

Basics of Power Factor Correction

Under normal operating conditions certain electrical loads (e.g. induction motors, welding equipment, arc furnaces and fluorescent lighting) draw not only active power from the supply, but also inductive reactive power (kvar). This reactive power is necessary for the equipment to operate correctly but could be interpreted as an undesirable burden on the supply. The power factor of a load is defined as the ratio of active power to apparent power, i.e. kW: kVA and is referred to as $\cos\varphi$. The closer $\cos\varphi$ is to unity, the less reactive power is drawn from the supply:

If $\cos\varphi = 1$ the transmission of 500kW in a 400V three phase mains requires a current of 722 A. The transmission of the same effective power at a $\cos\varphi = 0.6$ would require a far higher current, namely 1203 A. Accordingly, distribution and transmission equipment as well as feeding transformers have to be de-rated for this higher load. Furthermore their useful life may also be decreased.

For systems with a low power factor the transmission of electric power in accordance with existing standards results in higher expenses both for the supply distribution companies and the consumer.

Another reason for higher costs are the losses incurred via heat dissipation in the cables caused by the overall current of the system as well as via the windings of both transformers and generators. If we assume for our above example that with $\cos\varphi = 1$ the power dissipated would amount to about 10kW, then a power factor of 0.6 would result in a 180% increase in the overall dissipation i.e. 28kW.

In general terms, as the power factor of a three phase system decreases, the current rises. The heat dissipation in the system rises proportionately by a factor equivalent to the square of the current rise.

This is the main reason why Electricity Supply Companies in modern economies demand reduction of the reactive load in their networks via improvement of the power factor. In most cases, special reactive current tariffs penalise consumers for poor power factor.

Conclusion:

- A reduction in the overall cost of electricity can be achieved by improving the power factor to a more economic level.
- The supply will be able to support additional load which may be of benefit for an expanding company.
- Reducing the load on distribution network components by power factor improvement will result in an extension of their useful life.

Grundlagen der Blindleistungskompensation

Unter normalen Betriebsbedingungen entnehmen elektrische Verbraucher, deren Betrieb durch den Auf- und Abbau von magnetischen Feldern begleitet wird (z.B. Induktionsmotoren, Schweißausrüstungen, Lichtbögen und Fluoreszenzleuchten) dem Netz nicht nur Wirkleistung, sondern auch induktive Blindleistung (kvar). Diese Blindleistung ist für die Funktion der Ausrüstung erforderlich, kann gleichzeitig jedoch als unerwünschte Belastung des Netzes interpretiert werden. Der Leistungsfaktor eines Verbrauchers ist als das Verhältnis von umgesetzter Wirkleistung zu dem Netz tatsächlich entnommener Scheinleistung (kW zu kvar) definiert und wird bezeichnet als $\cos\varphi$. Je näher der $\cos\varphi$ bei eins liegt, um so geringer ist der Anteil von Blindleistung, die dem Netz entnommen wird.

Bei einem $\cos\varphi = 1$ wird für die Übertragung von 500 kW in einem 400 V - Dreiphasennetz ein Strom von 722 A benötigt. Für die Übertragung der selben Wirkleistung bei einem $\cos\varphi = 0,6$ erhöht sich der benötigte Strom auf 1203 A. Dementsprechend müssen Einspeisungs-, Übertragungs- und Verteilungseinrichtungen stärker dimensioniert werden. Außerdem kann ihre Nutzungsdauer durch die größere Belastung herabgesetzt werden.

In Systemen mit einem niedrigen Leistungsfaktor erfordert die standardgerechte Übertragung von Elektroenergie verbraucherseitig und generatorseitig erhöhte Aufwendungen.

Ein weiterer kostensteigernder Faktor ist die durch den erhöhten Gesamtstrom hervorgerufene Wärmeentwicklung in Kabeln und anderen Verteilungseinrichtungen, in Transformatoren und Generatoren. Nehmen wir einmal für unser o.g. Beispiel bei $\cos\varphi = 1$ eine Verlustleistung im System von ca. 10 kW an, so würde sich diese bei einem $\cos\varphi = 0,6$ um etwa 180% auf 28 kW erhöhen.

Mit sich verringerndem $\cos\varphi$ und damit steigendem Strom steigt die Verlustleistung in einem Dreiphasennetz quadratisch an.

Das oben gesagte ist der Hauptgrund dafür, daß die Energieversorgungsunternehmen moderner Volkswirtschaften eine Reduzierung der Blindlast in ihren Versorgungsnetzen durch Verbesserung des Leistungsfaktors verlangen. In der Regel werden Verbraucher mit einem niedrigen Leistungsfaktor durch spezielle Blindleistungstarife belastet.

