

Harmonic filters and power factor compensation for cement plants

Oberwellenfilter und Leistungsfaktorenkompensation in Zementanlagen

Reprint from ZKG INTERNATIONAL 3/4/5-2006



Oberwellenfilter und Leistungsfaktorkompensation in Zementanlagen

Zusammenfassung: Die Leistungsfaktorkompensation in Zementwerken ist aufgrund der Größenordnung der installierten Leistung und der großen Anzahl elektrischer Antriebe schon immer ein Thema gewesen. In den letzten Jahren haben jedoch Oberwellenfilter als moderne Art der Leistungsfaktorkompensation zunehmend an Bedeutung gewonnen, weil immer mehr Antriebe mit veränderlicher Drehzahl, die sinusförmige Störgrößen produzieren, installiert wurden. Für die Auslegung von Oberwellenfiltern und Einrichtungen zur Leistungsfaktorkompensation kann man sich verschiedener Methoden bedienen, auf die im vorliegenden Beitrag näher eingegangen wird. Außerdem werden die anwendbaren Standards kurz beschrieben, zusammengefasst und verglichen. Da die Standards die Basis für die Anforderungen an die Auslegung bilden, ist es wichtig, sie zu verstehen, richtig anzuwenden und zu interpretieren. Die meisten Probleme sind auf fehlendes Wissen und fehlende Erfahrung, nicht optimale oder sogar ungeeignete Oberwellenfilterung und Anlagen der Blindleistungskompensation oder auch auf einen Mangel an Problembewusstsein zurückzuführen. Die Befolgung der Normen garantiert nicht notwendigerweise eine problemlose Auslegung, ist jedoch ein wichtiger Aspekt in diesem Prozess. Schließlich werden praktische Aspekte beleuchtet, der Vorgang bei der Auslegung einer Anlage erläutert und Empfehlungen für eine technische Umsetzung gegeben.

Harmonic filters and power factor compensation for cement plants

Summary: Due to the large installed electrical power and the large number of electric drives in cement plants, power factor compensation has always been an issue. However, harmonic filters as an advanced type of power factor compensation have become increasingly important because more and more variable speed drives that produce harmonic disturbances have been installed in recent years. For the design of harmonic filters and power factor compensation installations several approaches can be taken, which are described in detail in this paper. Furthermore, the applicable standards are briefly described, summarized and compared. Since these standards are the basis for the design requirements it is important to understand them and to use and interpret them correctly. Most problems occur due to a lack of knowledge and experience, sub-optimal or even improper design of harmonic filtering and power factor compensation systems or a lack of awareness. Fulfilling the standards does not necessarily guarantee a design without problems but it is one important aspect in the design process. Finally, practical aspects are highlighted, the design process for a plant is explained and recommendations are given for a technical implementation.

Filtres d'harmoniques et compensation du facteur de puissance dans les cimenteries

Résumé: La compensation du facteur de puissance dans les cimenterie a déjà toujours été d'actualité en raison de l'ordre de grandeur de la puissance installée et du grand nombre de moteurs électriques. Au cours des dernières années, les filtres d'harmoniques ont toutefois vu leur importance croître comme méthode moderne de compensation du facteur de puissance en raison de l'installation d'un nombre toujours croissant de moteurs à régime variable produisant des perturbations sinusoïdales. Pour la conception des filtres d'harmoniques et équipements de compensation du facteur de puissance, on peut recourir à différentes méthodes traitées de plus près dans le présent article. D'autre part, les normes applicables sont brièvement décrites, récapitulées et comparées. Étant donné que les normes constituent la base pour les exigences à satisfaire par la conception, il importe de les comprendre, de les appliquer et de les interpréter correctement. La plupart des problèmes sont dues à un manque de connaissances et d'expérience, à une filtration d'harmoniques et à des installations de compensation du facteur de puissance non optimales, voire inappropriées, ainsi qu'à un manque de conscience des problèmes. Le respect des normes ne garantit pas nécessairement une conception sans problèmes, il est toutefois un aspect important dans ce processus. Finalement, des aspects pratiques sont exposés, le mode opératoire de conception d'une installation expliqué et des recommandations données pour une application technique.

Filtros de armónicos y compensación del factor de potencia en plantas de cemento

Resumen: La compensación del factor de potencia ha sido siempre un tema principal en las plantas de cemento debido a la magnitud de la potencia instalada y al gran número de accionamientos eléctricos. Los filtros de armónicos han cobrado durante los últimos años creciente importancia como método moderno para la compensación del

factor de potencia, ya que cada vez son más los accionamientos de velocidad variable, creadores de perturbaciones senoidales, instalados. Diferentes métodos son de aplicación para el dimensionamiento de filtros de armónicos y dispositivos de compensación del factor de potencia. El presente artículo trata dichos métodos. Además se describen brevemente, resumen y comparan los estándares de aplicación. Estos estándares son la base para los requerimientos en el diseño. Su comprensión, aplicación correcta e interpretación es fundamental. La mayoría de los problemas son debidos a la falta de conocimiento y experiencia, a una filtración de armónicos y compensación del factor de potencia no optimizadas o incluso inapropiadas o también a la falta de concienciación ante el problema. El seguimiento de las normas no garantiza necesariamente un dimensionamiento libre de complicaciones. Es, sin embargo, un aspecto importante. Finalmente, se aclaran aspectos prácticos, se comenta el procedimiento de diseño de una instalación y se dan recomendaciones para una aplicación técnica.

1 Einleitung

In einem Zementwerk gibt es eine große Anzahl von elektrischen Antrieben. Die Größenordnung der installierten Leistung macht den Betrieb elektrischer Antriebe und ihre Leistungsaufnahme zu einem signifikanten Kostenfaktor für das Betreiben eines Zementwerks. Die Betriebskosten werden durch den Verbrauch an Wirkleistung und Blindleistung aber auch durch den Wirkungsgrad der Antriebssysteme, durch Transformatorverlustleistungen und Kabelverluste sowie Oberwellen beeinflusst. Durch den Einsatz von Anlagen zur Blindleistungskompensation können der Betrag der durch den Versorger eingespeisten Blindleistung und die damit verbundenen Kosten reduziert oder sogar gänzlich vermieden werden.

In der Vergangenheit wurden die meisten Antriebe mit konstanter Drehzahl betrieben. Daher waren Oberwellen und damit im Zusammenhang stehende Probleme weniger wichtig für den Betrieb eines Zementwerks. Drehzahlvariable Antriebe bieten klare Vorteile bei Teillastbedingungen und sich ändernden Betriebsbedingungen. Dank des Fortschritts in der Leistungselektronik sind Frequenzumrichter immer kostengünstiger geworden und wurden in den letzten Jahren immer häufiger eingesetzt. Neben ihren beachtlichen technischen und kommerziellen Vorteilen produzieren drehzahlvariable Antriebe allerdings auch harmonische Störgrößen (Oberwellen). Je größer der prozentuale Anteil an drehzahlvariablen Antrieben in einem Zementwerk ist, umso ausgeprägter sind die potenziellen Probleme mit Oberwellen.

Viele Betreiber von Zementwerken verstehen, dass Oberwellen Probleme für ihr Werk bedeuten können. Schwerwiegende Unterbrechungen im Anlagenbetrieb, die durch elektrische Störungen verursacht wurden, können sehr viel Geld kosten. Probleme mit Oberwellen sind jedoch oft nicht auf den ersten Blick zu erkennen. Wenn es solche Probleme gibt, sind gewöhnlich nur Folgeprobleme, wie die Überhitzung von Transformatoren oder Störungen an elektronischen Anlagen, sichtbar. Daher ist es oft schwierig, die eigentliche Ursache des Problems zu erkennen. Meistens werden die sichtbaren Probleme aus dem Weg geräumt, aber das eigentliche Problem, nämlich das mit den Oberwellen, bleibt. Das führt letztlich dazu, dass es in einem Zementwerk über viele Jahre hinweg zu verschiedenen Störungen in unterschiedlichen Bereichen kommen kann, ohne dass man die eigentliche Ursache erkennt. Auch wenn es in einer vorhandenen Anlage keine Probleme gibt, herrscht keine Klarheit darüber, wie nahe sich diese an einer Störung befindet bzw. wie gefährdet sie ist. Manchmal können auch Veränderungen im Zementwerk oder der Randbedingungen zu Problemen mit Oberwellen führen. Typische Veränderungen sind der Austausch von Antrieben mit konstanter Drehzahl gegen drehzahlvariable, die Erweiterung eines

1 Introduction

In cement plants a large number of electric drives are used. The high installed electric power makes the operation of electric drives and their power consumption a significant cost factor for cement plant operation. Thus, efficiency of drive systems, transformer and cable losses, consumption of active and reactive power and harmonics influence operating costs. With the use of power factor compensation (PFC) systems the amount of reactive power supplied by the utility and the related costs can be reduced or even eliminated.

In the past most drives were fixed speed applications and therefore, harmonics and the related problems were less important for the operation of a cement plant. Variable speed drives offer clear advantages under part load conditions and at varying operating conditions with varying speed. Due to progress in power electronics, frequency converters have become more cost effective and, as a result, have been used more often over the last few years. Beside their significant technical and commercial advantages, variable speed drives produce harmonic disturbances. The higher the percentage of variable speed drives in a cement plant the more pronounced are potential problems with harmonics.

Many cement plant operators understand that harmonics can cause problems for their plant. Severe plant disruption caused by electrically related breakdowns can cost large amounts of money. However, often problems with harmonics are not obvious at first sight. If problems exist usually only secondary problems such as over-heating of transformers or disturbances of electronic devices are visible. Therefore, it is often difficult to find the root cause of the problems. Mostly the obvious problems are corrected but the root cause, i.e. the problems with harmonics, remain. As a result, a cement plant may suffer several malfunctions in different areas over many years without realizing where they originate. Even if there are no problems with an existing plant it is not clear how close to a malfunction or endangered an installation actually is. Sometimes modifications in the cement plant or in the boundary conditions can result in problems with harmonics. Typical modifications are the replacement of fixed speed drives by variable speed drives, the expansion of cement plants, modifications in the plant network, modifications in the power factor compensation equipment and modifications in the supply network.

2 Overview of harmonic filter and power factor compensation systems in cement plants

2.1 Power factor

In an AC network the magnitude of the total power (also called apparent power) drawn from the source depends on the nature

Werks,Veränderungen im Anlagennetz und bei den Ausrüstungen für die Blindleistungskompensation sowie Änderungen im Stromversorgungsnetz.

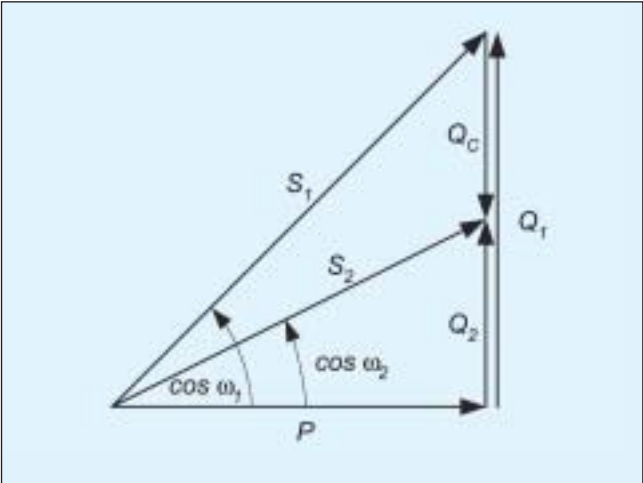
2 Überblick über Oberwellenfilter und Anlagen zur Blindleistungskompensation in Zementwerken
2.1 Leistungsfaktor

In einem Wechselstromnetz hängt die Größenordnung der Gesamtleistung (auch Scheinleistung genannt), die von der Energiequelle abgenommen wird, von der Art der Anschlusswerte und ihrer Scheinwiderstände (Ohmsche und Blindwiderstände) ab. Transformatoren, hochbelastete Leitungen, Induktionsmotoren und untererregte Synchronmaschinen sind induktive Lasten und wirken als „Abfluss“ für die Blindleistung und führen zu einem induktiven Leistungsfaktor. Nebenschlusskondensatoren, wenig belastete Leitungen und übererregte Synchronmaschinen sind kapazitive Lasten und wirken als „Quellen“ für die Blindleistung und führen zu einem kapazitiven Leistungsfaktor. Der Leistungsfaktor gibt das Verhältnis zwischen Wirkleistung und Scheinleistung an; die Vektordifferenz zwischen diesen wird als Blindleistung bezeichnet (Bild 1). Diese Blindleistung wird benötigt, um elektrische und Magnetfelder aufzubauen, trägt aber nicht zur Nutzarbeit bei und generiert folglich auch keinen Nutzen. Sie kann tatsächlich zu einer teuren Last werden.

Ein geringer Leistungsfaktor führt zu erhöhten Verlusten und zur Erhitzung von Komponenten sowie zu einer geringeren Kapazität der Gesamtanlage. Die Folge davon sind höhere Betriebskosten für das Zementwerk. Außerdem erhöht ein geringer Leistungsfaktor auch die Kosten für die Versorgungsbetriebe. Eine Entnahme der Blindleistung vom Kraftwerk führt zu einer Überlastung der Fernleitungen, zu einer Aufnahme von bis zu 30 % mehr Strom und zu einer quadratischen Zunahme der Verluste. Daher fordern die Versorgungsbetriebe ihre Kunden normalerweise auf, den Leistungsfaktor auf eine Größe von 0,9 oder höher (gemessen am Verknüpfungspunkt) zu verbessern. Wenn der Kunde dem nicht nachkommt, wird er mit einer Strafe belegt und aufgefordert das Problem zu beseitigen.

Die Kompensierung eines niedrigen Leistungsfaktors kann direkt zu Einsparungen führen, indem Strafgelder an den Versorgungsbetrieb sowie Zusatzverluste bei Kabeln und Transformatoren vermieden und Energiekosten gespart werden. Das wird an den folgenden typischen Beispielen einer Einzelkompensation für einen Mittelspannungsschleifringmotor (Tabelle 1) und einer zentralen Kompensation für ein ganzes Zementwerk (Tabelle 2) gezeigt. Bei dem Zementwerk handelt es sich um eine gängige Ausführung mit einem Durchsatz von 4500 t/d, in dem ein paar hundert Antriebe im Einsatz sind (60 % der installierten Leistung entfallen auf Antriebe mit konstanter Drehzahl und die restlichen 40 % auf drehzahlvariable Antriebe). Für die zu beziehende Blindleistung wurden 3 Cent pro kVarh angesetzt. Die tatsächlichen Sätze hängen von der Region und den spezifischen Verträgen ab. Die Wartungs- und Betriebskosten sind recht niedrig und beeinflussen die Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht sonderlich. Kabelverluste und Auswirkungen auf die Dimensionierung von Ausrüstungen werden nicht berücksichtigt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung für solche Anlagen der Blindleistungskompensation ist recht einfach und unkompliziert.



1 Wirkleistung (P), Blindleistung (Q), Scheinleistung (S) und Leistungsfaktor (cosφ); durch das Hinzufügen von Kondensatoren (Qc) wird der Leistungsfaktor verbessert (von cosφ1 auf cosφ2)
1 Active power (P), reactive power (Q), apparent power (S) and power factor (cosφ); by adding capacitors (Qc) the power factor is improved (from cosφ1 to cosφ2)

of the connected loads and their part impedances (resistive and reactive). Transformers, heavily loaded transmission lines, induction motors and under-excited synchronous machines are inductive loads and act as “sinks” for reactive power resulting in lagging power factor. Shunt capacitors, lightly loaded transmission lines and over-excited synchronous machines are capacitive loads and act as “sources” for reactive power resulting in a leading power factor. The power factor gives the ratio between active power and apparent power; the vector difference between them is called reactive power (Fig. 1). This reactive power is needed to build up electrical and magnetic fields but adds no useful work and therefore no value. In fact it can become an expensive burden.

