluşturmak için bir pano içine kurulurlar.

APC



Dynacomp



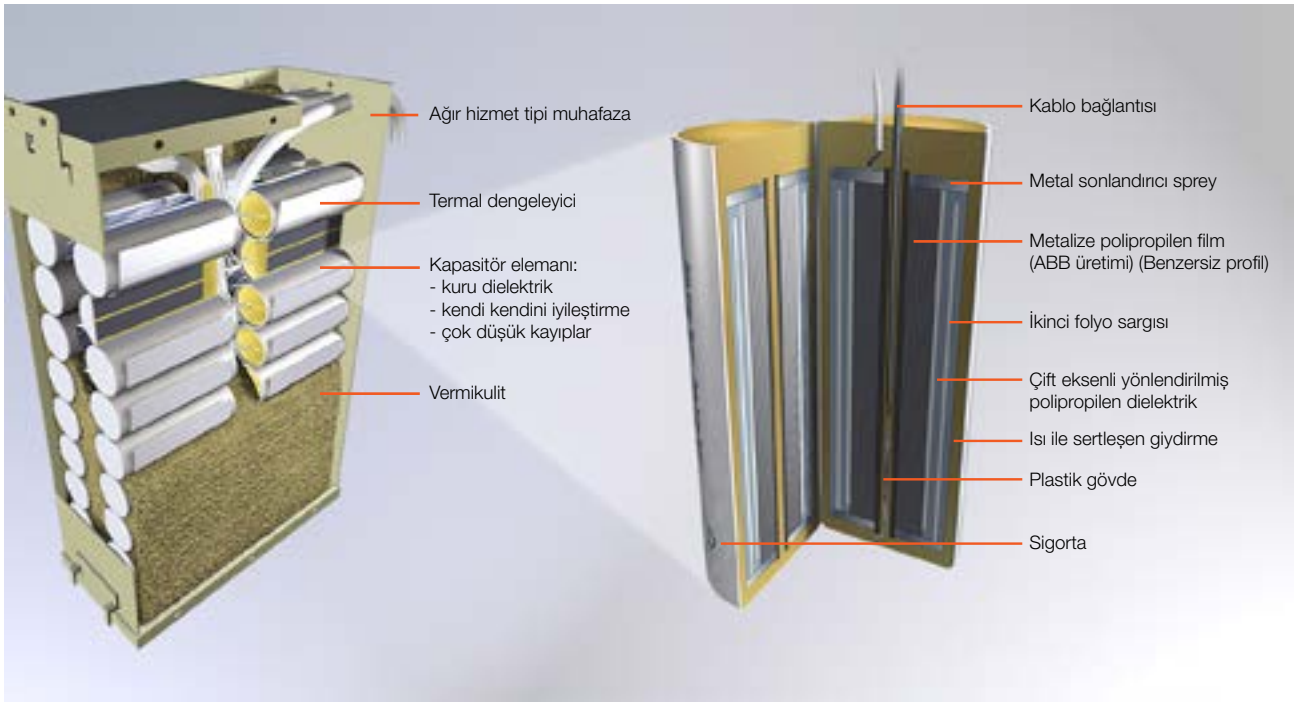
Geniş şebeke gerilim aralığı, esnek güç aralığı, modüler tasarım, ayarlama reaktörlerinin seçimi vb. özellikleri Dynacomp'u reaktif gücün hızlı ve yumuşak anahtarlanmasına ihtiyaç duyan tüm uygulamalar için ideal çözüm haline getirmektedir.

CLMD kondansatör belirli sayıdaki dielektrik metalize polipropilen film bobinlerinden oluşur. Deşarj dirençleriyle donatılmış olup (bir dakikada < 50 V) ilave deşarj direncine ihtiyaç duymadan kullanılabilirler.

Şu avantajları sunarlar: kuru tip tasarım sayesinde çevre için sızıntı ve kirlilik riski taşımaz. Metalize polipropilen film, yüksek gerilim dayanma kapasitesi ve mükemmel tepe akımı idare kapasitesi, olağanüstü kendini iyileştirme özellikleri, düşük kayıp ve yüksek kapasitans stabilitesi sağlar.

Hermetik plastik kutuda kapsüllü bu elemanlar elektriksel özelliklerini iyileştirme adına vakumlu işlem görmüş olup her biri ömrü sonunda devreden güvenli ve seçici bir şekilde ayrılmasını garanti eden koruyucu bir sistem ile donatılmıştır.

Son olarak, bu elemanlar, inert ve ateşe dayanıklı malzeme ile doldurulmuş bir sac çelik kutu içine yerleştirilir ve gerekli güç (tek veya üç fazlı) sabit gerilim/frekans değerlerinde sağlanacak şekilde bağlanır.



10.4 PQF aktif filtreleri

ABB aktif filtreleri (*Güç Kalitesi Filtreleri*) harmonik filtreleme, reaktif güç kompanzasyonu ve yük dengelemeden oluşan üçlü fonksiyonu gerçekleştirir.

PQF aktif filtreleri, büyük şebeke empedans değişimlerinden etkilenmeyerek, gerçek zamanlı olarak hat akımını izler ve ölçülen harmonikleri dijital sinyallere dönüştürür; bunlar, filtrelenecek bileşenlerin tam tersi faz ile dc kapasitörler üzerinden şebekeye harmonik akım enjekte eden IGBT güç modüllerine güç sağlayan PWM (*Darbe Genişlik Modülasyonu*) kontrol sinyalleri oluşturan dijital bir kontrol cihazı tarafından işlenir.

PQF aynı zamanda haberleşme özellikleri sağlar: esasında, mevcut müşteri haberleşme şebekesine bağlı olarak, dijital I/O kontaklardan Modbus RTU haberleşme arayüzüne kadar farklı çözümler mevcuttur.

Aşağıda iki şekilde çalışma prensibi gösterilmiştir.

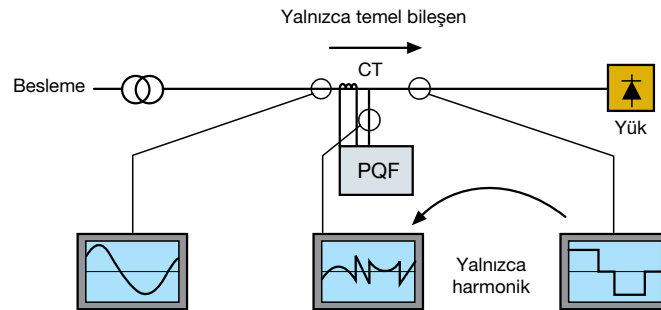
Yük dengeleme fonksiyonu üç faz üzerinden yük akımının eşit bir şekilde dağıtılmasını sağlayarak nötr akımı düşürür. Reaktif güç kompanzasyonu modu, hem indüktif hem de kapasitif yüklerin hedef güç faktörü değerlerine tam olarak kompanzesini sağlar.

Kapalı döngü kontrol sistemi, herhangi bir özel ölçüm cihazına ihtiyaç duymadan ilave bir doğru ve güvenilir çalıştırma avantajı sunar.

PQF aktif filtrelerin başlıca teknik avantajları:

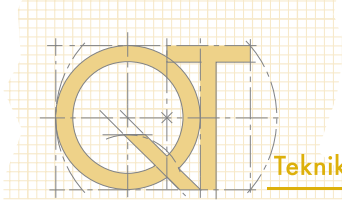
- aynı anda 20 harmoniğe kadar filtreleme
- ellinci harmoniğe kadar filtreleme;
- %97'den büyük harmonik azaltma faktörü;
- daha iyi bir hassasiyet için kapalı döngü kontrolü ile çalışma;
- şebeke empedans değişikliklerine otomatik adaptasyon;
- reaktif güç oluşturmada filtreleme;
- reaktif güç oluşturma ve güç faktörünün kontrolü;
- fazlar ve nötr boyunca yükün dengelenmesi.

Şekil 10.2



Şekil 10.3





PQF aktif filtrelerin aşağıdaki tipleri mevcuttur:

- **PQFI filtreler** – Ağır endüstriyel yükler için aktif filtreler. Sıfır bileşenli olmayan harmoniklerin filtrelenmesi ve yük dengeleme de dâhil olmak üzere reaktif güç kompanzasyonu için nötrlü veya nötrsüz üç fazlı ağlar için aktif filtreler. Şekil, ana bileşenleri ve ilgili temel teknik özellikleri ile PQFI'yi oluşturan kabini gösterir.

Bu filtreler aşağıdaki ana teknik özelliklere sahiptir:

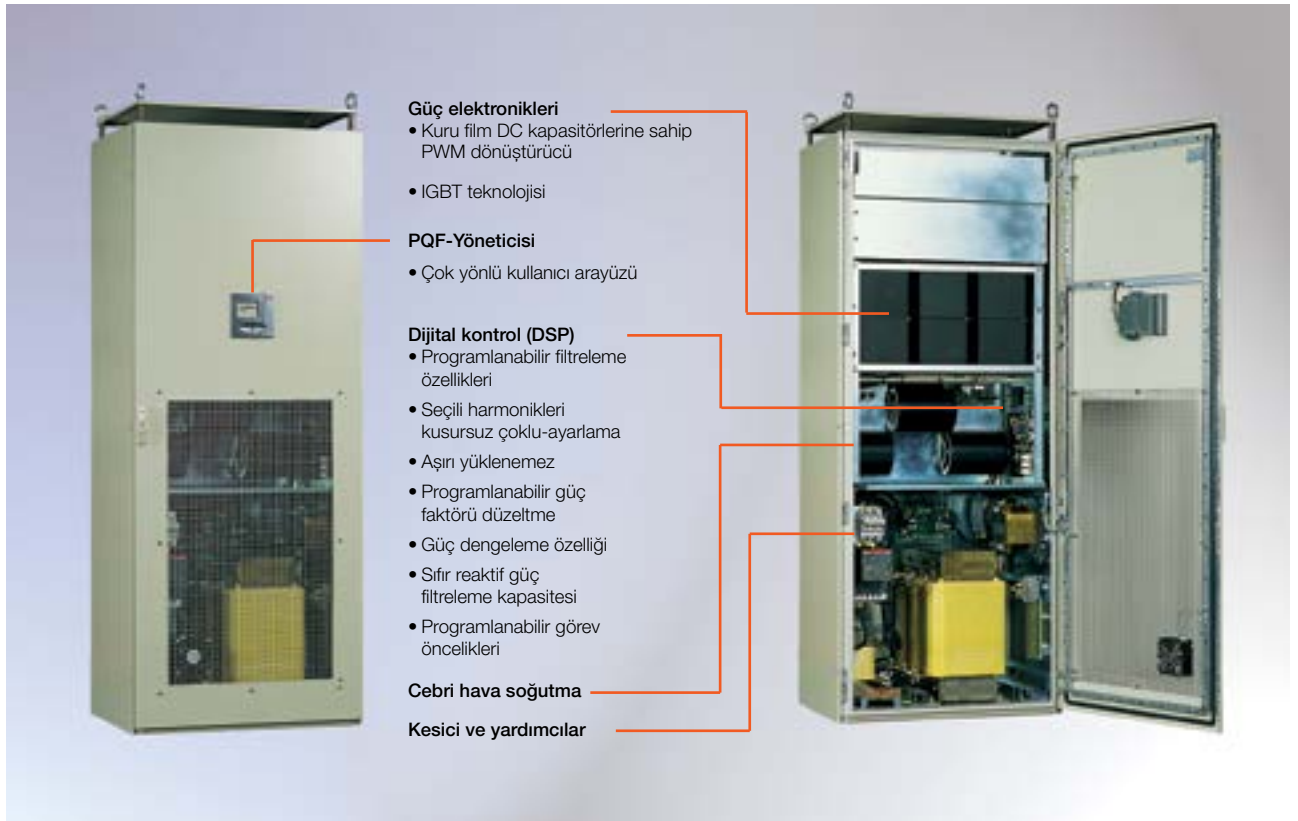
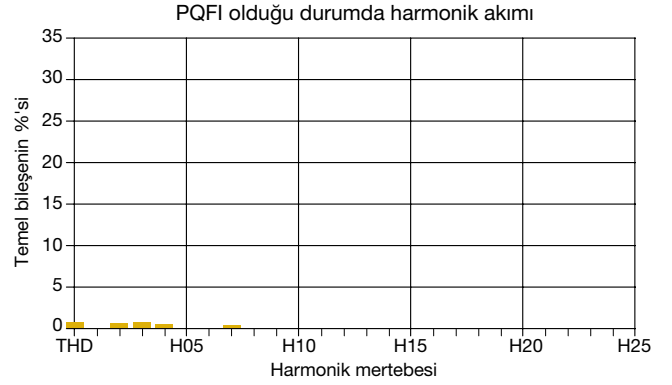
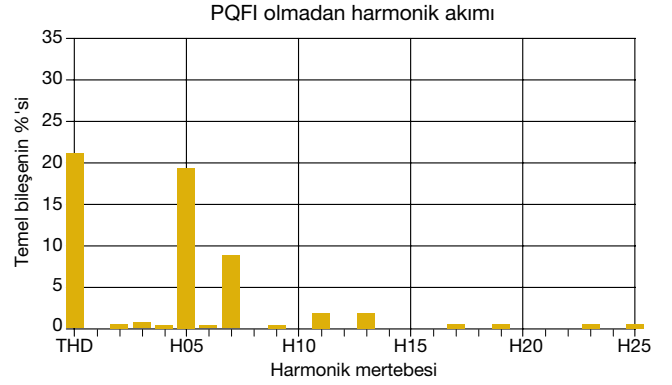
- Nominal akım:

208 V ≤ U ≤ 480 V	480 V ≤ U ≤ 690 V
250 A	180 A*
450 A	320 A*

* Eğer sistem gerilimi 600 V'den yüksekse, 30°C'nin üstündeki ortam sıcaklıkları için yük koşullarına göre PQFI ünitesinin akım değeri otomatik olarak kayba uğrayabilir.