Fazit:

- Der Verbraucher kann durch Verbesserung seines Leistungsfaktors eine Verringerung der Gesamtkosten für Elektrizität erreichen.
- Eine Verringerung der Blindlast ermöglicht es dem Versorger, mit gleicher Kapazität zusätzliche Nutzlast zu versorgen, welches für eine expandierende Firma von Nutzen sein kann.
- Die Verbesserung des Leistungsfaktors reduziert die Belastung der Komponenten des Verteilernetzes. Dies erhöht ihre Lebensdauer.



Types of Power Factor Correction

A capacitive reactive power resulting from the connection of a correctly sized capacitor can compensate for the inductive reactive power required by the electrical load. This ensures a reduction in the reactive power drawn from the supply and is called Power Factor Correction.

Most common methods of power factor correction are:

SINGLE OR FIXED PFC, compensating for the reactive power of individual inductive loads at the point of connection so reducing the load in the connecting cables (typical for single, permanently operated loads with a constant power),

GROUP PFC - connecting one fixed capacitor to a group of simultaneously operated inductive loads (e.g. group of motors, discharge lamps),

BULK PFC, typical for large electrical systems with fluctuating load where it is common to connect a number of capacitors to a main power distribution station or substation. The capacitors are controlled by a microprocessor based relay which continuously monitors the reactive power demand on the supply. The relay connects or disconnects the capacitors to compensate for the actual reactive power of the total load and to reduce the overall demand on the supply.

A typical power factor correction system would incorporate a number of capacitor sections determined by the characteristics and the reactive power requirements of the installation under consideration. Sections of 12.5 kVAR, 25 kVAR, and 50 kVAR are usually employed. Larger stages (e.g. 100 kVAR and above) are achieved by cascading a number of smaller sections. This has the beneficial effect of reducing fluctuations in the mains caused by the inrush currents to the capacitors and minimises supply disturbances. Where harmonic distortion is of concern, appropriate systems are supplied incorporating detuning reactors.

Arten der Blindleistungskompensation

Durch die Zuschaltung eines exakt berechneten Kondensators kann man der induktiven Blindlast, die durch einen elektrischen Verbraucher benötigt wird, eine kapazitive Blindlast entgegensetzen. Dies ermöglicht eine Reduzierung der Blindleistung, die dem Netz entnommen wird und wird Leistungsfaktorkorrektur oder Blindleistungskompensation genannt.

Je nach Anordnung und Einsatzform der Kondensatoren unterscheidet man:

EINZEL- BZW. FESTKOMPENSATION, bei der die induktive Blindleistung unmittelbar am Entstehungsort kompensiert wird, was zu einer Entlastung der Zuleitungen führt (typisch für einzelne, meist im Dauerbetrieb arbeitende Verbraucher mit konstanter oder relativ großer Leistung - Asynchronmotoren, Transformatoren, Schweißgeräte, Entladungslampen u. a.),

GRUPPENKOMPENSATION, bei der ähnlich der Einzelkompensation bestimmten gleichzeitig arbeitenden induktiven Verbrauchern ein gemeinsamer Festkondensator zugeordnet wird (örtlich beieinanderliegende Motoren, Entladungslampen) - auch hier werden die Zuleitungen entlastet, allerdings nur bis zur Verteilung auf die einzelnen Verbraucher,

ZENTRALE KOMPENSATION, bei der eine Anzahl von Kondensatoren an eine Haupt- oder Unterverteilerstation angeschlossen wird. Sie ist in großen elektrischen Systemen mit veränderlicher Last üblich. Die Kondensatoren werden hier durch einen elektronischen Regler gesteuert, welcher kontinuierlich den Blindleistungsbedarf im Netz analysiert. Dieser Regler schaltet die Kondensatoren zu bzw. ab, um die momentane Blindleistung der Gesamtlast zu kompensieren und somit den Gesamtbedarf im Netz zu reduzieren.

Eine Blindleistungskompensationsanlage beinhaltet eine Anzahl von Kondensatorengruppen, welche in Aufteilung und Staffelung den Besonderheiten und dem Blindleistungsbedarf des zu kompensierenden Netzes angepasst sind. Sehr verbreitet sind Stufen von 12,5 kvar, 25 kvar und 50 kvar. Größere Schaltstufen, z. B. 100 kvar oder mehr, werden durch die Verschaltung einer Anzahl kleinerer Abzweige erreicht. Dadurch werden die Einschaltstrombelastung des Netzes reduziert und daraus resultierende Störungen (z. B. Stromstöße) verringert. Ist das Netz mit Oberwellen behaftet, so werden die Kondensatoren in der Regel durch Filterkreisdrosseln geschützt.