A low power factor leads to increased losses and heating of components and to a lower overall system capacity. As a result

Tabelle 1: Beispiel einer Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine Einzelkompensation bei einem Zementmühlenmotor (Mittelspannungsschleifringläufermotor mit Anlasser)

Table 1: Example of payback calculation for single compensation for a cement mill motor (medium voltage wound round induction motor with starter)

Motorleistung/Motor power	2500 kW
Leistungsfaktor (bei Nennleistung, ohne Kompensation) Power factor (at rated power, without compensation)	0.88
Gewünschter Leistungsfaktor (mit Kompensation) für den Bereich von 50 bis 100 % der Motornennleistung Blindleistungskompensation Target power factor (with compensation) for the range of 50 to 100 % of motor rated power Installed power factor compensation	≥ 0.95
Typ /Type	Verstimmt (ein Kondensator und eine Drossel in Reihe) Detuned (a capacitor and a reactor in series)
Blindleistung/Reactive power	620 kVar
Aufstellung/Installation	Im Innenraum mit Belüftung Indoor with air ventilation
Größe/Size	ca./approx. 1.6 x 1.2 x 2 m
Kapitalaufwand für die Kompensationseinheit bezogen auf den Antrieb (Motor und Anlasser) Capital expenditure of compensation unit relative to drive (motor and starter)	9.8 %
Amortisationszeit/Payback time	0.41 Jahre/years

ziert. Im Allgemeinen macht sich die Blindleistungskompensation bereits nach einem kurzen Zeitraum bezahlt und wird deshalb praktisch immer bei einem Zementwerk vorgenommen. Eine Blindleistungskompensation kann jedoch nicht unabhängig von harmonischen Störgrößen behandelt werden, da beide oft untereinander in Beziehung stehen.

2.2 Oberwellen

Die Hauptquellen für Oberwellen in Industrieanlagen sind statische Leistungswandler (Gleichrichter und Wechselrichter) sowie Lichtbogenöfen. Ein verzerrtes periodisches Signal (wie z. B. Wechselstrom oder Wechselspannung) kann als reine sinusförmige Welle der Grundfrequenz (50 oder 60 Hz) mit eingepprägten Rausch- oder Verunreinigungssignalen gesehen werden. Diese Rausch- oder Verunreinigungssignale bezeichnet man im Allgemeinen als Oberwellen. Man muss jedoch zwischen echten Oberwellen (Signale mit Frequenzen, die genau ein Mehrfaches der Netzfrequenz sind) und Zwischenoberwellen (mit jeder beliebigen Frequenz zwischen den harmonischen Frequenzen) unterscheiden. Der Spannungsverlauf bzw. die Stromkurve in einem Verteilungssystem besteht eigentlich aus der Summe des Sinus von 50 bzw. 60 Hz sowie allen Oberwellen und Zwischenoberwellen. Erhöhte Werte der Oberwellen- bzw. Zwischenoberwellenströme führen zu einer größeren Verzerrung der Wellenform und damit zu größeren Problemen.

Bild 2 zeigt die ideale Form einer Speisespannung, d. h. ein reiner Sinus mit Netzfrequenz. Solch eine Form kann man am Ausgang eines Generators beobachten, wenn nur so genannte lineare Lasten angeschlossen sind, d. h. Lasten mit nicht wechselnden Impedanzen, weder mit der Zeit noch mit der Amplitude und Form der angelegten Spannung.

Bild 3 zeigt das Signal, das sich aus den ersten vier Oberwellen-Paaren einer typischen Sechspuls-Gleichrichterbrücke (5/7., 11/13., 17/19. und 23/35.) zusammensetzt. Die Amplituden der harmonischen Komponenten sind als theoretische Werte für das Sechspulsspektrum eingesetzt worden. Die Form ist typisch für den Fall, wenn ein Transformator mit Dreieck-Dreieck- oder Stern-Stern-Wicklung zwischen der sechspulsigen Gleichrichterbrücke und dem Stromversorgungsnetz geschaltet ist. In **Bild 4** wird die andere typische Stromform einer sechspulsigen Gleichrichterbrücke gezeigt. Diese sieht recht anders aus, obwohl sie aus den identischen Netzfrequenz- und Oberwellenkomponenten „zusammengesetzt“ ist. Nur der Transformator ist ein anderer Typ – er hat eine Stern-Dreieck-Wicklung anstelle von Dreieck-Dreieck bzw. Stern-Stern. Die Amplituden der Sinusströme sind die gleichen wie in Bild 3, aber alle Oberwellen sind jetzt phasengleich mit dem Leitungsstrom.

Wenn die zwei sechspulsigen Ströme aus Bild 3 und Bild 4 kombiniert (summiert) werden, verschwinden die ungeradzahli- gen Oberwellenpaare, indem sie einander tilgen (sie haben einen entgegengesetzten Phasenwinkel), und es bleiben nur die geraden Paare. Dieses Ergebnis ist in **Bild 5** dargestellt. Die Form sieht schon viel gleichmäßiger aus und stellt jetzt den typischen Strom einer zwölfpulsigen Gleichrichterbrücke dar. Auf diese Weise wird durch den Einsatz eines Transformators mit Dreifachwicklung eine 12-Puls-Brückenschaltung erreicht: Die eine Sekundärwicklung ist dann als Dreieck und die zweite als Stern gewickelt.

operating costs of cement plants increase. Additionally, a low power factor increases costs for utilities too. Drawing reactive power from the power station overloads transmission lines, takes up to 30 % more current and quadratically increases losses. Therefore utilities normally request their customers to improve the power factor in the range of 0.9 or higher measured at the Point of Common Coupling (PCC). If customers do not, they will be penalized and asked to rectify the problem.

Compensating a low power factor can be directly transferred into savings by avoiding penalties to the utility, extra losses in cables and transformers and by saving energy cost. This is shown with the following typical examples for a single compensation for a MV slip-ring motor (**Table 1**) and for a central compensation for an entire cement plant (**Table 2**). The cement plant of the example has a rather typical design with a throughput of 4500 t/day using a few hundred drives (60 % of the installed power are fixed speed drives and the other 40 % are variable speed drives). For excessive reactive power a cost of 3 cents per kVARh has been assumed. Actual rates depend on the region and on specific contracts. Maintenance and repair cost are rather low and thus do not have much influence on the payback analysis. Cable losses and any impact on the sizing of equipment are not taken into consideration.

The payback calculation for such PFC systems is rather easy and straightforward. In general, power factor compensation usually pays off within rather short time periods and therefore it is practically always done for a cement plant. However, power factor compensation cannot be treated independently of harmonic disturbances because these two topics are often interrelated.

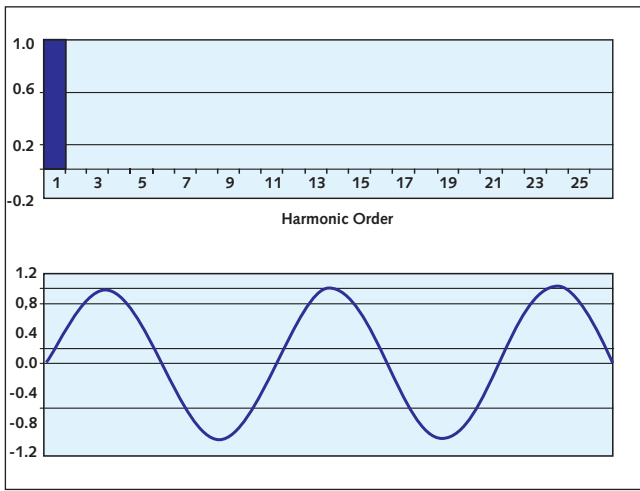
2.2 Harmonics

The main sources of harmonics in industrial plants are static power converters (rectifiers and inverters) and arc furnaces. A distorted AC supply signal can be seen as a pure sinusoidal waveform of the fundamental frequency (50 or 60 Hz) with noise or pollution signals imposed. This noise or pollution signals are generally called harmonics. However, there are a real

Tabelle 2: Beispiel einer Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine zentrale Kompensation für ein Zementwerk

Table 2: Example of payback calculation for central compensation for a cement plant

Gesamtanschlusswert/Total installed load	20 000 kW
Leistungsfaktor am Verknüpfungspunkt (ohne Kompensation)	0.82
Power factor at PCC (without compensation)	
Gewünschter Leistungsfaktor (mit Kompensation)	
Blindleistungskompensation	0.95
Target power factor (with compensation)	
Installed power factor compensation	
Typ/Type	Zentral auf der Mittelspannungssammelschiene, in 3 Oberwellenfilter unterteilt, abgestimmt auf unterschiedliche Oberwellenfrequenzen Centrally on the medium voltage busbar, divided into three harmonic filters tuned for different harmonic frequencies
Blindleistung/Reactive power	7.5 MVAR
Aufstellung/Installation	Im Innenraum mit Belüftung Indoor with air ventilation
Größe/Size	ca./approx. 7.5 x 11.5 x 5 m
Kapitalkaufwand für die Kompensationseinheit bezogen auf alle elektrischen Antriebe (mit konstanter und veränderlicher Drehzahl)	5.8 %
Capital expenditure of compensation unit relative to all electric drives (fixed and variable speed)	
Amortisationszeit/Payback time	0.44 Jahre/years



2 Ideale Sinuswelle (nur Netzfrequenzkomponente)
2 Ideal sine wave (only line frequency component)

Quellen für Oberwellen können überall sein. Es kann die Anlage selbst sein, deren nichtlineare Lasten Stromoberwellen erzeugen, oder es kann auch der Versorgungsnetzbetreiber sein, der Oberwellen aus verschiedenen Quellen durch sein Netz transportiert. Oberwellen können zu unterschiedlichen Problemen führen – von kleineren Störungen bis zu ernsthaften Schäden an Ausrüstungen. Diese Probleme, und wie man sie erkennen kann, werden später noch ausführlich beschrieben. Neben all diesen Problemen besteht die Möglichkeit, dass die Grenzen anzuwendender Standards überschritten werden, was in Geldstrafen und kostspieligen Korrekturmaßnahmen mündet.

Das Opfer kann sogar ein Dritter sein, d.h. ein anderer Verbraucher in der Nähe, dessen Kondensatoren für die Blindleistungskompensation auf Grund von Oberwellen aus der Nachbarschaft nicht richtig funktionieren oder sogar Schaden erleiden. Obwohl normalerweise die Kondensatoren die ersten sind, die unter der harmonischen Überlast leiden, können auch alle anderen Ausrüstungen auf Grund dieser importierten, „fremden“ Oberwellen in Mitleidenschaft gezogen werden.

Es ist offensichtlich, dass die Verschmutzung durch Oberwellen kontrolliert werden muss, indem man diese zum Beispiel innerhalb der Grenzen anerkannter Standards hält. Es gibt mehrere Methoden um das zu erreichen. Um den physikalischen Hintergrund zu erklären, wird das Ohmsche Gesetz auf die Oberwellen angewendet.

$$U_n = Z_n \times I_n$$

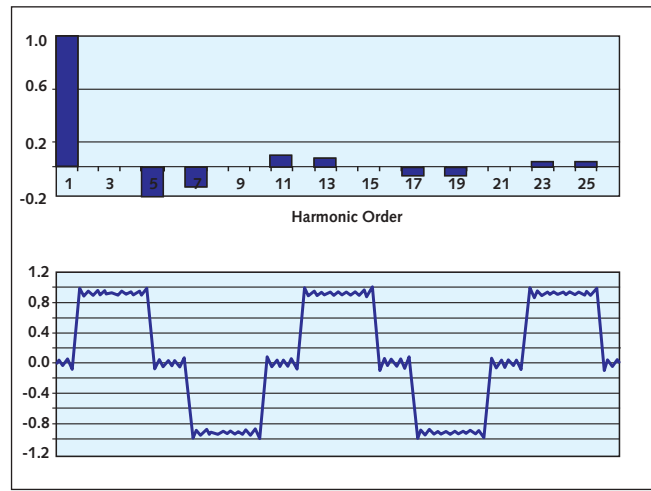
wobei

U_n die Oberwellenspannung bei einer Frequenz von $n \cdot$ Netzfrequenz (50 oder 60 Hz)

Z_n die Leitungsimpedanz bei einer Frequenz von $n \cdot$ Netzfrequenz und

I_n der Strom einer Oberwelle produzierenden Ausrüstung bei einer Frequenz von $n \cdot$ Netzfrequenz (n -te Oberwelle) bedeuten.

Die einfache Botschaft dieser Formel lautet, dass die Oberwellenspannung (gleichbedeutend wie Oberwellenverschmutzung) sich proportional zum Oberwellenstrom, der in das Netz ein-



3 Typische Stromform für eine sechspulsige Brücke mit einem Dreieck-Dreieck- bzw. Stern-Stern-Transformator
3 Typical current shape for a 6-pulse bridge with delta-delta or wye-wye transformer

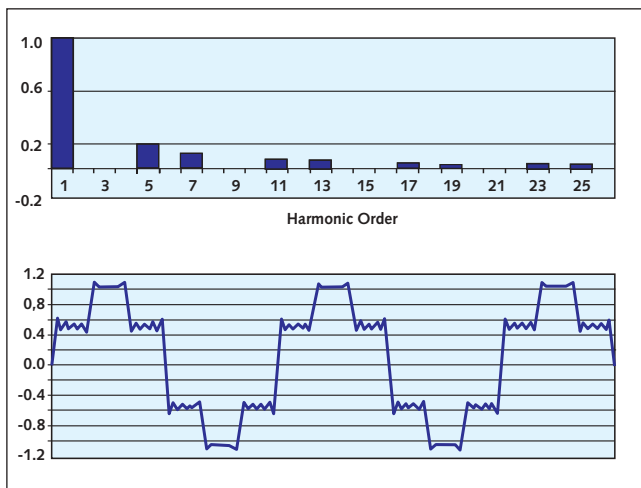
harmonics (signals with frequencies being exactly a multiple of line frequency) and interharmonics (having any frequency in between harmonic frequencies). The voltage or current waveform on a distribution system is actually the sum of the 50 (or 60) Hz sine and all the harmonics and interharmonics. Increased magnitudes of harmonic/interharmonic currents result in a greater distortion of the waveform and leads to greater problems.

Figure 2 illustrates the ideal shape of a supply voltage, i.e. a pure sine with line frequency. Such a shape can be seen at the output of a generator when only so-called linear loads are connected, i.e. loads with impedances that do not change, neither with time nor with the amplitude and shape of the applied voltage.

In **Figure 3** the signal composed of the four first pairs of a typical 6-pulse harmonics (5/7th, 11/13th, 17/19th and 23/35th) is shown. The amplitudes of harmonic components are taken as theoretical values for 6-pulse spectrum. The shape is typical for a case where one transformer with delta-delta or wye-wye winding is connected between the 6-pulse rectifier bridge and the supply network. In **Figure 4** the other typical current shape of a 6-pulse rectifier bridge is shown. The shape looks rather different, although being “composed” of the identical line frequency and harmonic components. Only the transformer is of a different type, it has a delta-wye winding instead of delta-delta or wye-wye. The amplitudes of harmonic currents are the same as in **Figure 3**, but all harmonics are now in phase with the line current.

If the two 6-pulse currents from **Figure 3** and **Figure 4** are combined (added), then the odd harmonic pairs disappear by deleting each other (they have opposite phase angle) and only the even pairs remain. This result is shown in **Figure 5**. The shape already looks much smoother and is actually now a typical current of a 12-pulse rectifier bridge. This way, using one three-winding transformer with a delta and a wye secondary winding, a 12-pulse bridge arrangement is achieved.

Sources of harmonics can be everywhere. It could be the consumer himself whose non-linear loads generate harmonic



4 Typische Stromform für eine sechspulsige Brücke mit einem Stern-Dreieck-Transformator
4 Typical current shape for a 6-pulse bridge with delta-wye transformer

gespeist wird, und zur Netzimpedanz bei dieser spezifischen Oberwellenfrequenz verhält. Um die Oberwellenspannung U_n zu reduzieren, kann entweder die Einspeisung des Oberwellenstroms I_n in das Netz reduziert oder die Netzimpedanz Z_n verringert werden.

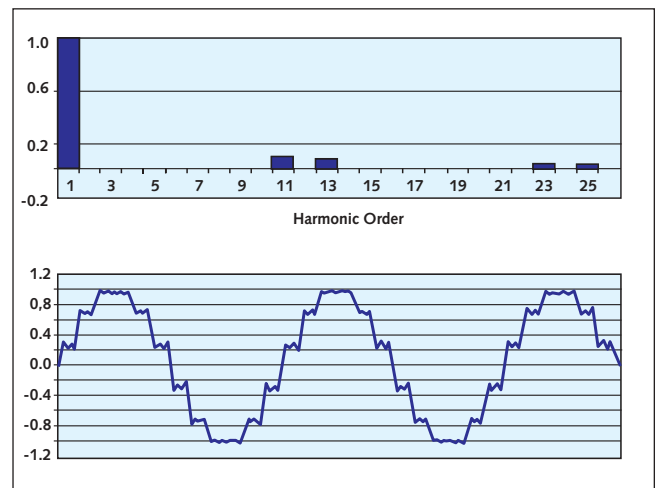
2.2.1 Reduzierung der Einspeisung von Oberwellenströmen
Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten. Die erste besteht darin, Ausrüstungen mit einem geringeren Ausstoß an Oberwellen (12, 24 oder mehr Pulse für Gleichrichter oder rückspeisefähige Umrichter) anstelle der normalerweise verwendeten und billigeren Ausrüstungen mit 6 Pulsen einzusetzen. Hauptnachteil dieser Option ist der höhere Preis und der kompliziertere Schaltungsaufbau der Umrichter.