- Filtrelenebilir harmonikler: ikinciden ellinci mertebeye seçilebilir 20 harmonik
- Reaktif güç: 0.6 kapasitiften 0.6 indüktife programlanabilir hedef kayma güç faktörü.

PQFI'li bir uygulamanın tipik sonucu



- **PQFM filtreleri** – Daha düşük kapasitedeki endüstriyel yükler için aktif filtreler. Sıfır bileşenli olmayan harmoniklerin filtrelenmesi ve yük dengeleme de dâhil olmak üzere reaktif güç kompanzasyonu için nötrlü veya nötrsüz üç fazlı şebekeler için aktif filtreler.

Bu filtreler aşağıdaki ana teknik özelliklere sahiptir:

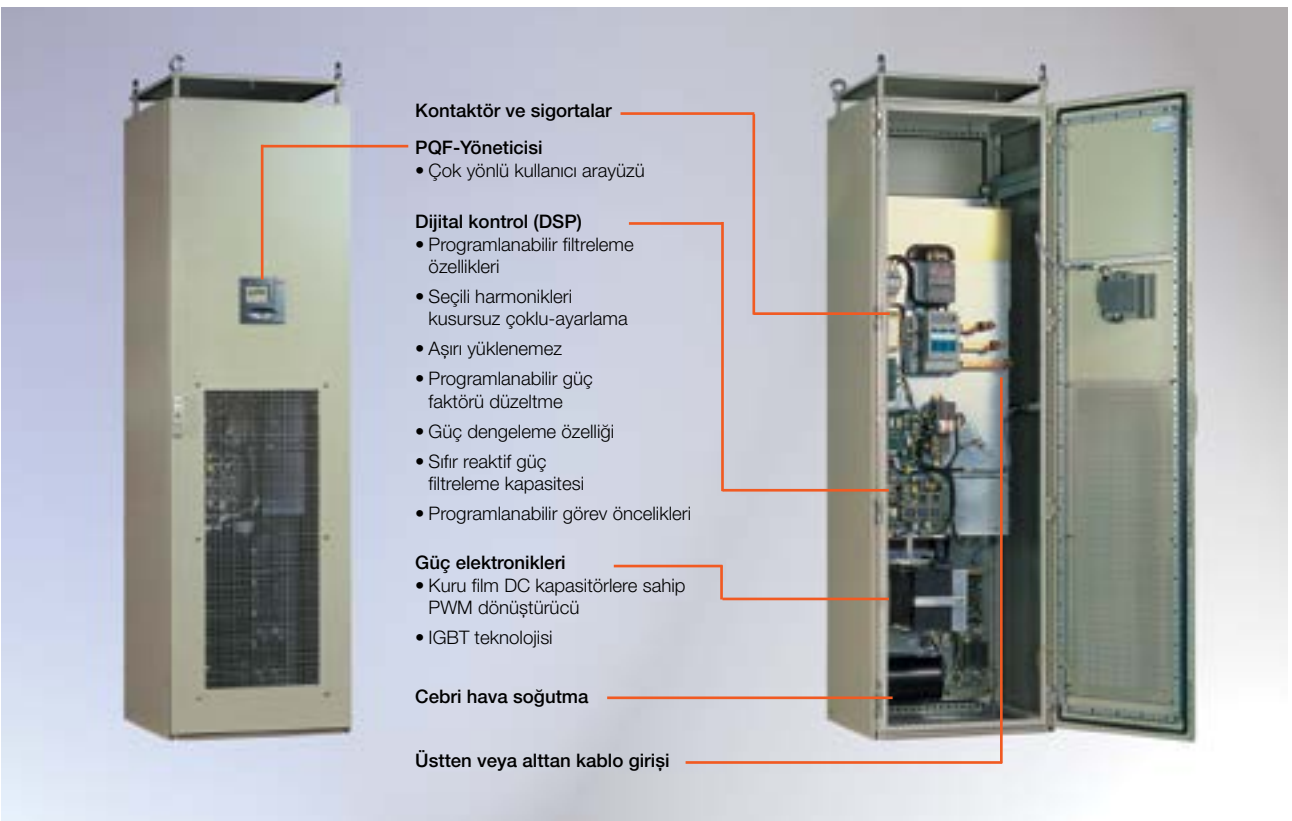
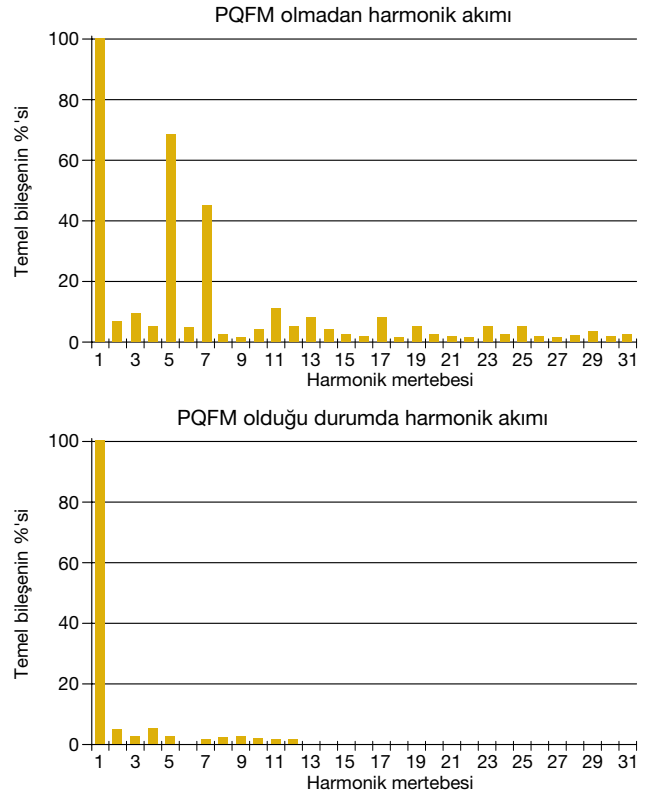
- Nominal akım:

208 V ≤ U ≤ 480 V	480 V ≤ U ≤ 690 V
70 A	100 A*
100 A	-
130 A	-
150 A	-

* Eğer sistem gerilimi 600 V'den yüksekse, 30°C'nin üstündeki ortam sıcaklıkları için yük koşullarına göre PQFM ünitesinin akım değeri otomatik olarak kayba uğrayabilir.

- Filtrelenebilir harmonikler: ikinciden ellinci mertebeye seçilebilir 20 harmonik
- Reaktif güç: 0.6 kapasitiften 0.6 indüktife programlanabilir hedef kayma güç faktörü.

PQFM'li bir uygulamanın tipik sonucu



- PQFK filtreler – Nötr sıfır bileşenli harmonik dâhil olmak üzere ticari yükler için aktif filtreler. Hem fazlar arası, hem fazlar ve nötr arası reaktif güç kompanzasyonu ve yük dengeleme için sıfır bileşenli harmonikler de dâhil olmak üzere harmoniklerin filtrelenmesi için nötrlü veya nötrsüz üç fazlı şebekeler için aktif filtreler.

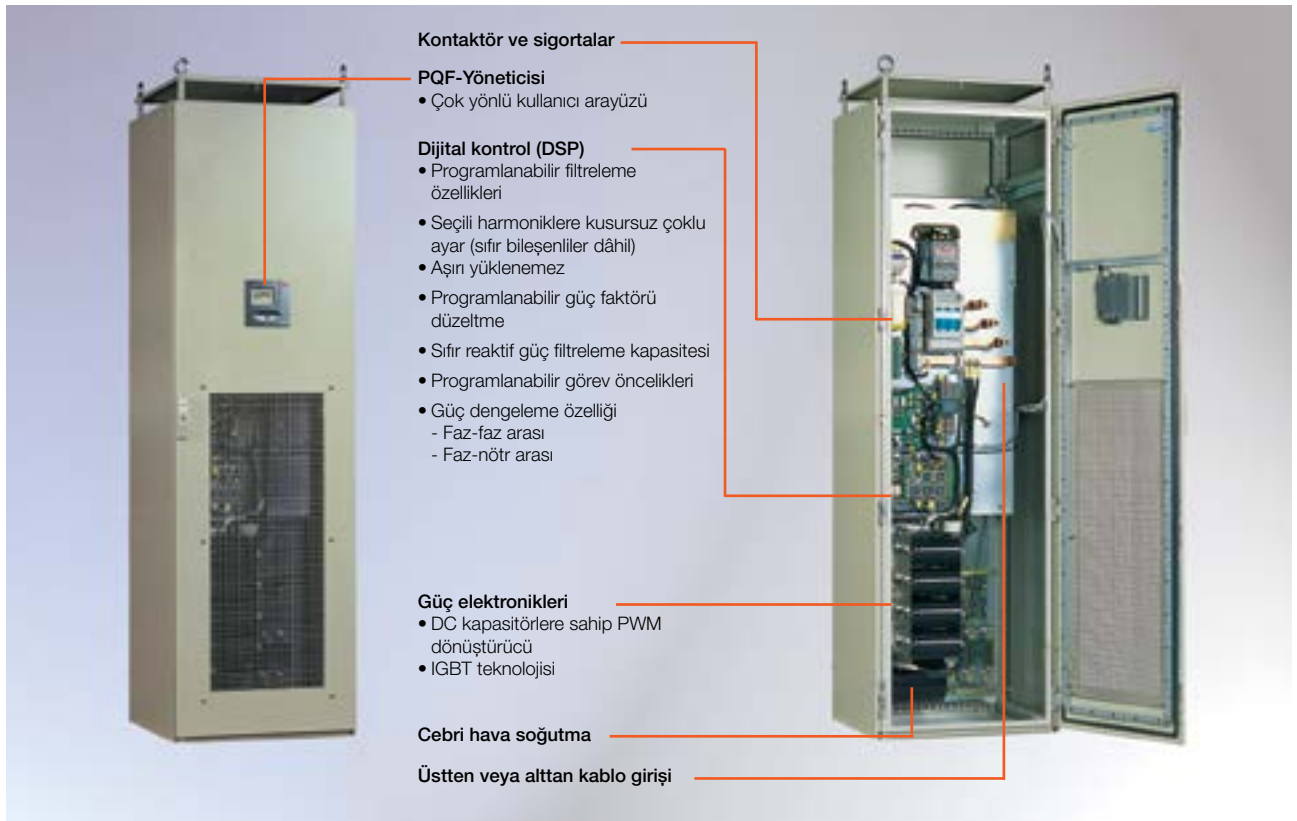
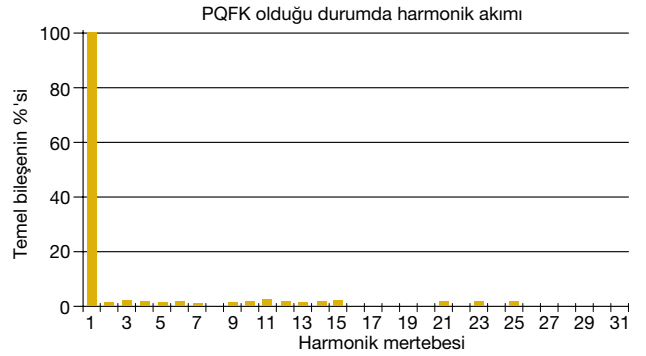
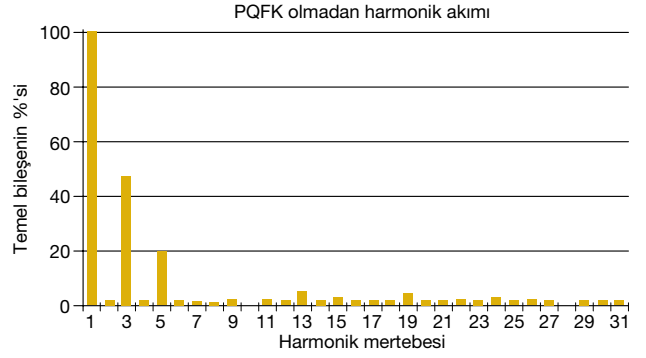
Bu filtreler aşağıdaki ana teknik özelliklere sahiptir:

- Nominal akım:

208 V ≤ U ≤ 415 V
70 A
100 A

- Filtrelenebilir harmonikler: ikinciden ellinci mertebeye seçilebilir 15 harmonik
- Reaktif güç: 0.6 kapasitiften 0.6 indüktife programlanabilir hedef kayma güç faktörü.