Power demand, duty cycle Leistungsbedarf, Einschaltdauer	Solution Lösung
constant power demand and long duty cycle Konstanter Leistungsbedarf und lange Einschaltdauer	single- or group-fixed PFC Einzel- oder Gruppen-Festkompensation
variable power demand and/or variable duty cycle Wechselnder Leistungsbedarf und/oder wechselnde Einschaltdauer	controlled central PFC Geregelte Zentralkompensation

Calculation of Required Capacitor Power

The reactive power which is necessary to achieve a desired power factor is calculated by the following formula:

$$Q_c = P \cdot F$$

Q_c reactive power of the required correcting capacitor
Blindleistung des erforderlichen
Kompensationskondensators

P active power of the load to be corrected
Wirkleistung der zu kompensierenden Last

Berechnung der benötigten Kondensatorleistung

Die Blindleistung, die notwendig ist, um einen gewünschten Leistungsfaktor zu erreichen, wird mit Hilfe der folgenden Formel berechnet:

F conversion factor acc. to chart 2
Umrechnungsfaktor laut Tabelle 2

original power factor Ausgangsleistungsfaktor	conversion factor F for a target power factor Umrechnungsfaktor für einen Zielleistungsfaktor									
	$\cos\varphi_2$									
$\cos\varphi_1$	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
0.20	3.879	4.017	4.149	4.279	4.415	4.473	4.536	4.607	4.696	4.899
0.25	2.853	2.991	3.123	3.253	3.389	3.447	3.510	3.581	3.670	3.873
0.30	2.160	2.298	2.430	2.560	2.695	2.754	2.817	2.888	2.977	3.180
0.35	1.656	1.795	1.926	2.057	2.192	2.250	2.313	2.385	2.473	2.676
0.40	1.271	1.409	1.541	1.672	1.807	1.865	1.928	2.000	2.088	2.291
0.45	0.964	1.103	1.235	1.365	1.500	1.559	1.622	1.693	1.781	1.985
0.50	0.712	0.85	0.982	1.112	1.248	1.306	1.369	1.440	1.529	1.732
0.55	0.498	0.637	0.768	0.899	1.034	1.092	1.156	1.227	1.315	1.518
0.60	0.313	0.451	0.583	0.714	0.849	0.907	0.97	1.042	1.130	1.333
0.65	0.149	0.287	0.419	0.549	0.685	0.743	0.806	0.877	0.966	1.169
0.70		0.138	0.27	0.4	0.536	0.594	0.657	0.729	0.817	1.020
0.75			0.132	0.262	0.398	0.456	0.519	0.59	0.679	0.882
0.80				0.13	0.266	0.324	0.387	0.458	0.547	0.75
0.85					0.135	0.194	0.257	0.328	0.417	0.62
0.90						0.058	0.121	0.193	0.281	0.484
0.95								0.037	0.126	0.329





Example:

- a. Consumption of active energy Verbrauch an Wirkenergie:
- b. Consumption of reactive energy Verbrauch an Blindenergie:
- c. number of working hours Anzahl der Arbeitsstunden:

$$\begin{aligned} E_W &= 300.000 \text{ kWh} \\ E_B &= 400.000 \text{ kvarh} \\ t &= 600 \text{ h} \end{aligned}$$

Resulting average active power
Durchschnittliche Wirkleistung

$$P = \frac{300.000 \text{ kWh}}{600 \text{ h}} = 500 \text{ kW}$$

Calculation of the original power factor $\cos\varphi_1$:
Berechnung des Ausgangsleistungsfaktors $\cos\varphi_1$:

$$\cos\varphi_1 = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{E_B}{E_W}\right)^2 + 1}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{400.000 \text{ kvar}}{300.000 \text{ kWh}}\right)^2 + 1}} = 0.6$$

For the improvement of the power factor from 0.6 to 0.98
we read the factor 1.13 from the chart above.