Die zweite Möglichkeit besteht in der Einspeisung von Oberwellenströmen, die die gleiche Amplitude haben wie die Ströme, die von den verschmutzenden Ausrüstungen kommen, jedoch mit einem entgegengesetzten Phasenwinkel (um 180 Grad versetzt). Auf diese Weise sorgen so genannte aktive Filter dafür, dass ein großer Teil der Lastoberwellen eliminiert wird. Das funktioniert besonders dann gut, wenn es sich um Oberwellen mit niedriger Ordnung handelt bzw. um stationär laufende Lasten, wo der Arbeitspunkt sich nicht schnell ändert. Andererseits sind aktive Filter noch immer recht teuer, speziell für Anwendungen im Mittelspannungsbereich. Außerdem macht sie ihre Komplexität relativ anfällig für Störungen und Ausfälle.

2.2.2 Verringerung der Netzimpedanz

Auch hier gibt es wieder zwei Möglichkeiten. Die erste besteht darin, das Netz stärker zu machen, z.B. durch den Einsatz eines zusätzlichen Generators, durch Hinzufügen einer weiteren Freileitung, durch den Einsatz eines zusätzlichen, größeren Transformators für die Einspeisung der die Oberwelle produzierenden Lasten oder durch die Verwendung von mehr parallelen Kabeln. Das ist jedoch eine sehr teure Methode, Oberwellen zu bekämpfen!

Die zweite Möglichkeit besteht in der Verwendung von (passiven) Oberwellenfiltern. Solche Filter bestehen zumindest aus einem Kondensator und einer Drossel, die in Reihe zueinander



5 Die Kombination der Ströme aus den Bildern 3 und 4 führt zu einem typischen 12-pulsigen Stromspektrum mit der entsprechenden Form
5 The combination of the currents from Figures 3 and 4 results in a typical 12-pulse current spectrum and the corresponding shape

current or it could be the utility transporting harmonics from various sources through its network. Harmonics can lead to various problems ranging from minor nuisances up to serious damage to the equipment. These problems and how to recognize them are described in more detail later. In addition to all these problems the limits of applicable standards may be exceeded resulting in penalties and costly corrective measures.

The victim could even be a third party, i.e. another consumer in the vicinity, whose power factor compensation capacitors are failing due to harmonics from the neighborhood. Although the capacitors are usually the first ones to suffer under harmonic overload, any other equipment may get into trouble due to these imported "foreign" harmonics.

It is obvious that the harmonic pollution has to be controlled, e.g. kept within the limits of recognized standards. There are different ways to achieve this. In order to explain the physical background Ohm's law is applied to harmonics.

$$U_n = Z_n \times I_n$$

Where:

U_n is the harmonic voltage at n times line frequency (50 or 60 Hz)

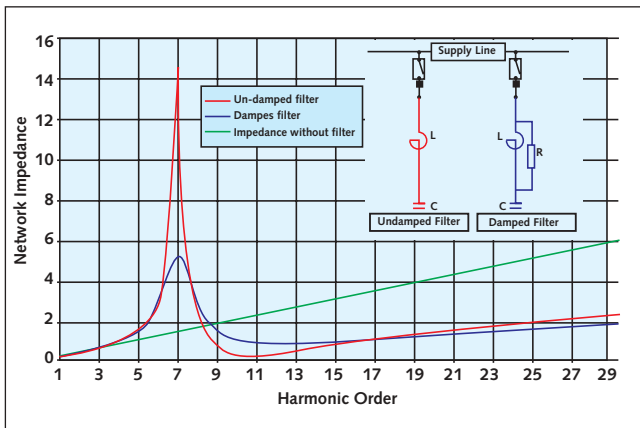
Z_n is the line impedance at n times line frequency

I_n is the current of a harmonic producing equipment at n times line frequency (n^{th} harmonic)

The simple message from the formula is that the harmonic voltage (e.g. the harmonic pollution) is proportional to the harmonic current that is injected into the network and to the network impedance at this specific harmonic frequency. In order to reduce the harmonic voltage U_n either the injection of the harmonic current I_n into the network can be reduced or the network impedance Z_n can be lowered.

2.2.1 Reduction of the injection of harmonic currents

Basically there are two possibilities. The first option is to use equipment with a lower content of harmonics (12-pulse, 24-pulse or even higher pulse number for rectifiers, or "active front end" converters) instead of the commonly used and



6 Parallelresonanz und die Dämpfungswirkung eines Oberwellenfilters
6 Parallel resonance and the effect of damping of a harmonic filter

der geschaltet sind. Anstatt allgemein die Netzimpedanz für alle Frequenzen zu senken, erledigen diese Filter diese Aufgabe sehr wirkungsvoll für eine spezifische, ausgewählte Frequenz. Diese Frequenz wird Abstimmungsfrequenz des Filters genannt (eine andere Bezeichnung ist Reihenresonanzfrequenz). Bei dieser spezifischen Frequenz hat das Filter eine Impedanz, die nahe bei Null liegt, und schafft eine Strecke geringer Impedanz für den Oberwellenstrom mit der gleichen Frequenz. Damit haben diese Filter den Vorteil, dass sie spezifisch auf die Bedürfnisse zugeschnitten werden können. Welches Problem eine Oberwelle auch verursacht, ein solches Filter kann genau für die Frequenz dieser spezifischen Oberwelle ausgelegt werden. Außerdem sind Oberwellenfilter normalerweise die billigste Maßnahme zur Bekämpfung von Oberwellenverschmutzungen. Der Hauptnachteil besteht darin, dass jedes Filter neben der Reihenresonanz bei der Abstimmungsfrequenz auch eine so genannte Parallelresonanz mit der Induktivität des Stromversorgungsnetzes aufbaut. Bei dieser spezifischen Frequenz wird die Impedanz des Netzpaars und Filteranlage extrem hoch (theoretisch unbegrenzt). Wenn man sich das Ohmsche Gesetz ins Gedächtnis zurückruft, wird es klar, dass das ein großes Problem sein kann. Auch eine moderate Einspeisung eines Oberwellenstromes wird auf Grund der extrem hohen Z_n zu einem sehr hohen Wert der Oberwellenspannung führen. Im Gegensatz zur Frequenz einer Reihenresonanz kann die Frequenz einer Parallelresonanz nicht vollständig kontrolliert werden, weil sie nur teilweise vom Filter selbst abhängt (und teilweise vom Netz). Alles in allem stellen Probleme mit Parallelresonanzen manchmal sogar für erfahrene Filterdesigner eine Herausforderung dar, die diese zu einer gründlichen Analyse und einer extrem sorgfältigen Behandlung zwingen.

Bild 6 zeigt das Phänomen einer durch ein Oberwellenfilter verursachten Parallelresonanz. Die X-Achse stellt die Frequenz dar, jedoch als Ordnungszahl der Harmonischen (1. bis 29.). So bedeutet zum Beispiel die Zahl 7 siebenmal die Netzfrequenz (d.h. 350 Hz oder 420 Hz für ein Netz mit 50 bzw. 60 Hz). Ohne das Filter und ohne Einrichtung zur Blindleistungskompensation, die an das Netz angeschlossen sind, verläuft die Netzimpedanz linear in Abhängigkeit von der Frequenz (schwarze Linie).

Die rote Kurve zeigt die Impedanz der Kombination des Stromversorgungsnetzes und des Oberwellenfilters. In diesem

cheaper 6-pulse equipment. The main disadvantage is the higher price and the more complex circuitry of converters.

The second option is the injection of harmonic currents with the same amplitude as the ones coming from polluting equipment but with opposite phase angle (180 degree shift). In this way so-called active filters manage to eliminate a good part of the load harmonics. This works well, especially for harmonics of low order and for stationary running loads where the working point does not change rapidly. On the other hand active filters are still quite expensive, especially for applications at the medium voltage level. Furthermore, their complexity makes them relatively vulnerable to disturbances and outages.

2.2.2 Lowering the network impedance

Again there are two possibilities. The first option is to make the network stronger e.g. by installing an additional generator, adding an additional parallel overhead line to the existing one, using an additional or a larger transformer for the supply of harmonic producing loads or by using more parallel cables. But this is a very expensive way for combating harmonics!

The second option is to use (passive) harmonic filters. Such filters consist of a minimum of one capacitor and one reactor connected in series. Instead of generally lowering the network impedance for all frequencies, filters carry out this task very efficiently – for one specific, chosen frequency. This frequency is called the tuning frequency of the filter (another name is series resonance frequency). At this specific frequency the filter has an impedance close to zero, building a low impedance path for the harmonic current with the same frequency. Thus, filters have the advantage that they can be designed for specific requirements. Whatever harmonic causes a problem a filter can be designed exactly for the frequency of this specific harmonic. Furthermore, harmonic filters are usually the cheapest way to fight against harmonic pollution. The main disadvantage is that beside the series resonance at the tuning frequency each filter builds with the inductance of the supplying network a so-called parallel resonance. At this specific frequency the impedance of the network and filter system becomes extremely high (theoretically infinite). Recalling Ohm's law, it is clear that this may be a big problem. Even a moderate injection of harmonic current will result in a very high value of the harmonic voltage due to the extremely high Z_n . Contrary to the frequency of a series resonance, the frequency of a parallel resonance cannot be fully controlled because it depends only partly on the filter itself (and partly on the network). All in all, problems with parallel resonances are sometimes a challenge even for experienced filter designers and it is necessary to analyse and treat them with extreme care!

Figure 6 illustrates the phenomenon of a parallel resonance caused by a harmonic filter. The x-axis represents the frequency but given as order of harmonics (1st to 29th). For example number 7 means 7 times the line frequency (i.e. 350 Hz or 420 Hz for a 50 Hz or 60 Hz network). Without the filter and without any PFC unit connected to the supply network, the network impedance is linear versus frequency (black line).

The red coloured curve shows the impedance of the combination of the supply network and the harmonic filter. Here, the filter is tuned to the 11th harmonic. Such a filter may sometimes be found attached to a large variable speed drive fed by a

Fall ist das Filter auf die 11. Oberwelle abgestimmt. Manchmal trifft man solche Filter als Teil eines großen drehzahlvariablen Antriebs an, der von einem 12-pulsigen Umrichter gespeist wird. Das Argument für die Auslegung dieses Filters liegt darin begründet, dass die niedrigste Oberwelle, die vom Antrieb kommt, die elfte ist, und die Filterung gerade bei dieser Oberwelle beginnen sollte. Das ist tatsächlich eine der Grundregeln für die Auslegung eines Filters, jedoch nicht die einzige. Somit ist dieses Beispiel für eine Auslegung des Filters nicht ausreichend und berücksichtigt nicht die notwendigen Erfahrungswerte. Das andere, und wichtigere Grundprinzip ist die Berücksichtigung von Parallelresonanzen! In Bild 6 wurde diese Regel nicht ordnungsgemäß beachtet. Die Parallelresonanz (d. h. die scharfe Spitze der roten Kurve) erscheint genau bei der 7. Oberwelle. Obwohl ein mit zwölf Pulsen gespeister Antrieb theoretisch überhaupt keinen Strom der 7. Oberwelle produzieren sollte, in der Praxis tut er es! Auch wenn das nicht der Fall wäre, andere Oberwellen produzierende Lasten innerhalb oder außerhalb der Anlage machen das mit Sicherheit. Folglich gibt es eine hohe Verschmutzung der Spannung bei 350 (420) Hz, und das Filter ist mit einem hohen Strom der 7. Oberwelle überlastet.

Die blaue Kurve zeigt die Situation, wenn das gleiche Filter mit einem Dämpfungswiderstand versehen ist. Das ist jedoch nicht als geeignete Lösung für das Problem der Parallelresonanz bei diesem Beispiel gedacht. Parallelresonanzen, bei welcher Oberwellenfrequenz auch immer, sind niemals eine gute Sache. Es ist viel besser, Parallelresonanzen in einem gebührenden Abstand von allen Oberwellenfrequenzen zu halten, insbesondere von denen, wo starke Oberwellenströme von nichtlinearen Lasten zu erwarten sind. Dennoch ist der Dämpfungswiderstand eine große Hilfe für die (sorgfältige) Auslegung des Filters. Er reduziert die Parallelresonanz und vermindert damit beträchtlich das Risiko schwerwiegender Störungen. Weiterhin verringert er die Netzimpedanz bei höheren Frequenzen und hilft damit zusätzlich alle Harmonischen mit hohen Ordnungszahlen zu reduzieren.

Bei all diesen Vorteilen hat die Dämpfung natürlich ihren Preis. Sie erhöht die Investitionen für das Filter und verursacht später Verluste, die zur Erhöhung der Betriebskosten führen. Die Kosten für zusätzliche Verluste können jedoch praktisch auf Null zurückgefahren werden, wenn ein weiteres Filterelement als so genannter Hilfskondensator hinzugefügt wird. Außerdem reduziert ein Dämpfungswiderstand die Wirksamkeit des Filters, Oberwellen zu absorbieren, insbesondere bei der Abstimmungsfrequenz. Bild 6 zeigt, dass die blaue Kurve bei der 11. Oberwelle eine beachtlich höhere Impedanz hat als die rote Kurve, deren Impedanz bei nahezu Null liegt.

3 Anwendbare Standards (Tabellen 3 und 4)

3.1 IEC

IEC 61000 Reihe „Elektromagnetische Kompatibilität“

- Es werden drei Klassen der elektromagnetischen Umgebung definiert: Klasse 1 hat die niedrigsten Kompatibilitätswerte für elektrische Umgebungen mit sehr empfindlichen Ausrüstungen, Klasse 2 ist die allgemeine Klasse für sowohl öffentliche als auch industrielle Umgebungen und Klasse 3 hat nur für industrielle Umgebungen die höchsten Kompatibilitätswerte.

12-pulse converter. The reason for this filter design is that the lowest harmonic coming from the drive is the 11th and therefore the filtering should start just at this harmonic. This is in fact one of the fundamental rules for filter design but not the only one. As a result, this example of a filter design is not done carefully enough or with the necessary experience. The other fundamental principle that is even more important is to allow for parallel resonances! In Figure 6 this rule was not properly considered. The parallel resonance (i. e. the sharp peak of the red curve) appears exactly at the 7th harmonic. Although the 12-pulse fed drive theoretically should not produce any 7th harmonic current, in practice it does! Even if it would not, other harmonic producing loads within or outside the plant will surely do so. As a consequence, there will be high voltage pollution at 350 (420) Hz, and the filter will be overloaded with a huge 7th harmonic current.

The blue coloured curve shows the situation where the same filter has been equipped with a damping resistor. It is not meant as a suitable solution for the problem with the parallel resonance for this example. Having parallel resonances at any harmonic frequency is never a good idea. It is much better to keep parallel resonances at a fair distance away from all harmonic frequencies, especially those where strong harmonic currents from non-linear loads have to be expected. Nevertheless, the damping resistor is a big help for (careful) filter design. It reduces the magnitude of parallel resonance and therefore considerably lowers the risk of serious trouble. Furthermore, it lowers the network impedance at higher frequencies and thus helps to additionally reduce all harmonics with high order number.

Beside these advantages, the damping has of course its price. It increases the capital expenditure for the filter and later on creates additional losses that increase operating costs. However, the cost for additional losses can be practically reduced to zero by adding another filter element, a so-called auxiliary capacitor. In addition, a damping resistor reduces the effectiveness of the filter to absorb harmonics, especially at the tuning frequency. In Figure 6 it can be seen that the blue curve at the 11th harmonic has considerable higher impedance than the red one that almost has zero impedance.