PQFK'li bir uygulamanın tipik sonucu



- PQFS filtreler – Nötrlü veya nötrsüz tesisatlar için ticari, konut ve hafif sanayi yükler için aktif filtreler hem fazlar arası, hem fazlar ve nötr arası reaktif güç kompanzasyonu ve yük dengeleme için sıfır bileşenli harmonikler de dâhil olmak üzere harmoniklerin filtrelenmesi için nötrlü veya nötrsüz üç fazlı şebekeler için aktif filtreler.

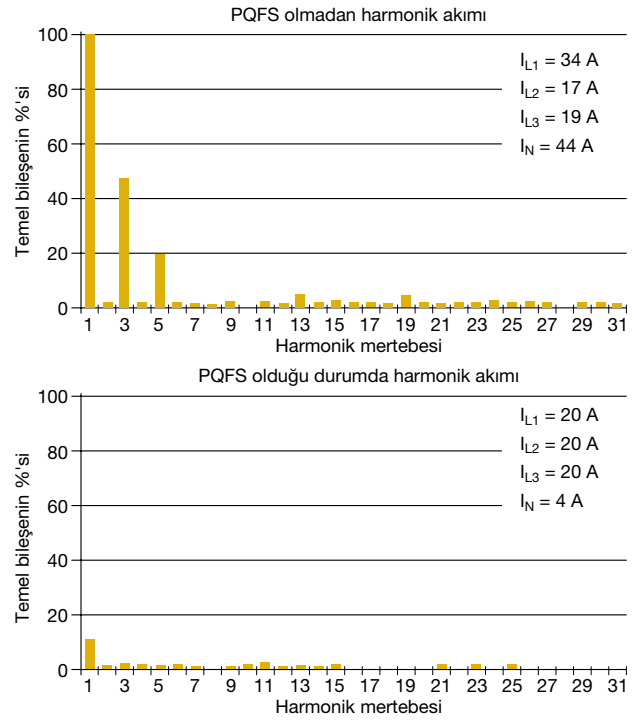
Bu filtreler aşağıdaki ana teknik özelliklere sahiptir:

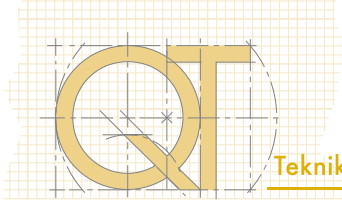
- Nominal akım:

208 V ≤ U ≤ 240 V	380 V ≤ U ≤ 415 V
30 A	30 A
45 A	45 A
60 A	60 A
70 A	70 A
80 A	80 A
90 A	90 A
100 A	100 A

- Filtrelenebilir harmonikler:
 - 3 kablolu bağlantı: ikinciden ellinci mertebeye seçilebilir 20 harmonik;
 - 4 kablolu bağlantı: ikinciden ellinci mertebeye seçilebilir 15 harmonik
- Reaktif güç: 0.6 kapasitiften 0.6 indüktife programlanabilir hedef kayma güç faktörü.

PQFS'li bir uygulamanın tipik sonucu





Ek A

Devre kesiciler ve kontaktörler için seçim tabloları

Aşağıdaki tablolar, kapasitör banklarının anahtarlanması ve korunması için Tmax T, SACE Tmax XT kompakt tip devre kesiciler ve ABB kontaktörler arasındaki koordinasyonu göstermektedir. 500 V'ye kadar gerilimler için 50 kA ve 690 V'ye kadar 10 kA beklenen kısa devre

akımı ve tip 2 koordinasyon dikkate alınmıştır. Devre kesici ve kontaktörün nominal akımları kapasitör bankı tarafından emilebilen maksimum akıma göre seçilir. (I_{cmax}), IEC 60831-1 A1 standardının talimatlarına uygun.

Ani akımı azaltmak için sınırlayıcı indüktanslar eklemek gereklidir.

¹ Unutmayın ki tip 2 koordinasyonda kontaktör kontakları kaynaklanmasına, önemli bir deformasyon olmadan birbirlerinden ayrılabilmesi (örn. tornavida ile) şartıyla izin verilir

Tablo A.1

400 V, 50 kA'da kapasitör banklarının anahtarlanması için tip 2 koordinasyon devre kesici-kontaktör

Q_c [kvar]	I_{cn} [A]	I_{cmax} [A]	MCCB Tmax	I_n [A]	Kontaktör
10	14	21	XTS160 TMD 25	25	A30
15	22	31	XT2S160 TMA 40	40	A/AF50
20	29	41	XT2S160 TMA 50	50	A/AF50
30	43	62	XT2S160 TMA 80	80	A/AF63
40	58	83	XT2S160 TMA 100	100	A/AF63
50	72	103	XT2S160 TMA 125	125	A/AF95
60	87	124	XT2S160 TMA 160	160	A/AF95
70	101	144	XT2S160 TMA 160	160	A/AF110
80	115	165	XT3S250 TMD 200	200	A/AF145
90	130	186	XT3S250 TMD 200	200	A/AF145
110	159	217	XT3S250 TMD 250	250	A/AF185
130	188	256	T4S320 PR221LS/I In=320	320	A/AF210
150	217	296	T4S320 PR221LS/I In=320	320	A/AF260
180	260	355	T5S400 PR221LS/I In=400	400	AF400
200	289	394	T5S400 PR221LS/I In=400	400	AF400
250	361	493	T6S630 PR221LS/I In=630	630	AF580
280	404	552	T6S630 PR221LS/I In=630	630	AF580
300	433	591	T6S630 PR221LS/I In=630	630	AF750
350	505	690	T6S800 PR221LS/I In=800	800	AF750
400	577	788	T6S800 PR221LS/I In=800	800	AF750
500	722	985	T7S1000 PR232LSI In=1000	1000	AF1650

Tablo A.2

440 V, 50 kA'da kapasitör banklarının anahtarlanması için tip 2 koordinasyon devre kesici-kontaktör

Q_c [kvar]	I_{cn} [A]	I_{cmax} [A]	MCCB Tmax	I_n [A]	Kontaktör
10	13	19	XT2S160 TMD 25	25	A/AF50
15	20	28	XT2S160 TMD 32	32	A/AF50
20	26	38	XT2S160 TMA 40	40	A/AF50
30	39	56	XT2S160 TMA 63	63	A/AF50
40	52	75	XT2S160 TMA 100	100	A/AF95
50	66	94	XT2S160 TMA 125	125	A/AF95
60	79	113	XT2S160 TMA 125	125	A/AF95
70	92	131	XT2S160 TMA 160	160	A/AF110
80	105	150	XT2S160 TMA 160	160	A/AF145
90	118	169	XT4S250 EkipLS/I In=250	250	A/AF145
110	144	197	XT4S250 EkipLS/I In=250	250	A/AF185
130	171	233	XT4S250 EkipLS/I In=250	250	A/AF210
150	197	269	T4H320 PR221LS/I In=320	320	A/AF260
180	236	322	T5H400 PR221LS/I In=400	400	A/AF300
200	262	358	T5H400 PR221LS/I In=400	400	AF400
250	328	448	T6H630 PR221LS/I In=630	630	AF460
280	367	502	T6H630 PR221LS/I In=630	630	AF580
300	394	537	T6H630 PR221LS/I In=630	630	AF580
350	459	627	T6H800 PR221LS/I In=800	800	AF750
400	525	716	T6H800 PR221LS/I In=800	800	AF750
500	656	896	T7S1000 PR232LSI In=1000	1000	AF1650

Tablo A.3

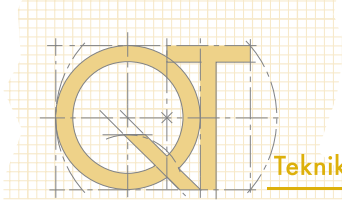
500 V, 50 kA'da kapasitör banklarının anahtarlanması için tip 2 koordinasyon devre kesici-kontaktör

Q _c [kvar]	I _{cn} [A]	I _{cmax} [A]	MCCB Tmax	I _n [A]	Kontaktör
10	12	17	XT2H160 TMD 20	20	A/AF50
15	17	25	XT2H160 TMD 32	32	A/AF50
20	23	33	XT2H160 TMA 40	40	A/AF50
30	35	50	XT2H160 TMA 63	63	A/AF63
40	46	66	XT2H160 TMA 80	80	A/AF75
50	58	83	XT2H160 TMA 100	100	A/AF95
60	69	99	XT2H160 TMA 125	125	A/AF95
70	81	116	XT2H160 TMA 125	125	A/AF95
80	92	132	XT2H160 TMA 160	160	A/AF110
90	104	149	XT2H160 TMA 160	160	A/AF145
110	127	173	XT4H250 EkipLS/I In=250	250	A/AF145
130	150	205	XT4H250 EkipLS/I In=250	250	A/AF185
150	173	236	XT4H250 EkipLS/I In=250	250	A/AF210
180	208	284	T4H320 PR221LS/I In=320	320	A/AF260
200	231	315	T5H400 PR221LS/I In=400	400	A/AF300
250	289	394	T5H400 PR221LS/I In=400	400	AF400
280	323	441	T6H630 PR221LS/I In=630	630	AF460
300	346	473	T6H630 PR221LS/I In=630	630	AF460
350	404	552	T6H630 PR221LS/I In=630	630	AF580
400	462	630	T6H800 PR221LS/I In=800	800	AF750
500	577	788	T6H800 PR221LS/I In=800	800	AF1350
600	693	946	T7H1000 PR232LSI In=1000	1000	AF1650

Tablo A.4

690 V, 10 kA'da kapasitör banklarının anahtarlanması için tip 2 koordinasyon devre kesici-kontaktör

Q _c [kvar]	I _{cn} [A]	I _{cmax} [A]	MCCB Tmax	I _n [A]	Kontaktör
10	8	12	XT2N160 TMD 16	16	A/AF50
15	13	18	XT2N160 TMD 20	20	A/AF50
20	17	24	XT2N160 TMD 25	25	A/AF50
30	25	36	XT2N160 TMA 40	40	A/AF50
40	33	48	XT2N160 TMA 50	50	A/AF63
50	42	60	XT2N160 TMA 63	63	A/AF63
60	50	72	XT2N160 TMA 80	80	A/AF75
70	59	84	XT2N160 TMA 100	100	A/AF95
80	67	96	XT2N160 TMA 100	100	A/AF95
90	75	108	XT2N160 TMA 125	125	A/AF110
110	92	126	XT2N160 TMA 160	160	A/AF145
130	109	148	XT2N160 TMA 160	160	A/AF185
150	126	171	XT4N250 EkipLS/I In=250	250	A/AF210
180	151	206	XT4N250 EkipLS/I In=250	250	A/AF260
200	167	228	XT4N250 EkipLS/I In=250	250	A/AF260
250	209	286	T4N320 PR221LS/I In=320	320	AF400
280	234	320	T5N400 PR221LS/I In=400	400	AF400
300	251	343	T5N400 PR221LS/I In=400	400	AF400
350	293	400	T6N630 PR221LS/I In=630	630	AF460
400	335	457	T6N630 PR221LS/I In=630	630	AF580
500	418	571	T6N630 PR221LS/I In=630	630	AF750
600	502	685	T6N800 PR221LS/I In=800	800	AF1350
700	586	800	T7S1000 PR232LSI In=1000	1000	AF1650
800	669	914	T7S1000 PR232LSI In=1000	1000	AF1650



Açık tip devre kesiciler ile kapasitörlerin anahtarlanması ve korunması ile ilgili aşağıdaki tabloda, şu semboller kullanılmıştır:

- N_{mech} mekanik işlemlerin sayısı;
- f_{mech} mekanik işlemlerin frekansı [op/h];
- N_{el} 440 V'lik bir gerilime ilişkin elektriksel işlemlerin sayısı;
- f_{el} elektriksel işlemlerin sayısı [op/h].