The required capacitor power is:

$$Q_C = 500 \text{ kW} \cdot 1.13 = 565 \text{ Kvar}$$

Für eine Verbesserung des Leistungsfaktors von 0,6 auf 0,98
entnehmen wir aus unserer Tabelle den Faktor 1.13.
Damit erhalten wir einen Bedarf an Kondensatorleistung von:

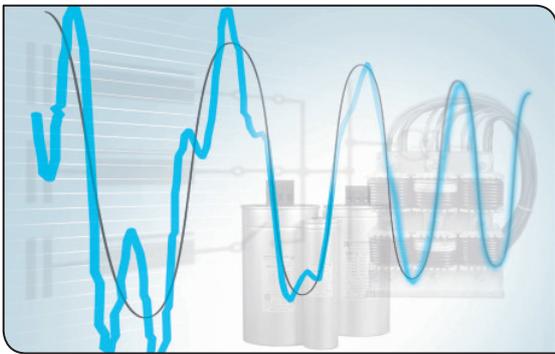
Alternative:

- a. reactive power tariff Blindleistungstarif:
- b. monthly costs for reactive energy Monatliche Kosten für Blindarbeit:
- c. number of working hours Anzahl der Arbeitsstunden:

$$\begin{aligned} &T/\text{kvarh} \\ &c \\ &h \end{aligned}$$

required capacitor power for $\cos\varphi = 1$
erforderliche Kompensationsleistung für $\cos\varphi = 1$

$$Q_C = \frac{c}{h \cdot T/\text{kvarh}}$$



Influence of Harmonics, Harmonic Filtering

Developments in modern semiconductor technology have led to a significant increase in the number of thyristor- and inverterfed loads.

Unfortunately these non-linear loads have undesirable effects on the incoming AC supply, drawing appreciable inductive reactive power and a non-sine-wave current. The supply system needs to be kept free of this harmonic distortion to prevent equipment malfunction.

A typical inverter current is composed of a mixture of sinewave currents; a fundamental component at the supply frequency and a number of harmonics whose frequencies are integer multiples of the line frequency (in three phase mains most of all the 5th, 7th, and 11th harmonic). The harmonics lead to a higher capacitor current, because the reactive resistance of a capacitor reduces with rising frequency.

The rising capacitor current can be accommodated by constructional improvements in the manufacture of the capacitor. However a resonating circuit between the power factor correction capacitors, the inductance of the feeding transformer and the mains may occur. If the frequency of such a resonating circuit is close enough to a harmonic frequency, the resulting circuit amplifies the oscillation and leads to immense over-currents and over-voltages.

Harmonic distortion of an AC supply can result in any or all of the following:

- Premature failure of capacitors.
- Nuisance tripping of circuit breakers and other protective devices.
- Failure or maloperation of computers, motor drives, lighting circuits and other sensitive loads.

The installation of detuned (reactor-connected) capacitors is designed to force the resonant frequency of the network below the frequency of the lowest harmonic present, thereby ensuring no resonant circuit and, by implication, no amplification of harmonic currents. Such an installation also has a partial filtering effect, reducing the level of voltage distortion on the supply, and is recommended for all cases where the share of harmonic-generating loads is more than 10% of the rated transformer power. The resonance frequency of a detuned capacitor is always below the frequency of the lowest harmonic present.

A close-tuned filter circuit however is tuned to a certain harmonic frequency and presents a very low impedance to the individual harmonic current, diverting the majority of the current into the filter bank rather than the supply.

Einfluß von Oberwellen und deren Filterung

Die Entwicklung der modernen Halbleitertechnologien hat zu einer entscheidenden Erhöhung der Anzahl von thyristor- und konvertergesteuerten Verbrauchern geführt.

Leider üben Konverter unerwünschte Nebeneffekte auf das Wechselspannungsnetz aus, indem sie eine beachtliche induktive Blindleistung und einen nichtsinusförmigen Strom verursachen. Diese Verunreinigung des Versorgungsnetzes kann zu Beschädigungen und Fehlfunktionen von Ausrüstungen und Geräten führen.

Ein typischer Konverterstrom ist aus einer Überlagerung von verschiedenen sinusförmigen Teilströmen zusammengesetzt, d.h. einer Grundschiwingung, welche die Frequenz des Netzes aufweist, und einer Anzahl von sogenannten Harmonischen oder Oberwellen, deren Frequenzen ein Vielfaches der Netzfrequenz betragen (in Dreiphasennetzen treten vorwiegend die fünfte, siebente und elfte Oberwelle auf). Diese Oberwellen führen zu einem erhöhten Kondensatorstrom, da sich der Blindwiderstand eines Kondensators mit steigender Frequenz verringert.

Dem steigenden Kondensatorstrom kann man durch konstruktive Verbesserungen des Kondensators begegnen, allerdings wird dadurch nicht das Risiko von Resonanzerscheinungen zwischen den Leistungskondensatoren auf der einen Seite sowie der Induktivität des einspeisenden Transformators und des Netzes auf der anderen Seite beseitigt. Erweist sich nämlich die Resonanzfrequenz eines solchen Resonanzkreises nahe genug an der Frequenz einer der Oberwellen im Netz, so kann dieser Resonanzkreis die Schwingung der Oberwelle verstärken und zu immensen Überströmen und Überspannungen führen.