3 Applicable Standards (Table 3 and 4)

3.1 IEC

IEC 61000 series “Electromagnetic compatibility”

- Three electromagnetic environment classes are defined: class 1 has the lowest compatibility levels for very sensitive equipment, class 2 is the general class for both public and industrial environments, and class 3 has the highest compatibility levels, for industrial environments only.
- Three levels for all kind of disturbances including harmonics are defined: immunity, compatibility and planning level. The emission limits for individual sources of disturbances are normally placed below the planning level.
- Compatibility levels are given for quasi steady-state conditions that last for at least 10 minutes. For conditions that last not longer than 3 seconds a weighting factor is applied (which generally allows 50 % higher levels for all

- Es werden drei Schwellwerte für alle Arten von Störungen einschließlich Oberwellen definiert: Unempfindlichkeit, Kompatibilität und Planung. Die Emissionsgrenzen für einzelne Störquellen werden normalerweise unterhalb der Planungswerte angesetzt.
- Die Kompatibilitätswerte beziehen sich auf quasistationäre Zustände, die wenigstens zehn Minuten andauern. Für Zustände, die nicht länger als drei Sekunden andauern, wird ein Bewertungsfaktor angesetzt (der generell 50 % mehr für alle Oberwellen und die Gesamtverzerrung in den Umgebungsklassen 1 und 3 sowie spezifisch höhere harmonische Verzerrungen im Bereich von 25 bis 100 %, in Abhängigkeit von der Frequenz einer jeden Oberwelle, für Klasse 2 zulässt).

harmonics and Total Harmonic Distortion (THD) for environment classes 1 and 3 and specific higher harmonic distortions in the range of 25 to 100 % depending on the frequency of each harmonic) for class 2.

- Emission limits are specifically given only for LV loads with rated current up to 16 Amps. For MV and HV connected loads no specific, fixed limits are given. This allows the utilities to define their own planning levels (within specified compatibility levels) and emission limits.
- Only suggestions are made for adding harmonics coming from different sources and how this could be calculated based on experience and statistical methods.

Tabelle 3: Vergleich von Normen für Oberwellen

Table 3: Comparison of standards related to harmonics

Standard/Norm Grenzwerte/Gruppen Limitations/groups Spannungsgesamtverzerrung Voltage THD		IEC 61000-2-4			G5/3 (Stufe/stage 3 limits)				IEEE 519-1992		
		Class 1:	Class 2:	Class 3:	0.415 kV	6.6 & 11 kV	33 & 66 kV	132 kV	< 69 kV	69–160 kV	> 160 kV
		5	8	10	5	4	3	1.5	5	2.5	1.5
h		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Ungeradzahlige Oberwellen, die nicht ein Mehrfaches von 3 sind <i>Odd harmonics non-multiple of 3</i>	5	3	6	8	4	3	2	1	3	1.5	1
	7	3	5	7	4	3	2	1	3	1.5	1
	11	3	3.5	5	4	3	2	1	3	1.5	1
	13	3	3	4.5	4	3	2	1	3	1.5	1
	17	2	2	4	4	3	2	1	3	1.5	1
	19	1.76	1.76	3.53	4	3	2	1	3	1.5	1
	23	1.41	1.41	2.83					3	1.5	1
	25	1.27	1.27	2.56					3	1.5	1
	29	1.06	1.06	2.14					3	1.5	1
	31	0.97	0.97	1.97					3	1.5	1
	35	0.83	0.83	1.69					3	1.5	1
	37	0.77	0.77	1.57					3	1.5	1
	41	0.67	0.67	1.37					3	1.5	1
	43	0.63	0.63	1.28					3	1.5	1
	47	0.55	0.55	1.13					3	1.5	1
	49	0.52	0.52	1.06					3	1.5	1
h		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Ungeradzahlige Oberwellen, die ein Mehrfaches von 3 sind <i>Odd harmonics multiple of 3</i>	3	3	4	6	4	3	2	1	3	1.5	1
	9	1.5	1.5	2.5	4	3	2	1	3	1.5	1
	15	0.5	0.4	2	4	3	2	1	3	1.5	1
	21	0.2	0.3	1.75					3	1.5	1
	27	0.2	0.2	1					3	1.5	1
	33	0.2	0.2	1					3	1.5	1
	39	0.2	0.2	1					3	1.5	1
	45	0.2	0.2	1					3	1.5	1
h		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Geradzahlige Oberwellen <i>Even harmonics</i>	2	2	2	3	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	4	1	1	1.5	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	6	0.5	0.5	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	8	0.5	0.5	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	10	0.5	0.5	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	12	0.46	0.46	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	14	0.43	0.43	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	16	0.41	0.41	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	18	0.39	0.39	1	2	1.75	1	0.5	3	1.5	1
	20	0.38	0.38	1					3	1.5	1
	22	0.36	0.36	1					3	1.5	1
	24	0.35	0.35	1					3	1.5	1
	26	0.35	0.35	1					3	1.5	1
	28	0.34	0.34	1					3	1.5	1
	30	0.33	0.33	1					3	1.5	1
	32	0.33	0.33	1					3	1.5	1
	34	0.32	0.32	1					3	1.5	1
	36	0.32	0.32	1					3	1.5	1
	38	0.32	0.32	1					3	1.5	1
	40	0.31	0.31	1					3	1.5	1
	42	0.31	0.31	1					3	1.5	1
	44	0.31	0.31	1					3	1.5	1
	46	0.30	0.30	1					3	1.5	1
	48	0.30	0.30	1					3	1.5	1
	50	0.30	0.30	1					3	1.5	1

- Emissionsgrenzen werden spezifisch nur für Niederspannungsanlagen mit einem Nennstrom von bis zu 16 A angegeben. Für Lasten im Mittel- und Hochspannungsbereich werden keine spezifischen, festen Grenzen angegeben. Das erlaubt den Versorgungsbetrieben, ihre eigenen Planungswerte (innerhalb spezifizierter Kompatibilitätswerte) sowie Emissionsgrenzen zu definieren.
- Für die Summierung der Oberwellen aus unterschiedlichen Quellen werden nur Vorschläge unterbreitet, und es wird gesagt, wie man das auf der Grundlage von Erfahrungen und statistischen Methoden berechnen könnte.
- IEC-Dokumente divergieren teilweise hinsichtlich der darin enthaltenen Konzepte und Werte, was meistens auf den Zeitpunkt ihrer Entstehung zurückzuführen ist. Wenn man ältere und neuere Dokumente vergleicht, erkennt man, dass ein Lernprozess bzw. eine Entwicklung des Know-how innerhalb des breiten Bereichs der Energiequalität stattgefunden hat.

Länder innerhalb der Europäischen Union sowie eine Reihe anderer Länder auf der ganzen Welt (z.B. Australien) haben praktisch die IEC-Normen bei Fragen der Energiequalität übernommen.

3.2 EN

EN 50160/1999: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Diese europäische Norm bezieht sich auf Nieder- und Mittelspannungsanlagen und beruht im Wesentlichen auf der Normenreihe IEC 61000. Es wurde die Mehrzahl der IEC-Werte für die Kompatibilitätswerte in öffentlichen Stromversorgungsnetzen übernommen. Diese wurden jedoch neu in den Werten definiert, von denen der Kunde erwarten muss, dass er ihnen bei einem öffentlichen Netz ausgesetzt ist.

Diese Norm begünstigt die Versorgungsbetriebe und gibt ihnen viele Freiheiten zu behaupten, dass ihre Energiequalität immer noch akzeptabel ist. Zum Beispiel:

- Die Gesamtverzerrung berücksichtigt nur Oberwellen der Ordnung von 2 bis 40.
- Grenzwerte für einzelne Oberwellen werden nur bis zur Ordnungszahl 25 spezifiziert. („Für Ordnungszahlen der

- IEC documents are partly diverging as regards the concepts and values presented. This is mostly a due to their time of origin. When comparing older and newer documents a learning pattern or know-how development within the broad issue of power quality can be seen.

Countries within the European Union and a number of other countries all around the world (e.g. Australia) have practically adopted the IEC standards for power quality issues.

3.2 EN

EN 50160/1999: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems

This European standard is applicable to low voltage and medium voltage systems and is strongly based on the IEC 61000 standard series. It takes over a majority of IEC values for compatibility levels in public supply networks, but re-defines them into values that customers have to expect to be exposed to on a public supply system.

The standard tends to be in favor of the utilities, giving them a lot of freedom in claiming their power quality is still acceptable. For example:

- THD considers only harmonics of the order of 2 to 40.
- Limits for individual harmonics are specified only up to harmonic order 25. (“No values are given for harmonics of the order higher than 25, as they are usually small, but largely unpredictable due to resonance effects.”)
- Voltage distortions are considered to be OK, if “under normal operating conditions, during a period of one week, 95 % of 10 minute mean rms values of each individual harmonic voltage is lower or equal” to the stated limits. Moreover “resonances may cause higher voltages for an individual harmonic”. The same 95 % definition of compliance is stated for the THD value. This basically means that during more than 8 hours each week the limits may be violated, or that all 10 minutes measurements are considered to be OK if the mean rms value does not exceed the stated limit – even if the limit has been violated during most of the time of such a 10 minute period. A maximum amount that the value may exceed the limit is not even quantified at all! Theoretically, every week customers may be exposed to 20 % or more THD for 8 hours without having the right to complain or to ask for compensation for their damaged equipment or failure in production!

Tabelle 4: Vergleich von Normen für Oberwellen und Stromgrenzen
Table 4: Comparison of standards related to harmonics, current limits

IEEE 519-1994													
Anlagenspannung System Voltage Isc_max/IL(1)_max Strom/Current TDD [%]		<69 kV					69 – 160 kV					>160 kV	
		<20 5	20<50 8	50<100 12	100<1000 15	>1000 20	<20 2.5	20<50 4	50<100 6	100<1000 7.5	>1000 10	<50 2.5	>50 3.75
h													
Ungeradzahlige	<11	4	7	10	12	15	2	3.5	5	6	7.5	2	3
Oberwellen	11<17	2	3.5	4.5	5.5	7	1	1.75	2.25	2.75	3.5	1	1.5
Odd harmonics	17<23	1.5	2.5	4	5	6	0.75	1.25	2	2.5	3	0.75	1.15
	23<35	0.6	1	1.5	2	2.5	0.3	0.5	0.75	1	1.25	0.3	0.45
	35<49	0.3	0.5	0.7	1	1.4	0.15	0.25	0.35	0.5	0.7	0.15	0.22
h													
Geradzahlige Oberwellen	<11	1	1.75	2.5	3	3.75	0.5	0.875	1.25	1.5	1.875	0.5	0.75
sind auf 25 % der Grenz-	11<17	0.5	0.875	1.125	1.375	1.75	0.25	0.4375	0.5625	0.6875	0.875	0.25	0.375
werte ungeradzahliges	17<23	0.375	0.625	1	1.25	1.5	0.1875	0.3125	0.5	0.625	0.75	0.1875	0.2875
Oberwellen begrenzt	23<35	0.15	0.25	0.375	0.5	0.625	0.075	0.125	0.1875	0.25	0.3125	0.075	0.1125
Even harmonics are	35<49	0.075	0.125	0.175	0.25	0.35	0.0375	0.0625	0.0875	0.125	0.175	0.0375	0.055
limited to 25 % of the Odd harmonic limits													

Harmonischen, die größer als 25 sind, werden keine Werte angegeben, da diese normalerweise selten vorkommen, jedoch auf Grund der Resonanzeffekte weitgehend nicht vorhersehbar sind“).

- Spannungsverzerrungen werden als akzeptabel betrachtet, wenn „unter normalen Betriebsbedingungen im Zeitraum einer Woche 95 % der zehnminütigen Effektivwerte jeder einzelnen Oberwellenspannung kleiner oder gleich sind“, bezogen auf die angegebenen Grenzwerte. Überdies „können Resonanzen höhere Spannungen für eine einzelne Oberwelle erzeugen“. Die gleiche Definition mit 95 % Übereinstimmung wird auch für die Werte der Gesamtverzerrung gegeben. Das bedeutet im Grundsatz, dass die Grenzwerte während mehr als acht Stunden pro Woche nicht eingehalten zu werden brauchen bzw. dass alle zehnminütigen Messungen als in Ordnung betrachtet werden, wenn der Effektivwert den angegebenen Grenzwert nicht übersteigt – auch wenn der Grenzwert während der meisten Zeit eines solchen zehnminütigen Zeitraums nicht eingehalten wurde. Ein maximaler Betrag für den Wert, mit dem der Grenzwert überschritten werden kann, wird überhaupt nicht quantifiziert! Theoretisch können Kunden jede Woche acht Stunden lang einer Gesamtverzerrung von bis zu 20 % oder mehr ausgesetzt sein, ohne das Recht zu haben, sich zu beschweren bzw. einen Schadenersatz für ihre beschädigten Ausrüstungen oder Produktionsausfall einzufordern.

3.3 IEEE

IEEE 519/92: IEEE Empfohlene Praxis und Anforderungen an die Einhaltung von Oberwellengrenzwerten in Stromversorgungsnetzen

Das ist nicht nur eine Norm, sondern auch eine wertvolle Informationsquelle zu Fragen bezüglich Oberwellen. Themenschwerpunkte, die darin beschrieben werden, sind u. a. die Erzeugung und Auswirkungen von Oberwellen, Blindleistungskompensation, Analysen und Messverfahren. Als eine relativ alte Norm auf diesem Gebiet (Erstausgabe 1981) enthält sie, ähnlich wie die noch ältere Norm BS G5.3, deterministische und unkomplizierte Grenzwerte. Sie ist daher einfacher handhabbar als die jüngeren IEC-Standards, die mehr durch eine statistische bzw. probabilistische Herangehensweise geprägt sind.

Der wichtigste Aspekt dieser Norm sind die darin enthaltenen Grenzwerte am Verknüpfungspunkt für Versorgungsbetriebe (Oberwellenverschmutzung der Netzspannung) und für individuelle Verbraucher (Export von Oberwellenströmen in das Stromversorgungsnetz).

Die Grenzwerte werden unterschieden nach:

- Spannungspegel
- Ordnungszahl der Harmonischen
- Größe der Verbraucherlast, bezogen auf die Stärke des Netzes
- Art des Oberwellenspektrums des Verbrauchers (Umrichter mit sechs oder mehr Pulsen)
- Dauer der spezifischen Zustände beim Verbraucher und/oder im Netz.

Oberwellengrenzwerte werden für stationäre Zustände angegeben, die mehr als eine Stunde andauern. Für kürzere Zeiträume während des Anfahrens oder bei ungewöhnlichen Bedingungen können die Grenzwerte um 50 % überschritten werden.

3.3 IEEE

IEEE 519/92: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

It is not only a standard but a valuable source of information regarding issues related to harmonics. There are topics described such as generation and effects of harmonics, reactive power compensation, methods for analysis and measurements. As a relatively old standard in this area (first edition in 1981), similarly to the even older BS G5.3 standard, it tends to give deterministic, straightforward limits. It is therefore easier to apply than the newer IEC standards that tend more towards a statistical or probabilistic approach.

The most important aspect of the standard is its recommended limits at the point of common coupling for utilities (harmonic pollution of the supply voltage) and for individual consumers (export of harmonic currents into the supply network).

The limits are differentiated by:

- Voltage level
- Harmonic order
- Size of the consumer load related to the strength of the supplying network
- Type of the harmonic spectrum of the consumer (6- or higher-pulse converter)
- Duration of the specific conditions at consumer site and/or at the supplying network.

Harmonic limits are given for steady state conditions lasting more than one hour. For shorter periods during start-up or unusual conditions the limits may be exceeded by 50 %.

3.4 BS

Engineering Recommendation G5.3/1976: Limits for Harmonics in the United Kingdom Electricity Supply System

This is the oldest of the standards widely recognized in dealing with harmonic distortions. This can be seen especially in the definition of the THD. Harmonics were a relatively new concern at that time and the limits for the THD at all voltage levels (except at HV) have been set very conservatively, i. e. tight. Standards that were later issued are more “generous” due to additional knowledge and experience gained over time. Another aspect where the age of G5.3 can be observed is the number of individual harmonic distortions that should be considered for the calculation of the THD. Here, only harmonics with an order of 2 to 19 are relevant. This reflects the fact that converter technology was rather primitive (and expensive!) at this time and that the converters had low pulse configurations (2-, 3-, 6-pulse). For such converters the low order harmonics are indeed of greatest impact on the THD. Newer standards have had to deal with enhanced converter technology and therefore take higher harmonics into account. IEC 61000-2-4 in its first edition in 1994 (as well as the EN 50160) requires the consideration of harmonics of the order of 2 to 40. The second issue of IEC 61000-2-4 from 2002 (Compatibility levels in industrial plants for low frequency conducted disturbances) broadens this range to 2 to 50 and even starts thinking beyond this frequency limit. IEEE 519/92 has adopted the same range (order of 2 to 50). Such broader ranges are understandable, because more and more converters with 12-, 24- or even higher pulse designs are used or are equipped with so called “active front-end” rectifiers where the produced distortions are mainly in the kHz-range.