Bu durumda, kapasitör bankının büyük boyutu nedeniyle, kontaktör üzerinden anahtarlama dikkate alınmaz; aksine, devre kesici ile doğrudan anahtarlama dikkate alınır çünkü

işlemlerin sayısı sınırlı olacağından açık tip devre kesicinin kendisi tarafından yürütüleceklerdir.

Bundan başka, beklenen kısa devre akımı için kesin bir değer belirlenmemiştir ve bu sebeple, bankın nominal gücünün her bir değeri için, her devre kesicinin farklı kesme kapasiteleri dikkate alınır.

Bu durumda da, aşırı bir ani akım var ise sınırlama indüktanslarının kurulumu gerekli olacaktır.

Tablo A.5

Devre kesici	I_{CBn} [A]	I_{cn} [A]	Q_c [kvar]				N_{mech}	f_{mech} [op/h]	N_{el}	f_{el} [op/h]
			400 V	440 V	500 V	690 V				
X1 B-N	630	421	291	320	364	502	12500	60	6000	30
X1 B-N	800	533	369	406	461	637	12500	60	6000	30
X1 B-N	1000	666	461	507	576	795	12500	60	4000	30
X1 B-N	1250	834	578	636	722	997	12500	60	4000	30
X1 B-N	1600	1067	739	813	924	1275	12500	60	3000	30
E1 B-N	800	533	369	406	461	637	25000	60	10000	30
E1 B-N	1000	666	461	507	576	795	25000	60	10000	30
E1 B-N	1250	834	578	636	722	997	25000	60	10000	30
E1 B-N	1600	1067	739	813	924	1275	25000	60	10000	30
E2 B-N-S	800	533	369	406	461	637	25000	60	15000	30
E2 B-N-S	1000	666	461	507	576	795	25000	60	15000	30
E2 B-N-S	1250	834	578	636	722	997	25000	60	15000	30
E2 B-N-S	1600	1067	739	813	924	1275	25000	60	12000	30
E2 B-N-S	2000	1334	924	1017	1155	1594	25000	60	10000	30
E3 N-S-H-V	800	533	369	406	461	637	20000	60	12000	20
E3 N-S-H-V	1000	666	461	507	576	795	20000	60	12000	20
E3 N-S-H-V	1250	834	578	636	722	997	20000	60	12000	20
E3 N-S-H-V	1600	1067	739	813	924	1275	20000	60	10000	20
E3 N-S-H-V	2000	1334	924	1017	1155	1594	20000	60	9000	20
E3 N-S-H-V	2500	1667	1155	1270	1444	1992	20000	60	8000	20
E3 N-S-H-V	3200	2134	1478	1626	1848	2550	20000	60	6000	20
E4 S-H-V	3200	2134	1478	1626	1848	2550	15000	60	7000	10
E6 H-V	3200	2134	1478	1626	1848	2550	12000	60	5000	10

Ek B

Gerilim değişimlerinde reaktif güç

Üçgen veya yıldız bağlantılı kapasitörlerin sağladığı reaktif güç sırayla şu şekilde elde edilir:

$$Q_{c\Delta} = 3 \cdot \frac{U_n^2}{X_c} \quad Q_{cY} = \frac{U_n^2}{X_c} \quad [B.1]$$

Gerilim sabitlendiğinde, üretilen reaktif gücü değiştirmek için X_c kapasitif reaktansın değerlerini ve dolayısıyla bağlı kapasitörlerin kapasitanslarını değiştirmek gereklidir. Öte yandan, kapasitör bankın kapasitansı sabitlendiğinde, reaktif güç gerilimin karesine göre değişir. Esasen, U_{n1} gerilim değerinde önceden belirlenmiş bir Q_{c1} reaktif gücü elde etmek için boyutlandırma yaparak, U_{n2} değerinde reaktif güç aşığıdaki ilişkiye göre deęişir¹:

$$Q_{c2} = Q_{c1} \cdot \left(\frac{U_{n2}}{U_{n1}} \right)^2 \quad [B.2]$$

kapasitör bankının bağlantı tipinden bağımsız olarak geçerlidir. Bunun yerine, gerilim değişirken üretilen reaktif gücü sabit tutmak için, kapasitörlerin kapasitansının aşığıdaki ilişkiye göre değişmesi gerekir:

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{U_{n1}}{U_{n2}} \right)^2 \quad [B.3]$$

Nominal değerin $\pm\%10$ aralığında bir besleme gerilimi değişimi düşünelim; minimum gerilim değerinde dahi güç faktörünün 0.9'a eşit olması gerekiyorsa, nominal gerilimde dikkate alınanın $\%124$ 'ü bir kapasitans ile kapasitör bankının (yükün gerektirdiği aynı reaktif güçte) boyutlandırılması gerekir. Bir önceki formülden:

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{U_{n1}}{0.9 \cdot U_{n1}} \right)^2 \rightarrow C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{1}{0.81} \right) \rightarrow C_2 = 1.24 \cdot C_1 \quad [B.4]$$

Bununla birlikte, bu kapasitans değeri ile gerilim nominal değere göre $\%10$ artarsa, üretilen reaktif güç² yükün gerektirdiği gücü geçmeyecektir. Bu amaçla, gerilim nominal gerilimin $\%90$ 'ı olduğunda güç faktörü 0.9'da sabitlenir

ve yük tarafından çekilen ve sabit kalan p aktif gücü, yük reaktif gücü Q ve kompanzasyon reaktif gücü Q_c 'nin bir fonksiyonu olarak ifade edilir:

$$Q - Q_{c_{90\%}} = P \cdot \text{tg}\varphi \rightarrow P = \frac{Q - Q_{c_{90\%}}}{0.49} = \frac{Q - Q_c}{0.49} \quad [B.5]$$

Gerilim nominal değerin $\%10$ üzerine çıktığında ve kapasitans $\%24$ arttığında, üçgen bağlantı durumunda, reaktif güç sonuçları şuna eşit olacaktır:

$$Q_{c_{110\%}} = 3 \cdot \omega \cdot 1.24 \cdot C_1 \cdot (1.1 \cdot V_n)^2 = \dots \leftarrow [B.6]$$

$$\dots \rightarrow 1.24 \cdot 1.1^2 \cdot 3 \cdot \omega \cdot C_1 \cdot V_n^2 = 1.5 \cdot Q_c$$

Şebekeye reaktif güç enjekte etmemek için, aşığıdaki durumun sağlanması gerekir:

$$Q - Q_{c_{110\%}} = P \cdot \text{tg}\varphi' \rightarrow \text{tg}\varphi' = \frac{Q - Q_{c_{110\%}}}{P} > 0 \quad [B.7]$$

P 'nin [B.5] ifadesi ile değiştirilip [B.6] sunularak, aşığıdakiler elde edilir:

$$\text{tg}\varphi' = \frac{0.49 \cdot (Q - 1.5 \cdot Q_c)}{Q - Q_c} > 0 \quad [B.8]$$

Payda boyutlandırma nedeniyle pozitif olduğundan pay pozitif ise, bu oran pozitif olacaktır, yani:

$$0.49 \cdot (Q - 1.5 \cdot Q_c) > 0 \rightarrow Q_c < 0.66 \cdot Q \quad [B.9]$$

Bu yüzden ilk olarak nominal gerilimde güç faktörü düzeltilmesi yapabilmek için Q_c değeri hesaplanacaktır; sonra ilgili C_1 kapasitansı belirlenir ve eğer minimum gerilim değişimi değerinde reaktif kompanzasyon isteniyorsa, efektif değeri elde etmek için 1.24 ile çarpılır.

Reaktif kompanzasyon durumunda, her zamanki gibi $\%90$ yerine $\%100$ nominal gerilimde [B.6] ilişkisi şöyle olur:

$$Q_{c_{110\%}} = 3 \cdot \omega \cdot C_1 \cdot (1.1 \cdot V_n)^2 = 1.21 \cdot Q_c \quad [B.10]$$

ve bunun sonucu olarak, şebekeye reaktif güç verilmesiyle [B.9] şöyle olur:

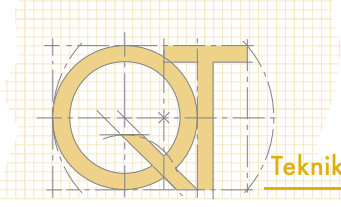
$$0.49 \cdot (Q - 1.21 \cdot Q_c) > 0 \rightarrow Q_c < 0.83 \cdot Q \quad [B.11]$$

¹ $Q_{c1} = 3 \frac{U_{n1}^2}{X_c}$ $Q_{c2} = 3 \frac{U_{n2}^2}{X_c}$

değişmeyen kapasitif reaktansı açık getirip iki denklemleri eşitleyerek [B.2] elde edilir.

² $\cos\varphi = 0.9 \rightarrow \text{tg}\varphi = 0.49$

³ $Q_{c_{90\%}} = 3 \cdot \omega \cdot 1.24 \cdot C_1 \cdot (0.9 \cdot V_n)^2 = Q_c$



Ek C

Bozuk kararlı durumda filtreleme ve güç faktörü düzeltme

C.1 Giriş

Günümüz tesisat mühendisliği uygulamaları sıklıkla akım harmonikleri üreten doğrusal olmayan yüklerin varlığını gerektirir ve bu yüzden sinüzoidal olmayan kararlı durumda güç faktörü düzeltmesi yapmak gerekli olabilir.

Harmoniklerin varlığı kabul edilemez bir seviyeye geldiğinde ve bu nedenle bir veya daha fazlasını telafi etmek için L-C filtrelerinin benimsenmesi sağlandığında, temel frekansta güç faktörü düzeltmek için bu tür filtrelerin eşzamanlı uygunluğundan yararlanılabilir; eğer düzgün boyutlandırılabilirlerse, gerekli tüm reaktif gücü taşıyabilirler böylece özel kapasitör banklarının kurulumu önlenmiş olur. Aşağıda böylesi çalışma koşulları ve filtrelerin ilgili boyutlandırması analiz edilip açıklanmıştır ve ayrıca bir uygulama örneği üzerinden; bu amaçla, söz konusu analiz için yararlı olan bazı formüller ve miktarların tanımına ilişkin bir ön bilgi verilmiştir.

C.2 Bozuk kararlı durumda miktarların analizi

Periyodik, genel olarak sürekli ve sınırlı miktar aşağıdaki ilişkiye göre bir Fourier dizisinde açıklanabilir:

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cdot \cos nx + b_n \cdot \sin nx) \quad [C.1]$$

burada sağ elemanın ilk terimi T periyodunda fonksiyonun ortalama değerini temsil eder, yani:

$$\frac{a_0}{2} = \frac{1}{T} \int_0^T f(x) \cdot dx \quad [C.2]$$

Burada dizinin a_n ve b_n katsayıları şöyle hesaplanır:

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(x) \cdot \cos nx \cdot dx \quad b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(x) \cdot \sin nx \cdot dx \quad [C.3]$$

Fourier dizisinin açılımı, aşağıdaki gibi aynı zamanda kosinüs olarak ifade edilebilir (zaman alanında):

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \cdot \cos(k\omega t - \vartheta_k) \quad [C.4]$$

Gerilim ve akım gibi genel büyüklüklerden alternatif elektriksel büyüklüklere geçerek (ortalama değer sıfır $\frac{a_0}{2} = 0$) bunlar bozuk kararlı halde, aşağıdaki ilişkiler uyarınca temel frekansın katları olan frekanslarında harmonik seri olarak ifade edilebilir¹:

$$v = \sum_{k=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot V_k \cdot \cos(k\omega t - \vartheta_k) \quad i = \sum_{k=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \cos(k\omega t - \vartheta_k - \varphi_k) \quad [C.5]$$

faz r.m.s. değerleri, tek harmoniklerin rms değerlerinin kare toplamının karekökü olarak tanımlanır:

$$V = \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} V_k^2} \quad I = \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} I_k^2} \quad [C.6]$$

Gerilim ve akım dalga şekillerinin harmonik içeriği hakkında bilgi almak ve böylesi değerler yüksekse tedbir almak için, Toplam Harmonik Bozulma THD şöyle tanımlanır:

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \quad \text{Akım için THD} \quad [C.7]$$

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} V_k^2}}{V_1} \quad \text{Gerilim için THD} \quad [C.8]$$

Eğer $THD_i < \%10$ ve $THD_v < \%5$ ise, harmonik oran düşük kabul edilir ve hiçbir önlem alınmayabilir. Aksi durumda, daha geniş bir genlikteki harmonikler için bir veya daha fazla filtre kullanımı sağlanmalıdır, böylece harmonik bozulma oranları kabul edilebilir sınırlara geri getirilebilir.

¹ φ_k açısı k'inci gerilim harmoniğine göre k'inci akım harmoniğinin yer değişimini temsil eder

C.3 Bozuk kararlı durumdaki güçler

Bozuk kararlı durum şartları altında, sinüzoidal kararlı durumdaki güçlerin tanımının bir uzantısı mümkündür. Esasen, *toplam görünür güç* S, üç fazlı bir sistemde, bir elektrik bileşeninin, termal gerilme göstergesi, aşağıdaki gibi tanımlanır:

$$S = 3 \cdot V \cdot I = 3 \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} V_k^2} \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} I_k^2} \quad [C.9]$$

Temel harmoniğe eklenen gerilim ve akım harmoniklerin varlığı dikkate alındığında, *aktif güç* P ve *reaktif güç* Q ifadeleri²:

$$P = 3 \cdot \sum_{k=1}^{\infty} V_k \cdot I_k \cdot \cos \varphi_k \quad Q = 3 \cdot \sum_{k=1}^{\infty} V_k \cdot I_k \cdot \sin \varphi_k \quad [C.10]$$

buradan her zamanki tanım ile A görünür gücü:

$$A = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [C.11]$$

Bu güç [C.9]'da tanımlanan toplam görünür güçten farklıdır; özellikle, aşağıdaki ilişki geçerlidir:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad [C.12]$$

burada D terimi (*bozulma gücü olarak tanımlanmış*) gerilim ve akım³ bozulması dalga formlarını hesaba katar. Reaktif güç Q'nun ve bozulma gücü D'nin kareleri toplamı *aktif olmayan güç* N'nin karesini verir:

$$N^2 = Q^2 + D^2 \quad [C.13]$$

bu da "aktif olmayan" olarak tanımlanır çünkü toplam görünür güç S ve aktif güç P'nin kareleri arasındaki fark ile verilir:

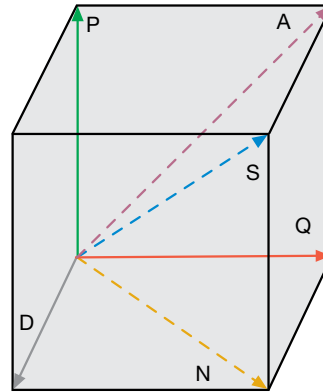
$$N^2 = S^2 - P^2 \quad [C.14]$$

² Budeanu'nun yaklaşımına göre, bir harmonik bozulma varlığında bir yük tarafından çekilen aktif ve reaktif güç, k'nci harmonikteki güçlerin toplamıdır ve sadece aynı harmonikteki gerilim ve akım ürünleri mevcuttur, farklı harmoniklerin "birleşik" ürünleri değil.

³ S ve A görünür güçleri farklıdır çünkü tanım gereği, ilki aynı zamanda farklı harmoniklerin gerilim ve akım r.m.s. değerlerinin "birleşik" ürünlerini de hesaba katar.

Bu kavramı açıklamak için, sinüzoidal kararlı haldeki gücün iki boyutlu üçgeninin üç boyutlu bir uzantısı olan Şekil C.1 grafik yorumunu vermek mümkündür. Fark edilebileceği üzere, P, Q ve D ana köşegeni S olan bir prizma köşelerini temsil etmektedir. A, kenarları P ve Q'da olan yüzün köşegeni ve N de kenarları Q ve D'de olan yüzün köşegenidir.

Şekil C.1



Bozuk kararlı durumda aktif güç P ile çalışan bir yükün besleme hattı boyunca, [C.6]'da tanımlanan akım aynı formülde tanımlanan bir gerilim ile akar; sonuç olarak, şebekeden görülen aktif güç P ve toplam görünür güç S arasındaki toplam faz kayma faktörü $\cos \varphi$ tanım gereği:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad [C.15]$$

Güç faktörü düzeltmede, hedef değer 0.9 şeklinde sabitlenerek bu tür bir kayma faktörüne başvurulur; bu şekilde, yük tarafından çekilen aynı aktif güç değeriyle şebekenin gördüğü toplam görünür güç (ve dolayısıyla dolaşan akım) düşer. Toplam kayma faktörü sinüzoidal kararlı durumun olağan güç faktörü $\cos \varphi$ 'nin bozuk kararlı durumuna bir uzantısını temsil eder ve bu durumda da:

$$\cos \varphi = \frac{P}{A} \quad [C.16]$$

Eğer gerilim ve akım dalga formlarının bozulması yoksa, yukarıdaki iki denklemde görünen faktörler kesişir; aksi durumda, harmoniklerin mevcudiyetinde, bunlar farklılık gösterir ve aşağıdaki ilişki geçerlidir:

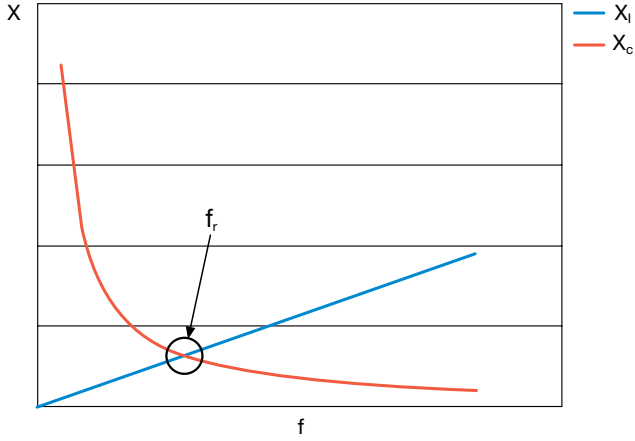
$$\cos \phi = \cos \varphi \cdot \cos \psi \quad [C.17]$$

burada bozulma faktörü $\cos \psi$ bozulma gücünün varlığını hesaba katar ve şöyle tanımlanır:

$$\cos \psi = \frac{A}{S} \quad [C.18]$$

C.4 Kapasitör işlevi gören L-C filtreleri

Belirlenmiş bir frekansta rezonanslı bir pasif seri filtre L-C'nin bir kolu göz önünde bulundurulur ve frekansın bir fonksiyonu olarak kapasitif ve endüktif reaktansı aşağıda gösterildiği gibi grafiksel olarak temsil edilir.



Grafikte gösterildiği üzere *rezonans frekansının*⁴ $f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$ altında kapasitif reaktans hakimdir ve dolayısıyla da çekilen gücün üzerinde reaktif güç hakimdir, bu da:

$$Q = Q_L - Q_C = \omega \cdot L \cdot I^2 - \frac{1}{\omega \cdot C} \cdot I^2 < 0 \quad [C.19]$$

Bu nedenle, rezonans frekanslarında harmonik filtreleme için pasif filtreler kullanılarak, düşük frekanslarda güç faktörü düzeltme elde edilir ve bu etki filtrelerin kendi kapasitör banklarının boyutlandırılması için bu etki dikkate alınır. Başka bir deyişle, L-C filtrelerini boyutlandırırken, aynı anda bu tür endüktans ve kapasitans değerlerinin seçilmesi mümkündür, böylece, temel harmonikte oluşturulan tüm filtrelerin oluşturduğu reaktif gücün toplamı, kaynak tarafından görülen toplam yer değiştirme faktörünü 0.9 yapmak için gereken reaktif güce karşılık gelir.

Rezonans frekansından daha yüksek frekanslarda, endüktif etki hakim olur ancak sıradan tesisat mühendisliği uygulamalarında bozuk akım dalga formunda bulunan harmoniklerin genliği, frekans arttıkça azalır. Sonuç olarak, filtre tarafından rezonanstan daha yüksek bir frekans değerinde çekilen reaktif güç, harmonik mertebesi arttıkça azalır ve ayrıca, daha yüksek frekanslar için, kompanzas-

⁴ Rezonans frekansı endüktif ve kapasitif reaktanslara denk olarak tanımlanan frekans değeridir (Bölüm 8). Formülde:

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

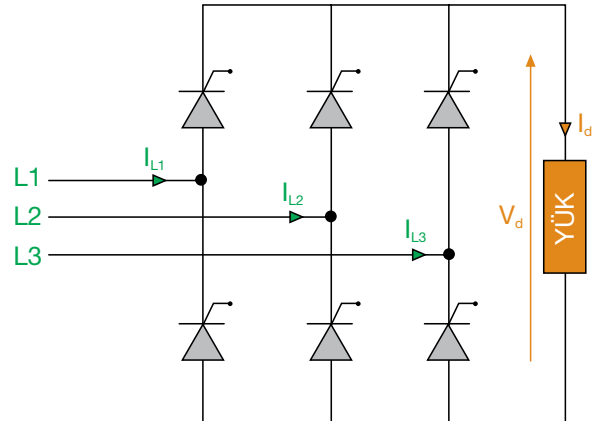
İndüktans ve kapasitans seri bağlıysa, toplam empedans sıfır olma eğilimindedir ve dolayısıyla rezonans frekansıyla aynı frekansa sahip akım harmoniği için kısa devre oluşacaktır. Benzer şekilde, endüktans ve kapasitans paralel ise, toplam empedans teorik olarak sonsuza giderek aşırı gerilimle sonuçlanır.

yon bankı kendisini şebekeye tamamen indüktans olarak sunar, böylece paralel rezonans olasılığını ortadan kaldırır.

Uygulama örneği

Tamamen kontrollü üç fazlı bir Graetz statik doğrultucunun, doğrultucu tarafından şebekeye enjekte edilen bozuk akım nedeniyle üç gerilimin setinin bozulmasının ihmal edilmesini mümkün kılmak için yeteri kadar yüksek bir kısa devre gücüne sahip 50 Hz'de bir şebeke tarafından beslenmesi gerektiğini varsayalım.

Şekil C.2



Hattın her fazındaki akım (d.c. hattında yüksek endüktans değeri olduğu varsayılarak), sinüzoidal geriliminkine eşit bir temel harmonik frekansa sahip dikdörtgen bir dalga formuna sahiptir. Böylesi bir dalga formunun Fourier serisindeki gelişim sadece⁵ $k = 6n \pm 1$ ($n = 0, 1, 2, \dots$) mertebedeki harmoniği verir ve bunun teorik genliği k düzeninin harmoniği ile ters orantılıdır⁷, bu da:

$$I_k = \frac{I_1}{k} \quad [C.20]$$

burada I_1 temel harmoniğin genliğidir (50 Hz'ye eşit inceleme altında). İlk hipotezde olduğu gibi gerilim dalga formu bozulmaya maruz kalmadığından; seri olarak gelişimi sadece temel harmoniğe indirgenir ve sonuç olarak [C.10] uyarınca hesaplanan doğrultucu tarafından çekilen aktif ve reaktif güçler (kayıp olmadığı varsayılarak), eşittir⁸:

⁵ Yani, şekilde gösterildiği üzere, silikon valflerin hepsi tristördür ve gecikme ile çalıştırılırlar (faz kontrol açısı α); bu şekilde, V_d doğrultulmuş gerilim değeri ve P güç değerlerini aşağıdaki ilişkilere göre değiştirmek mümkündür:

$$V_d = V_{do} \cdot \cos \alpha \quad P = P_{do} \cdot \cos \alpha$$

burada V_{do} ve P_{do} sırayla doğrultulmuş gerilim ve d.c. tarafındaki faz kontrolsüz gücün ortalama değeridir ($\alpha = 0$).

Faz kontrol açısı α 'nın a.c. tarafındaki etkisi gerilim ve akım arasında faz kayması φ 'ye neden olmaktadır ve bu da Q reaktif gücünün çekilmesi anlamına gelir. Özellikle, $\alpha = \varphi$ ilişkisi geçerlidir.

⁶ Bu köprü doğrultucu (tek faz, üç fazlı, altı-fazlı, vs) tipolojisi ve kontrol (kontrolsüz, yarı kontrol veya hibrid, toplam kontrol) tipine bağlıdır.