3.4 BS

Technische Empfehlung G5.3/1976: Grenzwerte für Oberwellen im Stromversorgungsnetz von Großbritannien

Das ist die älteste, der breit anerkannten Normen, die sich mit harmonischen Verzerrungen befasst. Diese Tatsache kann man speziell an der Definition der Gesamtverzerrung ablesen. Oberwellen waren zu dieser Zeit eine relative neue Sorge, und die Grenzwerte für die Gesamtverzerrung bei allen Spannungsebenen (außer Hochspannung) wurden sehr konservativ, d. h. eng, bemessen. Spätere Normen waren da „großzügiger“, da man im Laufe der Zeit mehr Wissen und Erfahrungen gesammelt hatte. Ein anderer Aspekt, an dem man das Alter von G5.3 erkennen kann, ist die Anzahl der einzelnen harmonischen Verzerrungen, die für die Berechnung der Gesamtverzerrung zu berücksichtigen sind. Hier spielen nur Oberwellen mit einer Ordnungszahl von 2 bis 19 eine Rolle. Das zeigt, dass zu diesem Zeitpunkt die Umrichtertechnologie noch ziemlich primitiv (und teuer!) war und dass die Umrichter eine niedrige Pulsigkeit (2, 3 oder 6) besaßen. Für solche Umrichter haben natürlich Oberwellen mit einer niedrigen Ordnungszahl die größte Wirkung auf die Gesamtverzerrung. Neuere Normen mussten eine fortgeschrittene Umrichtertechnik, und damit auch höhere Oberwellen, berücksichtigen. IEC 61000-2-4 in der ersten Fassung von 1994 (und auch die EN 50160) verlangten die Berücksichtigung von Oberwellen mit Ordnungszahlen von 2 bis 40. Die zweite Fassung der IEC 61000-2-4 aus dem Jahre 2002 (Kompatibilitätswerte in Industrieanlagen für Störungen im Niederfrequenzbereich) erweitert diesen Bereich auf 2 bis 50 und enthält bereits Denkansätze über diese Frequenzgrenze hinaus. Die IEEE 519/92 arbeitet mit dem gleichen Bereich (Ordnungszahlen 2 bis 50). Solche weiter gefassten Bereiche sind verständlich, weil immer mehr Umrichter mit 12, 24 oder mehr Pulsen arbeiten oder rückspisefähig sind, wo Verzerrungen hauptsächlich im kHz-Bereich auftreten.

Im Gegensatz zu den äquivalenten Normen IEC und besonders EN, die sich mehr auf die Spannungsversorgung konzentrieren, die durch die Versorger zu garantieren ist, fokussiert sich G5.3 nur auf die Verbraucher und unter welchen Voraussetzungen der Anschluss einer neuen Last akzeptiert werden kann.

Dazu wurden drei Akzeptanzstufen definiert. Stufe 1 befasst sich mit kleineren Lasten im allgemeinen Einsatzbereich. Die maximale Nennleistung in kVA ist in Abhängigkeit von der Netzspannung (bis zu 11 kV), wo solche Lasten angeschlossen werden sollten, und von der Art der Last begrenzt. Eine Berücksichtigung von Anlagendetails ist nicht erforderlich.

Stufe 2 findet Anwendung, wenn die für Stufe 1 angegebene Nennleistung von den Ausrüstungen überschritten wird. In Stufe 2 werden Grenzwerte für die maximal zulässigen Werte der Oberwellenströme festgelegt, die ein Kunde am Verknüpfungspunkt einspeisen darf (die Werte hängen vom Spannungspegel am Verknüpfungspunkt ab), vorausgesetzt, die vorhandenen Werte der einzelnen Oberwellen und die Gesamtverzerrung der Oberwellenspannung am Verknüpfungspunkt überschreiten nicht 75 % der in einer gesonderten Tabelle definierten zulässigen Maximalpegel.

Stufe 3 findet Anwendung, wenn sich eine nichtlineare Last nicht innerhalb der Stromgrenzwerte von Stufe 2 bewegt, und/oder wenn die Spannungsverzerrung am Verknüpfungspunkt bereits die 75 % der maximal zulässigen Grenzwerte

In contrast to the equivalent IEC and especially EN standards that focus more on the voltage supply quality that has to be guaranteed by the utilities, G5.3 focuses only on the consumers and under which preconditions the connection of a new load may be accepted.

Three stages of acceptance have been defined. Stage 1 deals with the smaller loads in general use. Depending on the line voltage (up to 11 kV) to which such loads should be connected and on the type of load, the maximum rated kVA power is limited. No consideration of system details is necessary.

Stage 2 is applied when the equipment exceeds the rated power given in stage 1. Stage 2 gives limits for the maximum permitted values of harmonic currents that a consumer may feed into the system at the point of common coupling (values vary depending on the voltage level at the PCC), provided that the existing values of individual harmonics and total harmonic voltage distortion at the PCC do not exceed 75 % of the maximum acceptable levels defined in a separate table.

Stage 3 is applied when a non-linear load does not comply with the current limits of stage 2 and/or when the voltage distortion at the PCC already exceeds 75 % of the maximum acceptable limits. The acceptance procedure of stage 3 requires a detailed examination of the existing harmonic current and voltage conditions as well as the conditions resulting from the new load. The expected voltage distortion on the distribution network resulting from a combination of the existing distortion and the distortion produced by the new load should be estimated and should not exceed, at any point of the network, the values given in separate tables. Exceeding defined limits is allowed for not longer than 2 seconds provided that such short-term harmonic bursts do not repeat more often than every 30 seconds. However, the maximum amount the limits may be exceeded is not defined.

Statistical methods have been proposed for the addition of harmonic currents produced by several non-linear loads connected to the same supply system. The so-called coincidence factors have been defined based on the loads involved, i. e. number, type and relative size of each load compared with the arithmetical sum of the rated power of all loads.

4 Overview of filter and compensation systems

4.1 Grouping concepts

Grouping of filter and compensation units can be done in many different ways. Sometimes there is no grouping philosophy for a plant and the compensation units are just scattered around. Installation has been done ad hoc as the plant has grown or has been modified over time. If a grouping concept exists then single compensation, group compensation, central compensation or combinations thereof are used.

4.1.1 Single Compensation

For single compensation (**Fig. 7**) the capacitors are connected in parallel with the load. They are switched on and off by the same switch. There is mostly no need for a discharging circuit since the capacitor is discharged through the impedance of the load itself. The main advantages are that the compensation is nearest to the load, there is no need for a separate switching device for the capacitor, and that it is not possible that the

überschritten hat. Das Akzeptanzverfahren von Stufe 3 erfordert eine detaillierte Überprüfung der vorhandenen Oberwellenzustände sowie der Bedingungen, die durch den Betrieb der neuen Last resultieren. Die erwartete Spannungsverzerrung auf dem Verteilungsnetz, die aus einer Kombination der vorhandenen Verzerrungen und der durch die neue Last produzierten Verzerrung resultiert, muss eingeschätzt werden und darf an keiner Stelle des Netzes die in gesonderten Tabellen angegebenen Werte überschreiten. Das Überschreiten definierter Grenzwerte ist für maximal zwei Sekunden erlaubt, unter der Voraussetzung, dass solche kurzfristigen Oberwellenstöße sich nicht öfter als alle 30 Sekunden wiederholen. Ein Maximalwert für das Überschreiten der Grenzwerte ist jedoch nicht definiert worden.

Es sind auch statistische Methoden für die Summierung von Oberwellen vorgeschlagen worden, die durch mehrere nicht-lineare Lasten produziert werden, die an das gleiche Versorgungssystem angeschlossen sind. Auf der Grundlage der beteiligten Lasten sind die so genannten Gleichzeitigkeitsfaktoren definiert worden, d.h. Anzahl, Art und relative Größe jeder einzelnen Last werden mit der arithmetischen Summe der Nennleistung aller Lasten verglichen.

4 Übersicht über Filter und Kompensationsanlagen

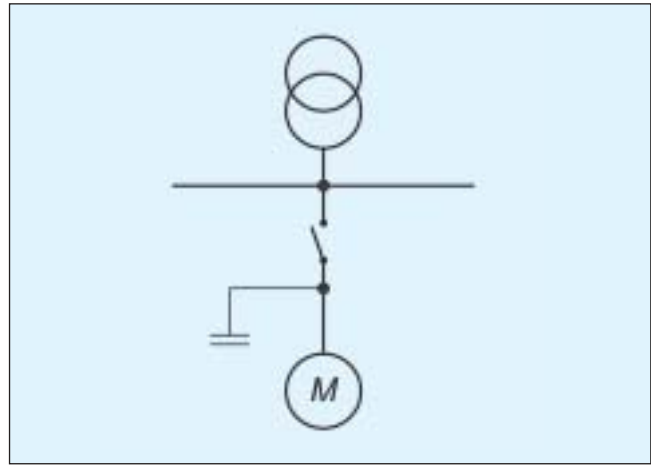
4.1 Gruppierungskonzepte

Eine Gruppierung der Filter- und Kompensationseinheiten kann auf unterschiedliche Weise vorgenommen werden. Manchmal existiert gar keine Gruppierungsphilosophie für eine Anlage, und die Kompensationsanlagen sind wahllos verstreut. Die Installationen erfolgten ad hoc mit dem Wachsen der Anlage oder es wurden im Laufe der Zeit Veränderungen vorgenommen. Wenn ein Gruppierungskonzept existiert, werden Einzel-, Gruppen- und Zentralkompensation oder eine Kombination aus diesen eingesetzt.

4.1.1 Einzelkompensation

Für eine Einzelkompensation (**Bild 7**) werden die Kondensatoren mit der Last parallel geschaltet. Sie werden mit dem gleichen Schalter an- und ausgeschaltet. Meistens wird kein Entladungskreis benötigt, da der Kondensator durch die Impedanz der Last selbst entladen wird. Zu den wichtigsten Vorteilen gehört, dass die Kompensation in unmittelbarer Nähe der Last erfolgt, dass kein separates Schaltgerät für den Kondensator benötigt wird und dass es nicht möglich ist, den Kondensator im unbelasteten Zustand einzuschalten. Die Einzelkompensation könnte im Vergleich zu anderen Gruppierungsarten billiger sein, da hierbei Überdimensionierungen von Kabeln und Transformatoren entfallen.

Eine Einzelkompensation wird hauptsächlich bei Induktionsmotoren und Transformatoren eingesetzt. Die Blindleistung der Kondensatoren muss den Erfordernissen eines spezifischen Verbrauchers entsprechen. Für die Kompensation von Transformatoren wird die Leistung des Kondensators nach dem Blindleistungsverbrauch im Leerlauf ausgewählt. Für die Kompensation von Induktionsmotoren darf die Leistung der Kondensatoren 90 % der Leerlaufblindleistung des Motors nicht übersteigen. Andernfalls kann eine Selbsterregung auftreten, wenn der Motor ausläuft, was zu einer hohen Überspannung an den Motorwicklungen und am Kondensator führen kann.



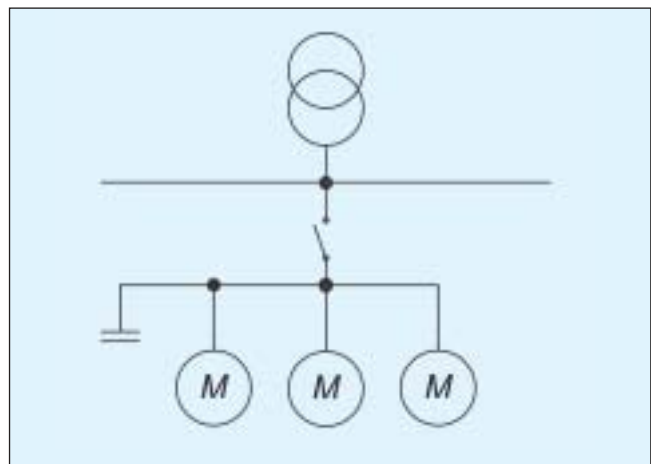
7 Prinzip einer Einzelkompensation
7 Principle of single compensation

capacitor is connected at no load. Single compensation could be cheaper compared to other grouping schemes if cables or transformers need to be over-sized otherwise.

Single compensation is mainly used for induction motors and transformers. The reactive power of the capacitors needs to fit to the requirements of a specific consumer. For compensating transformers the power of the capacitor is chosen according to the reactive power consumption at no load. For compensating induction motors the power of the capacitors must not exceed 90 % of the no load reactive power of the motor. Otherwise self-excitation may occur when the motor is running out, resulting in high over-voltage at the motor windings and across the capacitor. As long as the capacitors are not equipped with a series reactor, single compensation should be disregarded if harmonics are present in the plant supply network and/or if there are many individually compensated machines connected to the same bus (inrush current problem).

4.1.2 Group compensation

This type of compensation (**Fig. 8**) is something in between two fundamentally different types of grouping: single and central compensation. So, it may be as simple as a single capacitor being attached to a group of loads, and switched together with them. Or it may consist of a series of identical or different steps



8 Prinzip einer Gruppenkompensation
8 Principle of group compensation

Solange die Kondensatoren nicht mit einer Reihendrossel ausgestattet sind, sollte eine Einzelkompensation nicht in Betracht gezogen werden, wenn Oberwellen im Netz der Anlage auftreten und/oder wenn es viele einzeln kompensierte Maschinen gibt, die an die gleiche Sammelschiene angeschlossen sind (Problem des Einschaltstromstosses).

4.1.2 Gruppenkompensation

Diese Art der Kompensation (**Bild 8**) liegt irgendwo zwischen zwei grundsätzlich unterschiedlichen Arten der Gruppierung, nämlich der Einzelkompensation und der zentralen Kompensation. Sie kann einfach aus einem einzelnen Kondensator bestehen, der mit einer Gruppe von Lasten verbunden ist und mit ihnen zusammen geschaltet wird. Sie kann aber auch aus einer Reihe von identischen oder unterschiedlichen Schaltschritten bestehen, die einzeln durch separate Schalter ausgeführt werden, um den Anforderungen des Leistungsfaktors und/oder der Oberwellen für eine Gruppe von Lasten zu genügen.

4.1.3 Zentrale Kompensation

Die Kondensatoren und/oder Oberwellenfilter werden je nach Wunsch mit Hilfe geeigneter Schalter einer nach dem anderen bzw. in Gruppen zugeschaltet (**Bild 9**). Das ist ein sehr vorteilhaftes System bei Verwendung einer automatischen Steuerung, die von der Blindlast und/oder der Oberwellenverschmutzung abhängt.

Der Hauptvorteil einer zentralen Kompensation liegt darin, dass sie am ökonomischsten und zuverlässigsten bezüglich der Kontrolle der Parallelresonanzen ist. Es gibt aber auch kleinere Nachteile. Die Reduzierung der Oberwellenverschmutzung in den unteren Spannungsebenen kann unzureichend sein, und einige der Kabel und Transformatoren müssen immer noch nicht kompensiert (d. h. höhere) Lastströme einspeisen.

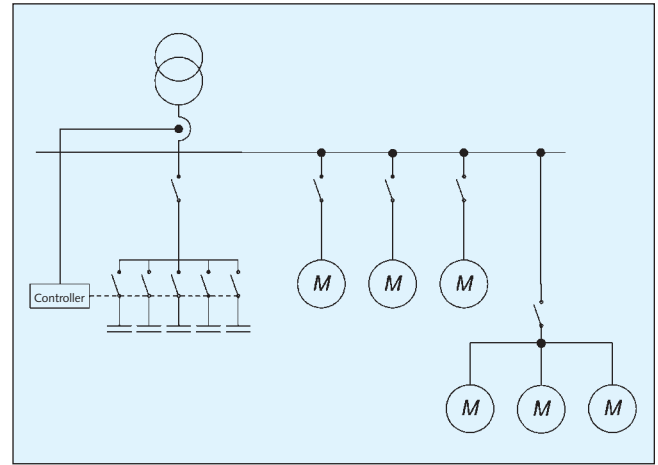
4.1.4 Vergleich der Gruppierungskonzepte

Die Wahl des entsprechenden Konzepts erfolgt normalerweise nach technischen und kommerziellen Gesichtspunkten unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Erfordernisse.