⁷ Esasen, ani olmayan anahtarlama ve 0° 'den farklı bir faz kontrol açısı teorik değer bakımından harmonik genliğini azaltır.

$$P = 3 \cdot \sum_{k=1}^{\infty} V_k \cdot I_k \cdot \cos \varphi_k = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 = P_1 = V_{do} \cdot I_d \cdot \cos \alpha = P_d \quad [C.21]$$

$$Q = 3 \cdot \sum_{k=1}^{\infty} V_k \cdot I_k \cdot \sin \varphi_k = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \sin \alpha = Q_1 \quad [C.22]$$

burada:

V_{do} , dc tarafındaki gerilim değeridir;

I_d , dc tarafındaki akım değeridir;

Bu güçlere karşılık gelen görünür güç:

$$A = \sqrt{P^2 + Q^2} = A_1 \quad [C.23]$$

Besleme şebekesinden görünen toplam görünür güç olduğundan:

$$S = 3 \cdot V \cdot I = 3 \cdot \sqrt{V_1^2 \cdot \sum_{k=1}^{\infty} I_k^2} \quad [C.24]$$

bozuk akım dalga formu yüzünden bozuk güç mevcuttur:

$$D = \sqrt{S^2 - A_1^2} \quad [C.25]$$

Köprü doğrultucusunun, d.c. tarafında taşınan, 140 kW'ye eşit P_{do} nominal gücü olduğunu varsayarak, bozuk olmayan nominal gerilim ile bir şebeke tarafından beslendiği zaman ve anahtarlanmanın ani olduğunu ve faz kontrol açısı α 'nın $\cos \varphi = \cos \alpha = 0.8$ olduğu varsayılarak a.c. tarafının üzerindeki güçler için aşağıdaki değerler elde edilir:

$$P = P_d = P_{do} \cdot \cos \alpha = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ kW}$$

buradan ilk harmonik akım:

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{112 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 202 \text{ A}$$

ve dolayısıyla reaktif ve görünür güç⁹:

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_1 \cdot \sin \varphi = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 202 \cdot 0.6 = 84 \text{ kvar}$$

$$A = \sqrt{P^2 + Q^2} = 140 \text{ kVA}$$

AC tarafındaki akımın bozuk dalga formunu Fourier dizisinde açarak, [C.20]'ye göre harmonik genlikler için şu değerler elde edilmiştir (25'nciye kadar harmonikler dikkate alınmıştır):

Tablo C.1

k	I_k [A]	I_k/I_1 %
1	202	100
5	40	20
7	29	14
11	18	9
13	15	8
17	12	6
19	11	5
23	9	4
25	8	4

Bu nedenle, şebekenin kaynak tarafında harmonik filtrelerin yokluğunda, bir önceki tabloda verilen harmoniklerin r.m.s. değerlerinin karelerinin toplamının kare köküne eşit değerde bir toplam r.m.s. değeri ile bir akım akacaktır:

$$I = \sqrt{\sum_{k=1}^{25} I_k^2} = 210 \text{ A}$$

toplam bir görünür güç ile:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 210 = 146 \text{ kVA}$$

ve toplam bir harmonik bozulma eşittir:

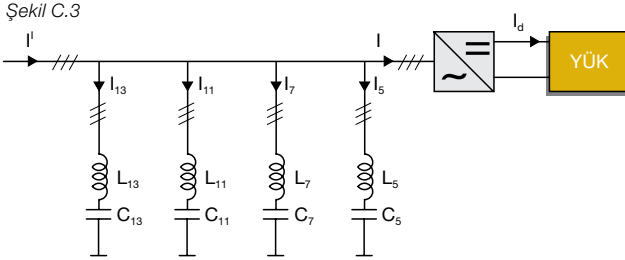
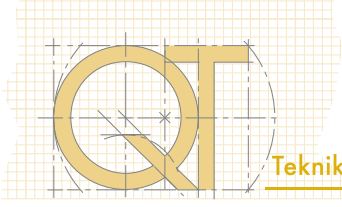
$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{k=5}^{25} I_k^2}}{I_1} = 29\%$$

Sonuç olarak, bir bozulma faktörü olacaktır $\cos \psi = \frac{A}{S} = 0.96$ ve kaynak yönündeki şebekeden görünen, faz kayma faktörü $\cos \phi = \cos \varphi \cdot \cos \psi = 0.8 \cdot 0.96 = 0.77$.

Hedef $\cos \phi = 0.9$ 'a eşit bir kayma faktörü elde etmektir ve bu amaçla aşağıdaki şekilde gösterildiği gibi 5, 7, 11 ve 13. harmonikler için bazı L-C filtrelerinin paralel şekilde boyutlandırılıp eklendiği varsayılır.

⁹ Gerilimde daha yüksek mertebede hiçbir harmonik bulunmadığından dolayı toplamdaki tüm toplananlar $k > 1$ için sıfıra eşittir. Ayrıca, φ kayma açısı ve α faz kontrol açısı (tristörlerin çalışması gereken anda) keşitliğinden, faz kontrol açısının artmasıyla doğrultucudan reaktif güç çekiminin nasıl yükseldiği görülebilir.

⁹ $\cos \varphi = 0.8 \rightarrow \varphi = 36.9^\circ \rightarrow \sin \varphi = 0.6$



Bu yüzden, $\cos\phi'$ 'nin nihai değeri 0.9'u geçecektir. Bu değer 0.91'de olduğunu varsayarak, elde edilen reaktif güç kompanzasyonu şuna eşit olacaktır:

$$Q_c = P \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi') = 112 \cdot (\operatorname{tg}(\cos^{-1}(0.8)) - \operatorname{tg}(\cos^{-1}(0.91))) = 33 \text{ kvar}$$

buradan, güç faktörü düzeltme sonrası nihai reaktif güç Q' :

$$Q' = Q - Q_c = 84 - 33 = 51 \text{ kvar}$$

Girişimlerle ilerleyerek ve filtre edilecek harmoniklerin bazı indüktans değerlerini ayarlayarak, seri rezonansa neden olan aşağıdaki kapasitans değerleri elde edilir:

$$C_k = \frac{1}{(2\pi f)^2 \cdot L_k}$$

Tablo C.2

k	f [Hz]	L_k [mH]	C_k [μ F]
5	250	1	406
7	350	2	103
11	550	1	84
13	650	1	6

Örneğin beşinci harmonikte L-C filtresi rezonantı tarafından sağlanan 50 Hz'deki reaktif güç aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$I_{1,5} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \left(2\pi \cdot 50 \cdot L_5 - \frac{1}{2\pi \cdot 50 \cdot C_5} \right)}$$

$$Q_{1,5} = 3 \cdot \left(\frac{1}{2\pi \cdot 50 \cdot C_5} - 2\pi \cdot 50 \cdot L_5 \right) \cdot I_{1,5}^2$$

Benzer şekilde, diğer harmoniklerin katkıları hesaplanmıştır. 50 Hz'deki kompanzasyon reaktif güçlerinin toplamı, önceden tanımlı olana oldukça yakındır (Tablo C.2'de verilen indüktans ve kapasitans değerleri ile); A' görünür gücü dikkate alındığında (çekilen aktif P gücü ile aynı değer):

$$A' = \sqrt{P^2 + Q'^2} = 123 \text{ kVA}$$

ilk harmonik akımın r.m.s. değeri eşit olur:

$$I_1' = \frac{A'}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{123 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 177 \text{ A}$$

filtrelenmemiş harmoniklerin akım değerlerinin karşılık geldiği I_1 değerinin ilk değerinde yaklaşık %12 daha düşüktür:

Tablo C.3

k	I_k [A]	% I_k/I_1'
17	10	6
19	9	5
23	8	4
25	7	4

Tablo C.1 ve C.3'teki r.m.s. değerlerinin mutlak değerlerini karşılaştırırken görülebileceği üzere, 50 Hz'de güç faktörü düzeltilmesi akımın ilk harmoniğinin r.m.s. değerindeki bir azalmayı belirtir ve bu da filtrelenmemiş harmoniklerin azalmasını etkiler ($I_k' = \frac{I_k}{k}$ olduğundan).

Buna aynı zamanda şu değere eşit olan kaynak yönü şebekeden görülen toplam akımdaki başka bir azalma da dahildir: $I' = 178 \text{ A}$ (I toplam başlangıç akımından %16 daha düşük) toplam görünür güç S' ile:

$$S' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I' = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 178 = 124 \text{ kVA}$$

Bozulma faktörü 0.96'dan geçerek:

$$\cos\psi' = \frac{A'}{S'} = \frac{123}{124} = 0.99$$

ve toplam kayma faktörü sonucu:

$$\cos\phi' = \cos\varphi' \cdot \cos\psi' = 0.91 \cdot 0.99 = 0.906$$

Böylece istenen hedefe erişilir; aksi halde, $\cos\phi'$ 'in ayarlanmış değeri artabilir ve önceki prosedür tekrar edebilir. Toplam harmonik bozulma THD' = %9.9'a düşer (istenen %10'dan düşük).

Sonuç olarak, bu örnek sayesinde, bozuk kararlı durumda; eğer pasif filtrelerin indüktans ve kapasitansları uygun boyutlandırıldıysa, harmonik filtrelemeye ek olarak filtrelerin kullanımıyla başka iki etki elde etmenin nasıl mümkün olduğu anlaşılabilir:

- temel frekansta kapasitif etki indüktif etkiye göre baskın olduğundan ve dolayısıyla üretilen reaktif güç çekilen güce göre baskın olduğundan 50 Hz'de ortak güç faktörü düzeltme;
- güç faktörü düzelterek akımın temel harmoniğinin r.m.s. değerinin azaltılmasıyla, filtrelenmemiş harmoniklerin r.m.s. değerleri azalır; bu yüzden şebeke üzerinden akan toplam akımın ve toplam THD'nin daha fazla azatılması sağlanır; bu da akımın kendi dalga formundaki bozulmadaki bir azalma anlamına gelir.

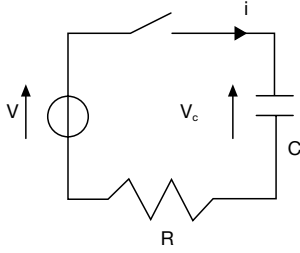
Ek D

Kapasitörlerin anahtarlanması ve deşarjı sırasında akım ve gerilimler

D.1 Kapasitör banklarının anahtarlanması

Aşağıdaki şekilde gösterildiği gibi bir kapasitansın seri tek fazlı eşdeğer devresini ve kablolama direncini göz önüne alarak:

Şekil D.1



ile:

$$v = \sqrt{2} \cdot V_m \cdot \sin(\omega t + \psi) \quad [D.1]$$

aşağıdaki eşitlik geçerlidir:

$$R \cdot i + \frac{1}{C} \cdot \int_0^t i dt = \sqrt{2} \cdot V_m \cdot \sin(\omega t + \psi) \quad [D.2]$$

Kapasitör gerilimi V_c bilinmeyen bir değerdeyken ve $i = i_c = C \cdot \frac{dv_c}{dt}$ ile, sonuç:

$$R \cdot C \cdot \frac{dv_c}{dt} + v_c = \sqrt{2} \cdot V_m \cdot \sin(\omega t + \psi) \quad [D.3]$$

Birinci mertebeden lineer diferansiyel denklemin çözümü iki bileşenin toplamıdır: kararlı durum çözüm v_c^i (özel integral) ve sönümlü üstel fonksiyonlu tek yönlü bileşen v_c^u (genel integral), bu da:

$$v_c = v_c^i + v_c^u \quad [D.4]$$

buradan:

$$R \cdot C \cdot \frac{dv_c^i}{dt} + v_c^i = \sqrt{2} \cdot V_m \cdot \sin(\omega t + \psi) \quad R \cdot C \cdot \frac{dv_c^u}{dt} + v_c^u = 0 \quad [D.5]$$

Kararlı durumda devreden dolaşan akım aşağıdaki olduğundan¹:

$$i^i = \sqrt{2} \cdot I \cdot \sin(\omega t + \psi + \varphi) \quad [D.6]$$

$$I = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + \left(\frac{1}{\omega C}\right)^2}}$$

[D.5]'teki ilk eşitlikten, kararlı haldeki kapasitör gerilimi elde edilir:

$$v_c^i = \frac{1}{C} \cdot \int_0^t i^i dt = -\frac{\sqrt{2} \cdot I}{\omega \cdot C} \cdot \cos(\omega t + \psi + \varphi) \quad [D.7]$$

v_c^u gerilimi için sonuç²:

$$v_c^u = V_c^u \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad [D.8]$$

$t=0$ için kapasitördeki başlangıç koşulları sıfır gerilim olarak uygulanarak:

$$v_{c0} = v_{c0}^i + v_{c0}^u = -\frac{\sqrt{2} \cdot I}{\omega \cdot C} \cdot \cos(\psi + \varphi) + V_c^u = 0 \quad [D.9]$$

buradan:

$$V_c^u = \frac{\sqrt{2} \cdot I}{\omega \cdot C} \cdot \cos(\psi + \varphi) \quad [D.10]$$

ve bu yüzden:

$$v_c = \frac{\sqrt{2} \cdot I}{\omega \cdot C} \cdot \left[\cos(\psi + \varphi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} - \cos(\omega t + \psi + \varphi) \right] \quad [D.11]$$

Benzer şekilde, akım için de kararlı durum ve geçici bileşenlerin toplamını elde ederiz:

$$i = i^i + i^u \quad [D.12]$$

Kararlı durum bileşeni [D.6] ile verilirken geçici bileşen, [D.8]'in zamana göre türetilmesiyle sonuçlanır, bu da:

$$i^u = C \cdot \frac{dv_c^u}{dt} = C \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot I}{\omega \cdot C} \cdot \cos(\psi + \varphi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \cdot \left(-\frac{1}{R \cdot C} \right) = \dots \leftarrow [D.13]$$

$$\dots \rightarrow -\frac{\sqrt{2} \cdot I}{\omega \cdot R \cdot C} \cdot \cos(\psi + \varphi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}$$

buradan:

$$i = \sqrt{2} \cdot I \cdot \left[-\frac{1}{\omega \cdot R \cdot C} \cdot \cos(\psi + \varphi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} + \sin(\omega t + \psi + \varphi) \right] \quad [D.14]$$

Tek yönlü bileşen şu durumda 0'a eşit olur:

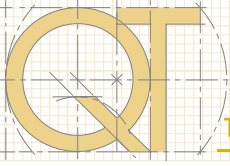
$$\cos(\psi + \varphi) = 0 \rightarrow \psi = 90^\circ - \varphi$$

bu, gerilimin giriş açısı, kararlı koşullar altındaki gerilim ve akım arasındaki faz kayma açısını tamamlayıcı olduğundadır. Bu durumda, akım tepe noktaları ve aşırı yüklerin anahtarlanması yoktur. Buna karşın, eğer:

$$\cos(\psi + \varphi) = 1 \rightarrow \psi = -\varphi$$

akım ve en yüksek aşırı gerilimin maksimum tepe noktası ile tek yönlü bileşen maksimum değeri olacaktır.

² $\tau = RC$ 'ye eşit olduğu düşünülen sistemin zaman sabiti τ olarak tanımlanır.



Örnek

400 V @ 50 Hz'deki sonsuz güce sahip bir şebeke ve 10 m uzunlunda üç kutuplu bir PVC kablo ile beslenen 50 kVAR bir üç fazlı yıldız bağlantılı kapasitörler bankını anahtarlamak istiyoruz diyelim. Faz başına kapasitans aşağıdakine eşittir:

$$Q_c = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot \left(\frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \rightarrow C = \frac{Q_c}{\omega \cdot U_n^2} = \frac{50 \cdot 10^3}{314 \cdot 400^2} = 1 \text{ mF}$$

Kararlı durumda çekilen nominal akımın r.m.s. değeri:

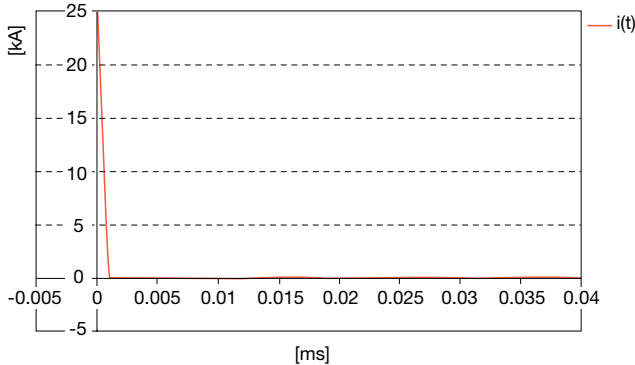
$$I_n = \frac{Q_c}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 72 \text{ A}$$

Böylesi bir nominal akım ile, kablo tavası üzerine kurulmuş faz başına toplam rezistansı 15 mΩ olan 16 mm² bir kablo seçilir. Sonuç olarak, RC devresinin zaman sabitti τ 15 μs iken akım ve gerilim arasındaki faz kayma açısı:

$$\varphi = \text{tg}^{-1} \left(\frac{1}{\omega \cdot R \cdot C} \right) = \text{tg}^{-1} \left(\frac{1}{314 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3}} \right) = 89.73^\circ \text{ (in advance)}$$

[D.13]'teki I'nin (yok sayılabilir hata) direnç, kapasitans ve I_n değerleri ile değişimiyle ani akımın maksimum tepe noktası değeri (ψ = -φ olduğu varsayılarak) yaklaşık 22 kA'dır; bu aşağıdaki şemada gösterildiği üzere bakın nominal akımının 300 katıdır. Tesisat mühendisliği uygulamasında, kaynak yönü şebekenin empedansı bu tepe noktasını sınırlandırmaya yardımcı olur. Ancak, mevcut elektrikli ekipman için çok yüksek olduğundan, diğer sınırlama indüktansları Bölüm 9'da önerildiği şekilde konmalıdır.

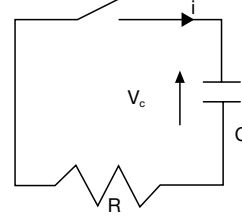
Kapasitör bankının ani akımının maksimum tepe noktası



D.2 Kapasitörlerin deşarjı

V_{c0} başlangıç gerilimine sahip şarj olmuş ve bir R deşarj direncine aşağıdaki şemadaki gibi bağlanmış bir kapasitör bankını ele alalım:

Şekil D.2



Uygulanan bir gerilimin yokluğunda, kapasitör geriliminin bir fonksiyonu olarak şunu yazmak mümkündür:

$$R \cdot C \cdot \frac{dv_c}{dt} + v_c = 0 \quad \text{[D.15]}$$

verdiği çözüm:

$$v_c = V_{c0} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad \text{[D.16]}$$

bu, en kötü durumda şöyle olur:

$$v_c = \sqrt{2} \cdot V_n \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad \text{[D.17]}$$

Dahası, $i = i_c = C \frac{dv_c}{dt}$ bilindiğinden, akım sonucu:

$$i = -\frac{V_{c0}}{R} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad \text{[D.18]}$$

IEC 60831-1 standardının direktiflerine uygun olarak [D.17]'ye t=180 s ve v_c=75 V eklenmesi ve R'ye göre çözümlenmesi ile Bölüm 9'un [9.12] formülünde belirtildiği şekilde deşarj direncinin maksimum değeri belirlenir.

Örnek

Diyelim ki önceki örnekteki kapasitör bankı için deşarj dirençlerini boyutlandırmak istiyoruz. [D.17]'den başlayarak ve söz konusu değerleri değiştirerek sonuç (k = 1 katsayısı ile):

$$75 \geq \sqrt{2} \cdot 230 \cdot e^{-\frac{3 \cdot 60}{R \cdot 10^{-3}}} \rightarrow R \leq \frac{180}{10^{-3} \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 230}{75} \right)} = 123 \text{ k}\Omega$$

3 dakika içinde, direnç her kapasitör tarafından depolanan elektrostatik enerjiyi ısı olarak yayacağından, belirtilen ile aynı değerde bir direnç seçerek, maksimum oluşan güç sonuçları:

$$P = \frac{V_{c0}^2}{R} = \frac{(\sqrt{2} \cdot 230)^2}{123 \cdot 10^3} = 0.86 \text{ W}$$

Fark edileceği üzere, yüzlerce kΩ mertebesindeki direnç değerine karşın, ısı olarak yayılan maksimum güç 1W'dir, çünkü deşarj akımının maksimum değeri yaklaşık:

$$I = \frac{V_{c0}}{R} = \frac{\sqrt{2} \cdot 230}{123 \cdot 10^3} = 2.6 \text{ mA}$$

Sonuç, küçük kesitli bağlantı kabloları ve sınırlı termal olaylardır.

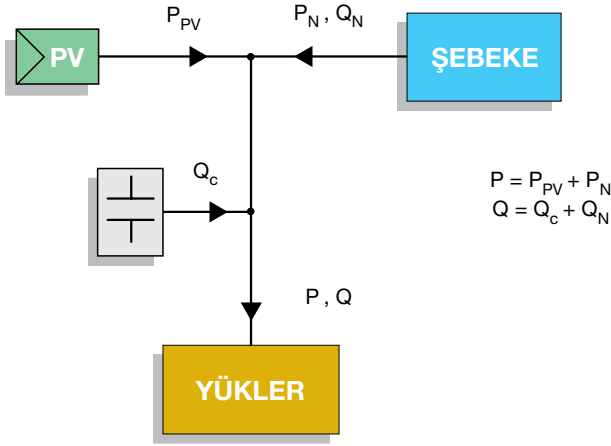
Ek E

Fotovoltaik santrallerde güç faktörü düzeltme

Bir fotovoltaik santral sadece aktif güç beslediğinden kullanıcı santralinin yükleri için gerekli reaktif gücü şebekeden çekmek gereklidir.

Bir fotovoltaik tesis zaten mevcut bir elektrik tesisatına eklenirse, şebeke tarafından çekilen reaktif güç aynı kalır, oysa aktif güç fotovoltaik üreteç tarafından sağlanan miktar ile aşağıdaki şekilde gösterildiği gibi azalır:

Şekil E.1



Şebeke bakış açısından, tam olarak bir elektrik tesisatı (fotovoltaik üreteç ve kullanıcı tesisatı), ceza vermeyecek şekilde, 0.9'a eşit ortalama bir güç faktörüne sahip olacaktır ve sonucunda:

$$\cos \varphi_R \geq 0.9 \rightarrow \operatorname{tg} \varphi_R \leq 0.5 \rightarrow \frac{Q_R}{P_R} \leq 0.5 \quad [E.1]$$

Şekilde verilenler dikkate alınarak, önceki formül şu şekilde yazılabilir:

$$\frac{Q - Q_C}{P - P_{PV}} \leq 0.5 \quad [E.2]$$

buradan:

$$Q_C \geq Q - 0.5 \cdot (P - P_{PV}) = P \cdot \left(\operatorname{tg} \varphi_1 - 0.5 \cdot \left(1 - \frac{P_{PV}}{P} \right) \right) = \dots \quad [E.3]$$

$$\dots \rightarrow P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2)$$

burada:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = 0.5 \cdot \left(1 - \frac{P_{PV}}{P} \right) \quad [E.4]$$

Eğer fotovoltaik santral yoksa ($P_{PV} = 0$):

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = 0.5 \cdot \left(1 - \frac{0}{P} \right) = 0.5 \rightarrow \cos \varphi_2 = 0.9 \quad [E.5]$$

bu yüzden güç faktörü kontrol cihazı, her zaman tavsiye edildiği üzere 0.9'a ayarlanmıştır.

Bir fotovoltaik santralin varlığı durumunda, aktif güç üretilir ve güç faktörü regülatörü 0.9'dan daha büyük bir değere ayarlanacaktır. Örneğin, eğer üretilen güç yükler tarafından çekilen gücün yarısı ile ($P_{PV} = 0.5 \cdot P$), sonuç:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = 0.5 \cdot \left(1 - \frac{0.5 \cdot P}{P} \right) = 0.25 \rightarrow \cos \varphi_2 = 0.97 \quad [E.6]$$

Limitleme durumunda, fotovoltaik santral yüklerin ihtiyacı olan tüm aktif gücü temin ettiğinde ($P_{PV} = P$), güç faktörü kontrol cihazı şuna eşit bir değere ayarlanacaktır:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = 0.5 \cdot \left(1 - \frac{P}{P} \right) = 0 \rightarrow \cos \varphi_2 = 1 \quad [E.7]$$

ve dolayısıyla kapasitör bankı yüklerin ihtiyacı olan tüm reaktif gücü taşıyacaktır.