Eine zentrale Kompensation erfordert meistens eine kleinere installierte Gesamtblindleistung, weil normalerweise nicht alle Verbraucher gleichzeitig in Betrieb sind. Außerdem steigen die Kosten für Kompensationsanlagen nicht linear mit der Leistung. Daher führen größere Kompensationseinheiten zu geringeren Stückkosten als kleinere Einheiten. Andererseits kann eine Einzelkompensation die Kabelbelastung für spezifische Verbraucher verringern und dazu beitragen, dass eine Überdimensionierung von Kabeln und Transformatoren vermieden wird. Die Kosten für das Filter- und Kompensationsmaterial hängen hauptsächlich von der Leistung, der Anzahl der Einheiten für die Blindleistungskompensation (Filter oder Kondensatoren) und dem Spannungspegel ab (**Tabelle 5**). Daraus resultiert, dass kleine Kompensationsanlagen im Vergleich zu größeren Anlagen normalerweise nicht kostengünstig sind.

4.2 Optimale Lösungen für Zementwerke

Die kapazitive Leistung, die für die Verbesserung des Leistungsfaktors in einem Zementwerk benötigt wird, bewegt sich normalerweise im Bereich zwischen 5 und 15 MVar. Diese Zahl hat jedoch eine rückläufige Tendenz auf Grund des vermehrten Einsatzes von drehzahlvariablen Antrieben, die bereits einen ausgezeichneten Leistungsfaktor haben.



9 Prinzip einer zentralen Kompensation

9 Principle of central compensation

switched individually by separate breakers, in order to meet the power factor and/or harmonic requirements for a group of loads.

4.1.3 Central compensation

The capacitors and/or harmonic filters are switched one by one or in small groups (**Fig. 9**), as desired, by means of suitable breakers. This arrangement is very advantageous with automatic control dependent on the reactive load and/or harmonic pollution.

The main advantages of central compensation are that this compensation is the most economical and the most reliable regarding the control of parallel resonances. However, there are minor disadvantages too. The reduction of harmonic pollution on the lower voltage levels may be insufficient, and some of the cables and transformers still have to feed uncompensated (e. g. higher) load currents.

4.1.4 Comparison of grouping concepts

The choice of the grouping concept is usually based on technical and commercial aspects, for which plant specific requirements need to be considered.

Most often central compensation requires a smaller overall installed reactive power because usually not all consumers are running at the same time. Furthermore, the cost of compensation systems is not increasing linearly with power and thus larger compensation units lead to lower per-unit-cost than smaller units. On the other hand single compensation can reduce the cable loading to specific consumers and may help to avoid over-sizing cables and transformers. The cost of filter and compensation hardware mainly depends on the power, the number of PFC units (filters or capacitors) and on the voltage level (**Table 5**). Nonetheless, cost per unit power decreases with increasing power. As a result, small compensation systems are usually not cost effective compared to larger systems.

4.2 Optimal solutions for cement plants

The capacitive power needed to improve the power factor of a cement plant is typically in the range of 5 to 15 MVar. However, this figure tends to decrease due to the increased use of variable speed drives that already have an excellent power factor.

Bei der Auslegung der Anlage ist es erforderlich, die vorhandenen Ressourcen zu bündeln, um sie am wirkungsvollsten zu nutzen. Mit „Ressourcen“ ist vorrangig die „kapazitive Leistung“ gemeint. Die Wirksamkeit der Oberwellenfilterung hängt zum großen Teil von der kapazitiven Leistung ab, die in den Oberwellenfiltern installiert ist. Daher macht die Kombination eines erhöhten Einsatzes von Oberwellen produzierenden Lasten und des generell hohen Leistungsfaktors es immer schwieriger, gute Lösungen für eine geeignete Blindleistungskompensation und ein Oberwellenfiltersystem zu finden. Folglich muss die verfügbare kapazitive Leistung in einer minimalen Anzahl von Oberwellenfiltern installiert werden, welche die Erfüllung aller Anforderungen garantiert. Darüber hinaus ist die Anzahl der Filter ein wesentlicher Kostenfaktor, und Wirksamkeit, Sicherheit und Zuverlässigkeit von Filtern erhöhen sich im Allgemeinen mit ihrer Leistung. Die nächste Frage ist, wo die Oberwellenfilter angeschlossen werden sollten. In den meisten Fällen fällt die Wahl auf die Mittelspannungshauptsammelschiene im Werk. Das ist elektrisch gesehen die Stelle, wo die beste Nutzung der gegebenen Oberwellenfilterressourcen möglich ist.

Die Konsequenz aus den o. a. Tatsachen ist, dass in den meisten Fällen eine zentrale Kompensation auf der Mittelspannungsebene die optimale Lösung darstellt. Nur in sehr spezifischen Fällen kann es gerechtfertigt sein, zusätzliche Filter auf Niederspannungs- und/oder Mittelspannungssammelschienen einzusetzen, die einen anderen Spannungspegel haben als die Sammelschiene, an die die zentrale Kompensation angeschlossen ist. Das ist meistens dann der Fall, wenn es mit einer zentralen Kompensation nicht gewährleistet ist, die Grenzwerte für die Oberwellenverschmutzung im gesamten elektrischen Netz der Anlage mit vertretbaren technischen Maßnahmen und damit vertretbaren Kosten einzuhalten.

Anlagen für die Blindleistungskompensation in Zementwerken sollten passiver Art sein (eine Kombination aus Kondensatoren, Drosseln und eventuell noch Widerständen), weil auch die strengsten Auflagen für ein heutiges Zementwerk die hohen Kosten für ein aktives Filtersystem nicht rechtfertigen.

5 Auslegung von Anlagen zur Blindleistungskompensation und Oberwellenfilterung

Bei passiven Filtern ist dem Oberwellenspektrum der Lasten

During the design process it is necessary to bundle the available resources in order to utilize them most efficiently. With “resources” primarily “capacitive power” is meant. The effectiveness of harmonic filtering greatly depends on the capacitive power that is installed in the harmonic filters. Thus, the combination of increased use of harmonic producing loads and their generally high power factor makes it more and more difficult to find good solutions for a suitable power factor compensation and harmonic filtering system. As a consequence, the available capacitive power has to be installed in a minimal number of harmonic filters that guarantees the fulfillment of all requirements. Moreover, the filter number is a major cost factor and the effectiveness, safety and reliability of filters generally increase with their power. The next question is where the harmonic filters should be connected. In most cases the choice is the main medium voltage bus in the plant. This is the electrical point where the best utilization of the given harmonic filter resources is possible.

The consequence of the above-mentioned factors is that in most cases a central compensation at the medium voltage level is the optimum solution. Only in very specific cases it may be justified to put additional filters on LV busbars and/or MV busbars that have a different voltage level than the busbar where the central compensation is connected. Mostly, this is the case where a central compensation cannot assure compliance with the limits for harmonic pollution throughout the whole electrical network of the plant with reasonable technical measures and thus at reasonable cost.

PFC units for cement plants should be of passive type (a combination of capacitors, reactors and eventually resistors) because even the most stringent requirements for today’s cement plants do not justify the high cost for an active filter system.

5 Design of power factor compensation and harmonic filtering systems

Passive filtering requires particular attention to the emission spectrum of the loads. The risk of stimulation parallel -resonances is a real concern and therefore passive filters in general should be damped. Moreover, passive filters cannot be operated independently of each other or independently of other reactive power compensation systems. Therefore the complete installation should be considered in the analysis. The design requires information about the power system and the environment in

Tabelle 5: Vergleich von Einzel-, Gruppen- und zentraler Kompensation

Table 5: Comparison of single, group and central compensation

	Einzelkompensation <i>Single compensation</i>	Gruppenkompensation <i>Group compensation</i>	Zentrale Kompensation <i>Central compensation</i>
Kosten <i>Cost</i>	Hoch pro kVAr, aber ein extra Schalter wird nicht benötigt <i>High per kVAr, but no need for extra breaker</i>	Irgendwo zwischen Einzel- und zentraler Kompensation <i>Somewhere in the area between single & central compensation</i>	Gering pro kVAr, aber extra Schalter benötigt <i>Low per kVAr, but need for extra breaker(s)</i>
Nahe am Verbraucher <i>Close to consumer</i>	Ja <i>Yes</i>	Relativ nahe <i>Relatively close</i>	Nein <i>No</i>
Steuerung <i>Control</i>	Normalerweise nicht <i>Usually not</i>	Hängt von der Anwendung ab <i>Depends on application</i>	Ja <i>Yes</i>
Hauptanwendungsgebiete <i>Major application</i>	Große Verbraucher Konstante Last <i>Large consumers Constant load</i>	Definierte Gruppe von Lasten, die die gleiche Funktion im Anlagenprozess haben <i>Defined group of loads, having the same function in the plant process</i>	Viele kleine und große Verbraucher, schwankende Lasten <i>Many small and large consumers, varying load</i>
Spätere Änderungen <i>Later modifications</i>	Eingeschränkt/unpraktisch <i>Restricted/impractical</i>	Hängt ab von der ursprünglichen Auslegung <i>Depends on initial design</i>	Leicht/sicher – wenn ordnungsgemäß ausgelegt für zukünftigen Bedarf <i>Easy/safe – if properly designed in regard to future needs</i>

besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Das Risiko der Anregung von Parallelresonanzen ist eine ernste Angelegenheit, und daher sollten passive Filter generell gedämpft sein. Darüber hinaus können passive Filter auch nicht unabhängig voneinander bzw. unabhängig von anderen Systemen zur Blindleistungskompensation betrieben werden. Aus diesem Grund sollte die Gesamtanlage bei der Analyse berücksichtigt werden. Für die Auslegung benötigt man Informationen zum Versorgungsnetz und zur elektrischen Umgebung, in der die Anlage zur Blindleistungskompensation installiert werden soll. Neben den elektrischen Kenndaten, wie z. B. die verkettete Nennspannung und die Netzfrequenz, sollten auch Umgebungsdaten vorhanden sein, wie z. B. Umgebungstemperatur, Windlast, Höhenlage und Erdbebenzone des Werks, Luftverschmutzung usw. Bevor man mit den Arbeiten zur Auslegung einer Anlage für die Blindleistungskompensation beginnt, sollte der Eigentümer Entscheidungen hinsichtlich der Aufstellung (innen oder außen) und betrieblicher Randbedingungen treffen. Ein klares Verständnis des Lastzyklus der Anlage und möglicher Netzkonfigurationen innerhalb der Anlage (durch Koppelschalter beeinflusste Änderungen in den Versorgungswegen, Querverbindungen, Anzahl der in Betrieb befindlichen Transformatoren usw.) sind ebenfalls ein wichtiger Teil der Vorgaben für die Auslegung.

5.1 Erfassung von Eingabedaten

Für eine optimale Auslegung des Filters wird ein ausreichend genaues mathematisches Modell zur Beschreibung des Oberwellenverhaltens der Anlage benötigt. Die folgenden Daten werden normalerweise als Eingabe benötigt. Messungen vor Ort sind oft die nützlichste und wirksamste Methode, nicht nur um genaue Daten von der wirklichen Situation zu bekommen, sondern auch zur Aufnahme und zum Nachweis anderer relevanter Eingabedaten. Falls solche Informationen und Felddaten nicht verfügbar sind, müssen konservative Annahmen von erfahrenen Spezialisten vorgenommen werden.

- Anlagenkonfiguration (Übersichtsschaltpläne des Netzes und der Anlage)
- Bereits vorhandene Oberwellenverschmutzung am Verknüpfungspunkt
- Impedanz und Standort der Elektroausrüstungen im Netz des Versorgers
- Kondensatoren und/oder Oberwellenfilter im System des Versorgers und in benachbarten Anlagen
- Nennspannung und Netzfrequenz sowie deren Schwankungsbereiche
- Oberwellenspektrum des Stroms aller nichtlinearen Lasten in der Anlage
- Nennleistung der Lasten und ihre Leistungsfaktoren
- Impedanz und Standort der Elektroausrüstungen innerhalb der Anlage
- Auslastung und Leistungsfaktor des Gesamtwerks
- Ziel für den Leistungsfaktor mit Blindleistungskompensation (wobei klar definiert werden muss, wo gemessen wird).

5.2 Erforderliche Blindleistung und deren Verteilung auf schaltbare Einheiten

Die erforderliche kapazitive Leistung kann auf der Grundlage der Lastangaben für ein Werk (z. B. abgeleitet von Rechnungen des Versorgungsbetriebs, Messungen des Kunden oder Ergebnissen von Lastflussstudien), aus dem Zielwert für den Leistungsfaktor der Anlage und aus der Information, an welchem elektrischen Punkt der Leistungsfaktor gemessen wird, berech-

which the PFC system will be installed. Beside the electrical characteristics such as the nominal system line-to-line voltage and the fundamental frequency, environmental data such as ambient temperature, wind loading, site altitude, seismic zone of the site, air pollution, etc. should be available. The owner should make decisions regarding the location (indoor or outdoor) and operating constraints before the design of a PFC system starts. A clear understanding of the plant duty cycle and possible network variations within the plant (changes in the supply paths influenced by tie-breakers, links, the number of transformers in operation, etc.) are also important input for the design.

5.1 Input data acquisition

For an optimized filter design a sufficiently accurate mathematical model is needed to describe the harmonic behaviour of the system. The following data are typically required as input. Measurements on site often are the most useful and efficient way, not only to get precise data of the real situation but also to pick up and verify other relevant input data. If such information and field data are not available then conservative assumptions have to be made by experienced specialists.

- System configuration (single line diagrams of the supplying network and of the plant)
- Already existing harmonics pollution at the PCC
- Impedance and location of the electrical equipment on the utility network
- Capacitors and/or harmonic filters on the utility system and in neighbouring facilities
- Nominal voltage and line frequency as well as their variation bands
- Harmonic spectrum of the load current of all non-linear loads in the plant
- Rated power of the loads and their power factors
- Impedance and location of the electrical equipment within the plant
- Loading and power factor of the whole plant
- Target for the power factor with power factor compensation (with clear definition where this is measured)

5.2 Required capacitive power and its distribution to switchable units

From the load data of a plant (e.g. derived by utility bills, customer measurements or load flow study results), the target value for the plant power factor and the information at what electrical point the power factor is to be measured, the needed capacitive power can be calculated. The information about possible working points (for existing plants) or planned working points (for new plants) is essential to optimize the splitting of the total capacitive power into a number of PFC units (capacitors and/or filters). The main criteria are achieving the desired power factor under all operating conditions and avoiding severe voltage jumps due to the switching of single PFC units or groups of them.

5.3 Initial system configuration and filter tuning

Based on the total amount of capacitive power needed and on the harmonic generation, an initial estimate of the number, size and tuning of the filters is made. The tuning usually is chosen such that harmonic voltage and current distortion are kept within the limits of the specified harmonic performance criteria. To meet this objective the filter typically is tuned to the lowest frequency of the most significant harmonics. How-

net werden. Informationen über mögliche Arbeitspunkte (bei bestehenden Anlagen) bzw. geplante Arbeitspunkte (für neue Werke) sind wichtig, um die Aufteilung der kapazitiven Gesamtleistung in eine Anzahl von Einheiten zur Blindleistungskompensation (Kondensatoren und/oder Filter) zu optimieren. Die wesentlichen Kriterien dabei sind das Erreichen des gewünschten Leistungsfaktors bei allen Betriebsbedingungen und das Vermeiden hoher Spannungssprünge auf Grund des Zuschaltens einzelner Einheiten zur Blindleistungskompensation bzw. solcher Einheitengruppen.

5.3 Ausgangskonfiguration der Anlage und Filterabstimmung

Auf der Grundlage des benötigten Gesamtbetrags der kapazitiven Leistung und der Oberwellenerzeugung wird eine Ausgangsschätzung zu Anzahl, Größe und Abstimmung der Filter vorgenommen. Die Abstimmung wird normalerweise so gewählt, dass die Spannungs- und Stromoberwellenverzerrungen innerhalb der geforderten Limits für die Oberwellen gehalten werden. Um dieses Ziel zu erreichen wird das Filter normalerweise auf die niedrigste Frequenz der wichtigsten Oberwellen abgestimmt. Spätere Auswertungen können jedoch zeigen, dass zusätzliche Filter, die auf höhere, und manchmal auch auf niedrigere Oberwellen abgestimmt sind, erforderlich sind.