Ek F

Nötrlü üç fazlı sistemlerde harmonikler

F.1 Giriş

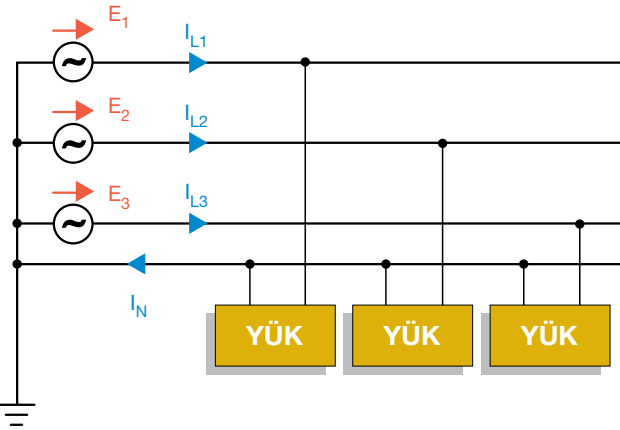
Nötrlü üç fazlı sistemlerde, faz akımlarının değerinden daha yüksek r.m.s değerine sahip bir akımın nötr iletkeninde dolaştığı kurulum örnekleri görmek mümkündür.

Dolayısıyla nötrün fazlarından daha büyük bir kesit ile boyutlandırılması ve de fazların ve 4 kutuplu devre kesicilerdeki nötrün aşırı akım koruması için farklı bir ayara sahip olması gereklidir.

Sonuç olarak, harmonik filtrelerin ve daha önce tarif edilen güç faktörü düzeltme tekniklerinin kullanımı, nötr akımının azaltılmasına yardımcı olur ve nötr akımının, faz akımıyla oranı, aşağıdaki durumlarda harmonik kirliliğin farklı koşulları altında analiz edilecektir.

F.2 Simetrik üç fazlı besleme sistemi ve iki adet tek fazlı yük, dengeli ama doğrusal değil

Şekil F.1



Temel harmoniğe ek olarak, IEC 60947-2 Standardı Ek F seçenek b'de verilen değer ile sadece üçüncü harmoniğin üç fazlı akımlarındaki varlığı dikkate alın:

$$I_3 = 0.6 \cdot I_1$$

Birinci harmoniğin fonksiyonu olarak faz akımının r.m.s. değeri sonuçları:

$$I_{L1} = I_{L2} = I_{L3} = I_L = \sqrt{I_1^2 + I_3^2} = \sqrt{I_1^2 \cdot (1 + 0.6^2)} = 1.17 \cdot I_1 \quad [F.1]$$

Nötr iletkeninde bir akım dolaşır ve bu aralarında eş fazlı olan üç üçüncü harmonik bileşenin r.m.s. değerlerinin cebirsel toplamına eşittir.

$$I_N = 3 \cdot I_3 = 3 \cdot 0.6 \cdot I_1 = 1.8 \cdot I_1 \quad [F.2]$$

buradan, nötr akımı faz akımının bir fonksiyonu olarak açıklanarak, sonuç:

$$I_N = 1.8 \cdot I_1 = 1.8 \cdot \frac{I_L}{1.17} = 1.54 \cdot I_L \approx 160\% I_L \quad [F.3]$$

IEC 60947-2 Standardı Ek F seçenek a'da verilen üçüncü harmonik değer olarak varsayıldığında:

$$I_3 = 0.88 \cdot I_1$$

önceki ilişkiler şu hale gelir:

$$I_{L1} = I_{L2} = I_{L3} = I_L = \sqrt{I_1^2 + I_3^2} = \sqrt{I_1^2 \cdot (1 + 0.88^2)} = 1.33 \cdot I_1 \quad [F.4]$$

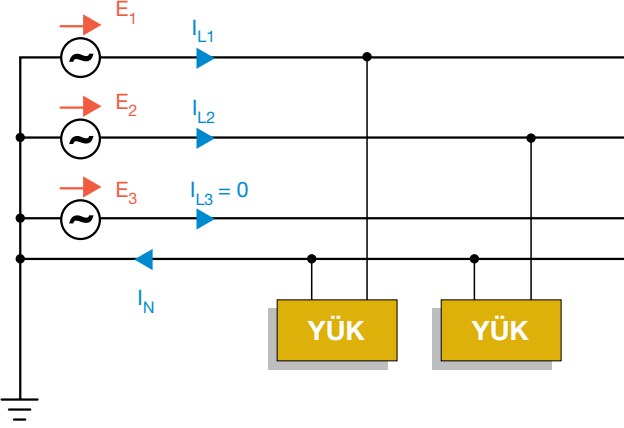
$$I_N = 3 \cdot I_3 = 3 \cdot 0.88 \cdot I_1 = 2.64 \cdot I_1 \quad [F.5]$$

$$I_N = 2.64 \cdot I_1 = 2.64 \cdot \frac{I_L}{1.33} = 1.98 \cdot I_L \approx 200\% I_L \quad [F.6]$$

Fark edileceği üzere, nötrde, faz akımının iki katı olan bir akım, iletken kesitinin boyutlandırılmasında ve aşırı yük korumalarının ayarlarında tepkiyle birlikte dolaşabilir. Nötrdeki akım ve fazdaki akım arasındaki oran, aynı zamanda üçüncü harmoniğin harmonik katları mevcut olsaydı artardı. Yerine, üçüncü harmoniğin katı olmayan diğer harmoniklerin olmayışının varsayımı, azaltıcı bir durumu temsil eder: bu tür harmonikler nötr olan dengeli simetrik setlerden akmayacağından varlıkları önceden verilmiş oranı azaltacaktır.

F.3 Simetrik üç fazlı besleme sistemi ve iki adet tek fazlı yük, dengeli ama doğrusal değil

Şekil F.2



Başta, üçüncü harmoniğin varlığını sadece temel harmoniğe ek olarak dikkate alın. Önceki durumla karşılaştırıldığında, artık nötrde dolaşan akım, temel bileşenin karesi ile iki üçüncü harmonik toplamının karesinin toplamının kare köküdür, bu da:

$$I_N = \sqrt{I_1^2 + (2 \cdot I_3)^2} \quad [F.7]$$

Bu özel durumda, nötr akımının temel bileşeni, faz akımlarının temel bileşenlerinin vektörel toplamıdır; sonraki modül olarak eşit olduğundan ve 120° faz kayması olduğundan, sonuç r.m.s. değeri olarak toplam, faz temel bileşeni ile aynı değeri verir.

$I_3 = 0.88 \cdot I_1$ hipotezinden yola çıkarak (tek fazlı doğrultuculara doğrulanabilir), sonuç:

$$I_N = \sqrt{I_1^2 + (2 \cdot 0.88 \cdot I_1)^2} = I_1 \cdot \sqrt{1 + (2 \cdot 0.88)^2} = 2.02 \cdot I_1 \quad [F.8]$$

$$I_{L1} = I_{L2} = I_L = \sqrt{I_1^2 + I_3^2} = \sqrt{I_1^2 \cdot (1 + 0.88^2)} = 1.33 \cdot I_1 \quad [F.9]$$

$$I_N = \frac{2.02}{1.33} \cdot I_L = 1.52 \cdot I_L \quad [F.10]$$

Eğer ayrıca beşinci ve yedinci harmonikler mevcutsa, IEC 60947-2 Standardı Ek F ile verilen aşağıdaki değerler ile:

- $I_5 = 0.55 \cdot I_1$
- $I_7 = 0.07 \cdot I_1$

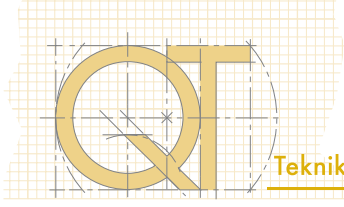
nötr akım ve faz akımı arasındaki oran:

$$I_N = I_1 \cdot \sqrt{1 + (2 \cdot 0.88)^2 + 0.55^2 + 0.07^2} = 2.1 \cdot I_1 \quad [F.11]$$

$$I_{L1} = I_{L2} = I_L = I_1 \cdot \sqrt{1 + 0.88^2 + 0.55^2 + 0.07^2} = 1.44 \cdot I_1 \quad [F.12]$$

$$I_N = \frac{2.1}{1.44} \cdot I_L = 1.46 \cdot I_L \quad [F.13]$$

[F.13] formülünü [F.10] ile karşılaştırarak görüleceği üzere, bu durumda da üçüncünün katı olmayan harmoniklerin varlığı nötr akım ve faz akımı arasındaki oranı düşürür.



Sözlük

I	toplam akımın r.m.s değeri
I_r	gerilim ile aynı evredeki akım bileşeni
I_q	gerilim ile dik evreli akım bileşeni
I_1	ilk akım harmoniğinin r.m.s değeri
I_k	k-th akım harmoniğinin r.m.s değeri
U	hattan hata gerilimin r.m.s değeri
V	toplam faz geriliminin r.m.s değeri
V_1	ilk gerilim harmoniğinin r.m.s değeri
V_k	k-th gerilim harmoniğinin r.m.s değeri
P	yükün çektiği aktif güç
Q	yükün çektiği reaktif güç
Q_1	güç faktörü düzeltilmesinden önceki toplam reaktif güç
Q_2	güç faktörü düzeltilmesinden sonraki toplam reaktif güç
A	yükün çektiği görünür güç
D	bozulma gücü
N	aktif olmayan güç
S	toplam görünür güç
S_1	güç faktörü düzeltilmesinden önceki toplam görünür güç
S_2	güç faktörü düzeltilmesinden sonraki toplam görünür güç
Q_c	kapasitör bankının reaktif gücü
I_{cn}	kapasitörün nominal akımı
I_{cmax}	kapasitör tarafından çekilen maksimum akım
$\cos\varphi$	güç faktörü
$\cos\psi$	bozulma faktörü
$\cos\phi$	faz değiştirme faktörü
$\cos\varphi_1$	reaktif güç kompanzasyonundan önce güç faktörü
$\cos\varphi_2$	reaktif güç kompanzasyonundan sonra güç faktörü
THD	toplam harmonik bozulma faktörü
f_r	rezonans frekansı
P_{PV}	bir fotovoltaik üreteç tarafından sağlanan aktif güç
P_N	şebeke tarafından sağlanan aktif güç
Q_N	şebeke tarafından sağlanan reaktif güç

Teknik Uygulama Föyleri

QT1

ABB devre kesiciler ile alçak gerilim seçiciliği

QT7

Üç fazlı asenkron motorlar
Genel özellikler ve koruma cihazlarının
koordinasyonunda ABB çözümleri

QT2

OG/AG trafo merkezleri: kısa devre hesaplama
teorisi ve örnekleri

QT8

Elektrik tesislerinde güç faktörü düzeltme ve
harmonik filtreleme

QT3

Dağıtım sistemleri, dolaylı temas ve toprak
hatasına karşı koruma

QT9

ABB devre kesiciler ile veriyolu haberleşmesi

QT4

AG panoları içindeki ABB devre kesiciler

QT10

Güneş enerjisi santralleri

QT5

Doğru akım uygulamaları için ABB devre
kesiciler

QT11

IEC 61439 standardı Bölüm 1 ve Bölüm 2 ile
uyumlu alçak gerilim panolarının oluşturulmasına
yönelik esaslar

QT6

Ark dayanımlı alçak gerilim anahtarlama ve kontrol
panoları

QT12

Deniz sistemleri ve gemi tesisatlarının genel
özellikleri

QT13

Rüzgar enerjisi santralleri

Bize ulaşın

ABB Elektrik Sanayi A.Ş.

Organize Sanayi Bölgesi 2. Cadde No: 16
34776 Yukarı Dudullu / İstanbul

Tel : 0216 528 22 00

Faks : 0216 365 29 45

ABB Müşteri İletişim Merkezi

Tel : +90 850 333 1 222

Faks : +90 850 333 1 225

E-mail: contact.center@tr.abb.com

www.abb.com.tr

Not:

ABB önceden haber vermeksizin teknik değişiklikler yapma veya bu dokümanın içeriğini değiştirme hakkını saklı tutmaktadır. Satınalma siparişlerinde, üzerinde karşılıklı anlaşılmış özellikler geçerli olacaktır. ABB, bu dokümandaki olası hatalar veya bilgi eksiklikleri için herhangi bir sorumluluk kabul etmeyecektir.

Bu doküman ve ilgili konu ile burada kullanılan resimlerin telif hakkını saklı tutmaktayız. ABB'nin yazılı izni olmaksızın, her türlü kopyalama, üçüncü kişilerin kullanımı veya içeriğinden yararlanma – tümü ya da bir kısmı – yasaktır.

© Copyright 2019 ABB
Tüm hakları saklıdır.