Ein weiteres Ziel beim Abstimmen der Filter kann darin bestehen, dass eher das Fließen von Oberwellen in das Filter vermieden wird als zu versuchen, diese aus dem Netz mit dem Filter einzufangen. Diese Alternative ist manchmal wünschenswert, wenn das Maß der Oberwellenverzerrung nicht kritisch ist und der Kunde versucht, sowohl die Überlastung des Kondensators mit Oberwellen als auch das Erzeugen einer Parallelresonanz in einem potenziell kritischen Frequenzbereich zu vermeiden.

5.4 Auslegungsoptimierung

In den meisten Fällen müssen die Spannungsverzerrungen durch das (die) Filter begrenzt werden – in einigen Fällen auch die Stromverzerrungen. Das muss für den Bereich normaler Systemkonfigurationen und auch für eine Anzahl definierter abnormaler (außergewöhnlicher) Zustände garantiert werden. Es bedarf einer gehörigen Portion Erfahrung, um die kritischsten Fälle, primär hinsichtlich der Wirksamkeit der Filterung, zu suchen und zu finden. Ohne diese Erfahrung müsste eine große Anzahl von Betriebsbedingungen (hunderte, ja sogar tausende) bewertet werden, die aus der Schwankung all der Faktoren resultieren, die das Betriebsverhalten beeinflussen. Jeder einzelne kritische Fall kann sich auf die Auslegung des Filters auswirken und zu einer Änderung des Konzepts der Blindleistungskompensation und Oberwellenfilterung führen. Wenn entscheidende Fälle bei Bewertung und Auslegung der Filter übersehen werden, kann dies katastrophale Konsequenzen haben.

In der Praxis sind einige Iterationen erforderlich, bis das optimale Konzept gefunden ist. Die folgende Liste vermittelt einen guten Überblick über die Schwerpunkte, die zu beachten sind.

- Anzahl der Filter, ihre Abstimmung und Dämpfung
- Steuer- und Schaltkonzept für Einzelfilter und Filtergruppen
- Ausfall eines Filters, wenn mehr als ein Filter eingesetzt ist
- Durch das Zuschalten eines oder mehrerer Filter verursachte Spannungsänderung
- Spannungsschwankungen des Systems



10 Drossel für eine typische Installation eines harmonischen Filters für zentrale Kompensation

10 Reactors for a typical harmonic filter installation for central compensation

ever, later evaluations may show that additional filters tuned for higher harmonics – and sometimes for lower harmonics too – may be required.

An alternative objective for filter tuning may be to avoid harmonics flowing into the filter, rather than to try to capture them from the network and “trap” them with the filter. This alternative is sometimes desirable when the harmonic distortion levels are not critical and the customer wants to avoid both, overloading the capacitor with harmonic currents and creating a parallel resonance in a potentially critical frequency area. Such cases are characteristic for the compensation of single AC motors.

5.4 Design optimization

In most cases the filter(s) must limit the voltage distortions, in some cases the current distortions too. This has to be guaranteed across a range of normal system configurations as well as for a number of defined abnormal (exceptional) conditions. Significant experience is required to search and find the most critical cases primarily with respect to filter performance. Otherwise it would be necessary to evaluate a large number of operating conditions (hundreds and even thousands) that result from the variation of all factors that influence the operational behaviour. Each critical case may impact the filter design and result in a change of the concept for the PFC and harmonic filtering system. If crucial cases are overlooked in the evaluation and the filter design, catastrophic failures may occur later on.

In practice some iterations are necessary until the optimized concept is established. The following list provides a good overview of topics that need to be considered.

- Number of filters, their tuning and damping
- Control and switching concept for single filters or filter groups
- Outage of a filter bank, if more than one bank is used
- Voltage change caused by switching of filter(s)
- System voltage variation
- Load variation
- Power system configurations (normal and contingency)
- Capacitors(s) and/or harmonic filter(s) in the electrical neighbourhood of the PCC

- Lastschwankungen
- Konfigurationen des Stromnetzes (normale aber auch unvorhergesehene Zustände)
- Kondensator(en) und/oder Oberwellenfilter in der elektrischen Nachbarschaft des Verknüpfungspunktes
- Filter-Verstimmung durch Änderungen in der Systemfrequenz, Herstellungstoleranzen von Bauteilen und Kapazitätsschwankungen bei extremen Temperaturen
- Charakteristische und nicht charakteristische Oberwellen
- Oberwellen, die im Versorgungsnetz schon vorhanden sind
- Möglichkeiten, Filter aus identischen Teilen zu bauen (meistens identische Kondensatoren und/oder Widerstandselemente für alle oder eine Reihe von Filtern).

5.5 Bemessung der Komponenten

Sobald die Filterfunktion optimiert worden ist, muss die Bemessung der Filterkomponenten festgelegt werden. In dieser Phase der Auslegung kann es immer noch erforderlich sein, mehrere Iterationen durchzuführen, um das gewählte Konzept weiter zu verbessern. Das ist dann wichtig, wenn einige Bauteile übermäßig belastet sind und die Ausführung daher unnötigerweise teuer würde.

Generell wird empfohlen, die Bemessung der Bauteile konservativ festzulegen und diese für den schlimmsten vorhersehbaren Lastfall, einschließlich eines vertretbaren Sicherheitszuschlags, auszulegen, um eine hohe Zuverlässigkeit und eine Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren zu erreichen.

5.6 Schutzkonzept

Im Idealfall sind alle wesentlichen Komponenten (Drosseln – **Bild 10**, Kondensatoren – **Bild 11** – und Widerstände) durch spezifische Schutzrelais geschützt. Ein kompletter Schutz würde jedoch wegen der Lastströme und deren Zusammensetzung aus Frequenzanteilen spezifische, und wenigstens zum Teil sehr komplexe Hardware und Software erfordern. Daher muss für jede spezifische Anwendung das Optimum zwischen komplexen Schutzmechanismen und der Sicherheit und Zuverlässigkeit, die aus ordnungsgemäß und konservativ ausgelegten Bauteilen resultieren, gefunden werden.

5.7 Steuerung und Schaltung

In Abhängigkeit von den Erfordernissen einer Anlage können Filter- und Kompensationssysteme auf unterschiedliche Art und Weise (**Bilder 12 und 13**), von ganz einfach bis ziemlich komplex, gesteuert werden. Bei komplexeren Kompensationssystemen erfolgt die Steuerung normalerweise automatisch. Mit Hilfe eines Reglers werden Einzeleinheiten (Filter oder Kondensatoren) bzw. Einheitengruppen automatisch an- und abgeschaltet. Sehr häufig wird ein spezieller Leistungsfaktorregler eingesetzt, um den Leistungsfaktor entweder der gesamten Anlage oder von Anlagenteilen konstant zu halten (als Steuergrößen können dabei der gewünschte Leistungsfaktor oder sogar komplexere Steueralgorithmen mit zusätzlichen Entscheidungskriterien und Steuergrößen verwendet werden).

Beim An- und Abschalten von Filtern muss eine einfache aber strikte Regel befolgt werden: Das erste Filter, das zugeschaltet wird, ist das mit der tiefsten Abstimmfrequenz, gefolgt von dem mit der nächsthöheren Abstimmfrequenz und so weiter, bis schließlich das Filter mit der höchsten Abstimmfrequenz zugeschaltet wird. Das Abschalten erfolgt in umgekehrter Reihenfolge.



11 Kondensatorbank für eine typische Installation eines harmonischen Filters für zentrale Kompensation

11 Capacitor bank for a typical harmonic filter installation for central compensation

- Detuning of a bank by changes in the system frequency, manufacturing tolerances of components and variation of the capacitance with extreme temperatures
- Characteristic and non-characteristic harmonics
- System background harmonics
- Possibilities to build filters from identical components (mostly identical C-cans and/or R-elements for all or a number of filters)

5.5 Component ratings

As soon as the filter harmonic performance is optimized, the filter component ratings have to be determined. In this design stage it still may be necessary to perform more iterations in order to refine the chosen concept. This is important if some components are excessively loaded and therefore the design would be unnecessarily expensive.

Generally, it is recommended to conservatively determine the component ratings and to design the components for the worst foreseeable loading case including a reasonable safety margin to achieve high reliability and a lifetime of 20 to 25 years.

5.6 Protection concept

Ideally all main components (reactors – **Fig. 10**, capacitors – **Fig. 11** – and resistors) are protected by specific protection equipment. However, due to the loading currents with the combination of frequency components, total protection would require specific and at least partly very sophisticated hardware and software. Therefore, the optimum between sophisticated



12 Typische Installation eines harmonischen Filters für zentrale Kompensation mit einer installierten Blindleistung von 700 kVAR

12 Typical harmonic filter installation for central compensation with an installed power of 700 kVAR

5.8 Überprüfung der Auslegung durch Messungen vor Ort

Um die Wirksamkeit von Anlagen zur Blindleistungskompensation und Oberwellenfilterung zu überprüfen, werden normalerweise Messungen vor Ort durchgeführt. Der für solche Messungen benötigte Zeitraum ist unterschiedlich. Oft wird eine Woche zur Datensammlung festgelegt, um die Lastschwankungen während der Woche zu berücksichtigen. Die Messung des Leistungsfaktors am Verknüpfungspunkt ist recht einfach, da immer Messeinrichtungen vom Versorgungsbetrieb installiert sind, und es genügt, die abgelesenen Werte für kWh und kVAr zu Beginn und am Ende der Messperiode festzuhalten. Die Berechnung des durchschnittlichen Leistungsfaktors ist dann unkompliziert.

Oberwellenmessungen müssen Ergebnisse liefern, die mit dem entsprechenden Standard und/oder den Erfordernissen der Eigentümer (Kunde oder Versorger) im Einklang stehen. Ein spezielles Problem kann auftreten, wenn IEEE 519 verwendet wird. Neben Spannungsoberwellen bei Mittel- und Niederspannungsebenen innerhalb der Anlage des Kunden muss auch der Export von Stromoberwellen in den Verknüpfungspunkt überprüft werden. Das führt manchmal zu Problemen beim Erkennen der Richtung, in die die Oberwellen fließen. Ergebnisse aus der Praxis zeigen, dass dies eine knifflige Aufgabe ist. Daher können einige indirekte Überprüfungen und Nachweise erforderlich werden, um zu beurteilen, ob die gemessenen Oberwellen exportiert oder importiert werden.

6 Probleme, Lösungen und Fallstudien

6.1 Probleme mit Oberwellen

Oberwellen sind ein wesentlicher Faktor, der die Energiequalität beeinflusst. In den heutigen Zementwerken werden immer mehr Ausrüstungen eingesetzt, die Oberwellen produzieren. Demzufolge nehmen auch durch Oberwellen verursachte elektrische Störungen zu. Am wichtigsten ist zunächst einmal, dass man sich potenzieller bzw. vorhandener Probleme bewusst ist. Oft werden überhitzte Ausrüstungen mit zusätzlichen Gebläsen gekühlt oder durch größer dimensionierte (überdimensionierte) Geräte ersetzt. Ausgefallene Bauteile oder Komponenten werden ersetzt, auch wenn die Probleme mehr als einmal



13 Typische Installation eines harmonischen Filters für zentrale Kompensation mit einer installierten Blindleistung von 5100 kVAR

13 Typical harmonic filter installation for central compensation with an installed power of 5100 kVAR

protection schemes and the safety and reliability resulting from properly and conservatively designed components has to be found for each specific application.

5.7 Control and switching concept

The control of filter and compensation systems can be done in various ways (**Figs. 12** and **13**) from very simple to rather sophisticated depending on the needs of an installation. For more complex compensation systems the control is usually automated. A controller is used to automatically switch on or off single units (filters or capacitors) or unit groups. Most often a dedicated power factor controller is used to keep the power factor constant (the target power factor can be used as control variable or even more sophisticated control algorithms with additional decision criteria and control variables), either of the entire plant or of parts of the plant.

Switching the filters ON and OFF has to follow a simple but strict rule: the first filter to be connected is the one with the lowest tuning frequency, followed by the one with next higher tuning frequency and so on until finally the filter with the highest tuning frequency is connected. Disconnecting is done in reverse order.

5.8 Design verification by measurements on site

In order to check the effectiveness of a PFC and harmonic filtering system usually measurements are done on site. The time period for such measurements varies but often one week is used to collect data in order to consider load variations during the week. A power factor measurement at the PCC is rather simple because there always is measurement equipment installed from the utility and it is sufficient to note the kWh and kVAr readings at the beginning and at the end of the measurement period. The calculation of the average power factor is then straightforward.

Harmonic measurements must be able to deliver results in accordance with the applicable standard and/or proprietary requirements from the customer or the utility. A specific problem can arise if IEEE 519 is used. Beside voltage harmonics at medium and low voltage levels inside the customer installation, the export of current harmonics into the PCC has to be verified.

auftreten. Keine dieser Maßnahmen geht die Ursache des Problems an. Das Erkennen eines Problems, das mit Oberwellen in Zusammenhang steht, ist ein großer Schritt nach vorn, um schwere langfristige Schäden in einem Werk zu verhindern und entsprechende Kosten zu sparen. Wenn auch nur eines der in **Tabelle 6** aufgeführten Symptome zutrifft, gibt es wahrscheinlich Probleme mit Oberwellen. Oberwellen beschleunigen die Alterung und können schnell Bauteile oder sogar Anlagenteile zerstören. Es ist wichtig, das Problem proaktiv anzugehen und das Oberwellenproblem an der Wurzel zu packen. Der Rat und die Erfahrung von Experten sind normalerweise sehr hilfreich um voranzukommen, die Ursache eines Problems zu erkennen und Maßnahmen zu finden es zu überwinden.

6.2 Empfehlungen für Änderungen in bestehenden Werken

Änderungen in bestehenden Anlagen können durch die Änderung oder Hinzufügung von Lasten bzw. Änderungen im Stromversorgungsnetz bewirkt werden. Das Hinzufügen von Lasten beeinflusst definitiv den Leistungsfaktor der Anlage. Lasten wie z. B. drehzahlvariable Antriebe, Heizeinrichtungen, Synchronmotoren und Kondensatoren führen eher zu einer Verbesserung des Leistungsfaktors, während andere, wie z. B. kleine und/oder leicht belastete Induktionsmotoren, Lichtbogenöfen, Fluoreszenzbeleuchtung, untersynchrone Kaskaden, Cycloconverter und Gleichstromantriebe diesen eher verschlechtern. Eine Absenkung des Leistungsfaktors kann dazu führen, dass er unter den Zielwert abfällt, der vom Versorger gefordert wird, was wiederum teure Strafen nach sich zieht. Es

Sometimes this leads to problems with identifying the direction in which the harmonic current flows and practical results show that this is a tricky task. Therefore, some indirect checks and proofs may be necessary for judging whether the measured harmonic current is exported or imported.

6 Problems, solutions and case studies

6.1 Problems with harmonics

Harmonics are a major factor that influences power quality. Today's cement plants use more and more equipment that produces harmonics and therefore the electrical disturbance by harmonics is increasing as well. Most important is the awareness of potential or existing problems in the first place. Often equipment that is over-heating is cooled by additional fans or is replaced by larger sized (over-sized) devices. Failed parts or components are replaced even if the problems occur more than once. Neither of these actions will address the root cause of the problems. Recognizing that a harmonics related problem exists is a big step forward to prevent significant long-term damage in a plant and to save the related costs. If any of the symptoms listed in **Table 6** are experienced, problems with harmonics are likely to exist. Harmonics act as an aging accelerator and can rapidly destroy components or even parts of a plant. It is important to take positive action and to cure the source of the harmonics problem. Expert advice and experience is usually very helpful to make progress, identify the root causes of the problems and to find measures to overcome them.

Tabelle 6: Symptome von Problemen mit Oberwellen bei elektrischen Ausrüstungen

Table 6: Symptoms of problems with harmonics for electrical equipment

Transformatoren <i>Transformers</i>	Hoher Temperaturanstieg in den Wicklungen, obwohl der Transformator offensichtlich nicht voll belastet ist. Die zusätzliche Erwärmung kommt sowohl von Strom- als auch von Spannungsüberwellen. Beschleunigte Alterung und/oder geminderter Betrieb können das Resultat sein. Es gibt eine merkliche Veränderung beim Geräusch. <i>Higher temperature rise in the windings even though the transformer is apparently not fully loaded. Additional heating comes from both, current and voltage harmonics. Accelerated aging and/or de-rated operation could result. There is a noticeable change in the audible noise.</i>
Kabel <i>Cables</i>	Regelmäßiges Überhitzen, obwohl die Belastung offensichtlich adäquat ist. Das führt zu beschleunigter Alterung und/oder gemindertem Betrieb. <i>Regular over-heating even though the loading is apparently adequate. This leads to accelerated aging and/or de-rated operation.</i>
Motoren <i>Motors</i>	Regelmäßige Überhitzung, obwohl die Belastung offensichtlich adäquat ist. Im Rotor treten Drehmomentschwingungen auf, die zu einer beschleunigten Alterung und/oder Ermüdung führen, speziell dort, wo es mechanische Resonanzen gibt. Der Motor läuft nicht gleichmäßig an (ruckartiger Anlauf) oder läuft mit einem sehr hohen Schlupf (Schleichen). Es gibt eine merkliche Veränderung im Geräusch der Maschine. <i>Regular over-heating even though the loading is apparently adequate. Torque oscillations occur in the rotor leading to accelerated aging and/or fatigue, especially where mechanical resonances exist. The torque may be reduced as well. The motor may refuse to start smoothly (cogging) or may run with very high slip (crawling). There is a noticeable change in the audible noise of the machine.</i>
Kondensatoren <i>Capacitors</i>	Der Blechkübel des Kondensators expandiert als ein Ergebnis erhöhter Erwärmung und Spannungsbeanspruchung. Zum Schluss schlägt das Dielektrikum durch und der Kondensator explodiert. Neben der Beschädigung der Ausrüstung stellt das eine Gefahr für das Personal dar. <i>The shape is expanding as a result of increased heating and voltage stress. At the end the dielectric breaks down and the capacitor explodes. Apart from damaging the equipment this presents a danger to the personnel.</i>
Kompensationseinheiten <i>Compensation units</i>	Die Geräte schalten sich unbeabsichtigt aus, was ein sehr gutes Anzeichen für ein Oberwellenproblem ist. Sie fallen einzeln zu unterschiedlichen Zeiten aus. <i>The units switch off inadvertently. This is a very good indication of a harmonic problem. They fail individually at varying times.</i>
SPS und DCS <i>PLC and DCS systems</i>	Start-Stop-Folge und andere Funktionen werden fehlerhaft aus keinem offensichtlichen Grund. <i>Start/stop sequence and other functions become erratic for no apparent reason.</i>
Computer <i>Computers</i>	Störungen einschließlich Verlust von Daten. <i>Malfunctions including loss of data.</i>
Leistungsschalter <i>Circuit breakers</i>	Einmal ausgelöste Schalter neigen zum Nachzündern, was sowohl die Schalter als auch die Last beschädigen kann. <i>Once tripped circuit breakers tend to re-strike. This can damage both circuit breaker and load.</i>
Elektronische Geräte <i>Electronic devices</i>	Es treten Probleme bei Kathodenstrahl displays auf (TV, PC etc.). Ausrüstungen und Geräte arbeiten fehlerhaft und nicht voraussagbar. Sie haben Störungen, die manchmal schwer auszumachen sind. Die Leistungselektronik zündet falsch und wird schließlich zerstört. <i>Display problems occur with cathode ray displays (TVs, PCs, etc.). Equipment and instruments perform defectively and unpredictably with malfunctions which sometimes can be subtle. Power electronic systems fire incorrectly and are eventually destroyed.</i>
Messgeräte <i>Measuring instruments</i>	Bei älteren Ausführungen mit elektromagnetischen Zählern können Fehler bis zu 20% für die Wirkleistung und bis zu 35% für die Scheinleistung auftreten. Leistungsmesser können erheblich durch Oberwellen beeinträchtigt werden. <i>Older designs with electromagnetic counters can suffer errors of up to 20 % for active power and 35 % for apparent power. Power meters can be severely affected by harmonics.</i>

wird daher empfohlen, diesen Einfluss im Voraus zu berechnen, bevor die erste Energierechnung mit Strafzahlungen ins Haus kommt.

Wenn Oberwellen produzierende Lasten hinzugefügt werden, werden die Verzerrungen im Anlagennetz definitiv beeinflusst, sprich erhöht. Im Gegensatz zum Leistungsfaktor sind harmonische Verzerrungen schwerer zu beurteilen. Es gibt keine eindeutige Schwelle für harmonische Verzerrungen, unter der es einen störungsfreien Betrieb der Anlage gibt und über der die Störungen beginnen. Sogar die in den wichtigsten Normen angegebenen Werte geben nur eine Indikation für akzeptable Pegel auf der Grundlage von Erfahrungen an. Weder ist die Befolgung solcher Grenzwerte eine Garantie für einen störungsfreien Betrieb, noch führt eine leichte Verletzung dieser Werte zwangsläufig zu Störungen. Die Verletzung internationaler Standards bzw. Grenzwerte, die vom Versorgungsbetrieb am Verknüpfungspunkt vorgeschrieben werden, kann jedoch zu Problemen für den Anlagenbetrieb führen und Auswirkungen auf die Kosten haben. Auch hier wird wieder empfohlen, im Voraus eine Netzstudie anzufertigen.

Außerdem kann das Hinzufügen von Lasten die Leitungsimpedanz beeinflussen, die sehr häufig eng mit der Kurzschlussleistung des Stromversorgungsnetzes zusammenhängt. Das trifft insbesondere auf Motoren mit einer konstanten Drehzahl zu, die die Impedanz senken und die Kurzschlussleistung erhöhen. Änderungen im Anlagennetz, die auf neue oder zusätzliche Transformatoren oder einfach auf das Zusammenschalten des Anlagennetzes (z.B. mit neuen Leitungen und/oder Kabeln oder bei Veränderungen von geschlossenen/unterbrochenen Koppelschaltern) zurückzuführen sind, beeinflussen primär die Leitungsimpedanz. Im Gegensatz zum Leistungsfaktor oder zur Oberwellenverschmutzung gibt es keine eindeutigen, direkten und genauen Methoden, um die Leitungsimpedanz zu messen bzw. zu bewerten. Daraus resultiert, dass es praktisch kein Bewusstsein für die Risiken gibt, die durch Änderungen der Leitungsimpedanz verursacht werden. Neben dem Einfluss der Leitungsimpedanz auf Kurzschlussströme, die Widerstandsfähigkeit von Ausrüstungen und Spannungsschwankungen gibt es spezifische Aspekte im Zusammenhang mit harmonischen Verzerrungen. Im Allgemeinen gilt, je geringer die Leitungsimpedanz und damit je höher die Kurzschlussleistung, umso geringer sind die harmonischen Verzerrungen. Die gegenseitige Abhängigkeit ist allerdings vielschichtiger. Auch ein sehr starkes Netz mit einer geringen Leitungsimpedanz kann auf Grund von Parallelresonanzen keinen störungsfreien Betrieb hinsichtlich Oberwellen garantieren, weil bei spezifischen Frequenzen die Leitungsimpedanz sehr hoch wird. Wenn Parallelresonanzen bei einer Frequenz auftreten, wo starke Oberwellen durch eine beliebige Ausrüstung innerhalb der Anlage, oder sogar außerhalb dieser, produziert werden, können außergewöhnlich hohe Spannungsverzerrungen das Ergebnis sein. Leider variiert die Frequenz einer solchen Resonanz (normalerweise gibt es mehrere) und damit auch das Gefahrenpotenzial für schwerwiegende Störungen mit einer Reihe von Faktoren, wie z. B. Kurzschlussleistung des Stromversorgungsnetzes, Kenndaten und Anzahl von Transformatoren, Leistung und Art der Last innerhalb der Anlage, Verbindungen zwischen den Anlagenteilen usw. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass besonders Geräte zur Blindleistungskompensation innerhalb der Anlage, d.h. Kondensatoren und abgestimmte bzw. verstimmtete Oberwellenfilter, einen großen Einfluss haben.

6.2 Recommendations for modifications of existing plants

Modifications of existing plants can be caused by modifying or adding loads or by changes in the supply network. Adding loads definitely influences the plant power factor. Loads such as variable speed drives, heating devices, synchronous motors and capacitors will rather improve the power factor whereas others such as small and/or lightly loaded induction motors, arc furnaces, fluorescent lighting, sub-synchronous cascades, cycloconverters and DC drives rather worsen it. Decreasing the power factor may drop it below the target value that is demanded by the utility and thus may result in costly penalties. Therefore it is recommended to calculate the influence in advance, before the first energy bill with penalties comes in.

If loads that produce harmonics are added, the distortions within the plant network definitely are influenced and generally speaking increased. Unlike the power factor, harmonic distortions are more difficult to evaluate. There is no clear threshold for harmonic distortions below which there is trouble-free operation of the plant and above which troubles start to show up. Even the values given in major standards only indicate acceptable levels based on experience. Neither is the compliance with such limits a guarantee for trouble-free operation nor does a mild violation of these limits lead inevitably to trouble. However, the violation of international standards or limits given by the utility at the PCC may result in problems for the plant operation and lead to a significant cost impact. Again, it is recommended to perform a network study in advance.

In addition, adding loads may influence the line impedance that most often is corresponding tightly with the short circuit power of the supply network. It is especially true for fixed speed motors that decrease the impedance and increase the short circuit power. Changes in the plant supply network caused by new or additional transformers or just by the interconnection of the plant network (e.g. new lines and/or cabling, changes in closed/opened tie-breakers) primarily influence the line impedance. In contrast to power factor and harmonic pollution there do not exist clear, direct and accurate ways to measure or to evaluate the line impedance. As a result, the awareness of risk caused by changes of the line impedance is practically not existent. Beside the impact of the line impedance on short circuit currents, withstand capacity of equipment and voltage variations, there are specific aspects related to harmonic distortions. Generally, the lower the line impedance and thus the higher the short circuit power, the lower are the harmonic distortions. However, the interdependence is more complex. Even a very strong network with low line impedance cannot guarantee trouble-free operation with respect to harmonics due to parallel resonances where at specific frequencies the line impedance becomes very high. If parallel resonances occur at a frequency where strong harmonic currents are produced by any equipment within the plant or even outside the plant, then exceptionally high voltage distortions may result. Unfortunately the frequency of each such resonance (there are usually several) and the potential for causing serious trouble varies with a number of factors such as short circuit power of the supply network, characteristics and number of transformers, power and type of loads within the plant, interconnections of the plant parts, etc. It is important to point out that especially power factor compensation units within the plant, i.e. capacitors and tuned or detuned harmonic filters, have a big influence.

Somit können relativ kleine Veränderungen in der Anlage (oder außerhalb dieser) die Situation bezüglich der harmonischen Verzerrung beträchtlich verschlechtern. Es ist dabei sogar schon zu größeren Störungen wichtiger Ausrüstungen, wie z.B. Haupttransformatoren, Hauptkabeltrassen, großer Motoren oder elektronischer Ausrüstungen, gekommen. Die am meisten gefährdeten Ausrüstungen sind jedoch die Geräte zur Blindleistungskompensation, die bei der Erzeugung von Parallelresonanzen beteiligt sind. Die Explosion von Kondensatoren ist ein relativ normales Vorkommnis in solchen Situationen. Glücklicherweise sind solche katastrophalen Auswirkungen ziemlich selten, weil es dazu einer Kombination von speziellen Umständen bedarf. Es muss sich nicht nur die Parallelresonanz der Leitungsimpedanz in einem kritischen Frequenzbereich befinden, sondern die Resonanz muss auch schwach gedämpft sein (das ist der Fall in Situationen mit einer geringen Last) und große Ausrüstungen, die sich magnetisch sättigen können (z. B. Transformatoren und Motoren), müssen erregt werden. Ein großer Anteil von Oberwellen im Einschaltstoßstrom des Transformators bzw. Motors trifft auf eine hohe Impedanz der Parallelresonanz. Was noch schlimmer ist – die Oberwellen werden bei Frequenzen, die nahe an der Parallelresonanz liegen, verstärkt. Das Ergebnis ist, dass 1 A, das aus einer Oberwellenquelle kommt, zu einem Strom von bis zu 10 A wird, der durch einen Transformator, ein Kabel oder einen Kondensator fließt.

Praktisch können alle potenziellen Probleme, die durch eine Veränderung in der Leitungsimpedanz verursacht werden, durch eine sorgfältige Netzanalyse und eine konservativ ausgelegte Anlage zur Blindleistungskompensation verhindert werden. Das trifft jedoch auch für die zwei o. a. Themen, nämlich den Leistungsfaktor und die harmonischen Verzerrungen zu.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Anlagen zur Blindleistungskompensation in Zementwerken sind aus ökonomischer Sicht normalerweise leicht zu rechtfertigen. Diese Geräte reduzieren die erforderliche Scheinleistung, vermeiden eine Überdimensionierung von Ausrüstungen und führen so zu beträchtlichen Kosteneinsparungen. Diese Ausrüstungen für Blindleistungskompensation werden auch zum Filtern von Oberwellen eingesetzt, die aus unterschiedlichen Quellen kommen – meistens von drehzahlvariablen Antrieben. Im Allgemeinen ist die zentrale Kompensation auf der Mittelspannungsseite das ökonomischste Konzept. In einigen spezifischen Ausnahmefällen können zusätzliche Kompensationsgeräte in anderen Spannungspegeln (Niederspannung und/oder Mittelspannung) zur Optimierung der Auslegung der Anlage eingesetzt werden. Dennoch können generell zahlreiche Einzel- oder Gruppenkompensationen, ein „Patchwork Design“ oder sogar nicht geplante und nicht strukturierte Auslegungen nicht empfohlen werden. Solche Auslegungen sind weniger wirtschaftlich, schwieriger in der Wartung bei Änderungen im Werk oder Anlagenerweiterungen und können zu Problemen beim Betrieb führen. Probleme mit Oberwellen können den Betrieb wesentlich beeinträchtigen und zu Schäden bei anderen Ausrüstungen führen, sind jedoch nicht immer offensichtlich. Eine richtige Auslegung neuer Anlagen, Sorgfalt beim Austausch von Ausrüstungen, bei Änderungen und Erweiterungen der Anlage sowie der Rat von Experten können dazu beitragen, solche Probleme zu vermeiden oder zu überwinden.

Hence, relatively minor changes in the plant (or outside of it) may considerably worsen the situation regarding harmonic distortions. Even major failures of important equipment such as main transformers, major cable routes, large motors or electronic equipment have been experienced. The most endangered equipment however are the PFC units that are involved in creating parallel resonances. Explosion of capacitors is a relatively common experience in such situations. Fortunately, such catastrophic results are rather rare because they need a specific combination of circumstances in order to happen. Not only the parallel resonance of the line impedance has to be in a critical frequency range but also the resonance has to be weakly damped (this is the case in low load situations) and large equipment that can magnetically saturate (such as transformers and motors) has to be energized. A huge amount of harmonics in the inrush current of the energizing transformer or motor collides with a high impedance of the parallel resonance. Even worse, the harmonic currents are amplified at frequencies close to the one of the parallel resonance. As a result, 1 A coming from a harmonic source becomes a current of up to 10 A that flows through a transformer, cable or capacitor.

Practically, all potential problems caused by a change in the line impedance can be prevented by a careful network analysis and a conservatively designed PFC system. However, this is true for the two topics mentioned previously, power factor and harmonic distortions, as well.

7 Summary and conclusions

For cement plants power factor compensation units usually can be easily economically justified. These units reduce the required apparent power and avoid over-sizing of equipment and thus lead to significant cost savings. This power factor compensation equipment is also used to filter harmonics generated from various sources – most often from variable speed drives. In general, central compensation on the medium voltage side is the most economic concept. In some specific, exceptional cases additional compensation units on other voltage levels (LV and/or MV) may be used to optimize the plant design. Nevertheless, numerous single or group compensations, patchwork designs or even unplanned, unstructured designs generally cannot be recommended. Such designs are less economic, more difficult to maintain during plant modifications or plant expansions and may result in operational problems. Problems with harmonics can significantly affect the operation and harm other equipment but they are not always obvious. Proper design of new plants, care with replacement of equipment, plant modifications or plant expansions and expert advice can help to avoid or overcome such problems.



ABB Switzerland Ltd

CH-5405 Baden 5 Dättwil
Switzerland

Phone +41 58 586 8444

Fax +41 58 586 7333

E-Mail process.industries@ch.abb.com

www.abb.com/cement