Die Oberwellenverunreinigung eines Wechselspannungsnetzes kann einige oder alle der nachstehenden Auswirkungen haben:

- frühzeitiges Ausfallen von Kondensatoren
- verfrühtes Ansprechen von Schutzschaltern und anderen Sicherungseinrichtungen
- Ausfall oder Fehlfunktion von Computern, Motorantrieben, Beleuchtungseinrichtungen und anderen empfindlichen Verbrauchern.

Die Installation von verdrosselten Kondensatoren soll die Resonanzfrequenz des Netzes unter die Frequenz der niedrigsten vorhandenen Oberwelle zwingen. Dadurch wird eine Resonanz zwischen den Kondensatoren und dem Netz und damit auch eine Verstärkung von Oberwellenströmen verhindert. Eine solche Installation hat auch einen Filtereffekt, indem sie den Grad der Spannungsverzerrung im Netz verringert. Sie wird deshalb für alle Fälle empfohlen, in denen der Leistungsanteil der oberwellenerzeugenden Verbraucher mehr als 10% der Transformator-Bemessungsleistung bzw. Anschlussleistung beträgt. Die Resonanzfrequenz eines verdrosselten Kondensators liegt immer unterhalb der Frequenz der niedrigsten auftretenden Oberwelle.

Ein abgestimmter Filterkreis ist dagegen speziell auf eine bestimmte Oberwellenfrequenz abgestimmt und stellt für den jeweiligen Oberwellenstrom eine sehr niedrige Impedanz dar. Dadurch wird ein Großteil des Oberwellenstromes in den Filterkreis umgeleitet.



When is it necessary to install a detuned PFC system?

Detuned capacitors can in general be operated in any mains. In any case, they are a safer choice than non-detuned capacitors and future-proof under the conditions of more and more deteriorating power quality in modern mains.

We strongly advise to conduct a comprehensive mains analysis, including measurement of the harmonic content, before designing and installing your power factor correction equipment. In cases, however, where such analysis is not possible, cautious and conservative assessment of the situation to be expected shall be made by means of the general rules below:

Wann ist eine verdrosselte Kompensationsanlage erforderlich?

Verdrosselte Kondensatoren können grundsätzlich in jedem Netz betrieben werden. Sie stellen in jedem Falle die sicherere Lösung im Vergleich zu unverdrosselten Kondensatoren dar und sind unter den sich immer weiter verschlechternden Netzbedingungen zukunftssicher.

Wir empfehlen dringend, vor der Konzipierung und Installation einer Kompensationsanlage eine möglichst umfassende Netzanalyse einschließlich Oberwellenmessung durchzuführen. In Fällen, wo eine solche Untersuchung im Vorfeld nicht möglich ist, sollte eine vorsichtige und konservative Abschätzung der zu erwartenden Situation anhand der nachstehenden Regeln erfolgen:

Installation of detuned (reactor-connected) capacitors Schaltbild zur Verdrosselung von Kondensatoren

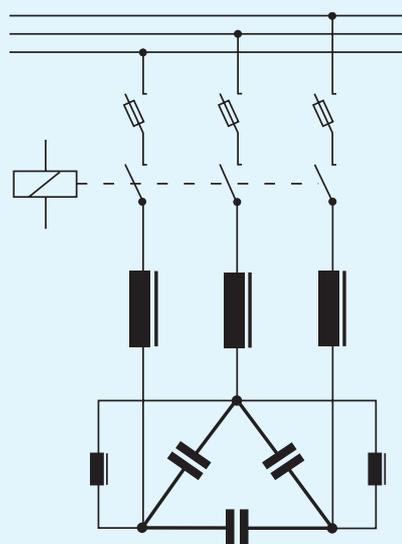


Abb._pic. 1

$S_{OS} : S_T$	Detuning Verdrosselung
0%...10%	non-detuned unverdrosselt
>10%...50%	detuned verdrosselt
>40%...100%	detailed calculation needed, installation of filter circuit if necessary genaue Berechnung erforderlich, ggf. Einsatz von abgestimmten Filterkreisen

abbreviations Abkürzungen:

S_{OS} power of harmonic generating loads in the own network Leistung der Oberschwingungs-Erzeuger im eigenen Netz

S_T rated transformer power or connection power Transformator-Bemessungsleistung oder Anschlussleistung

Typical non-linear loads (generating harmonics)

- converters, rectifiers, inverters, choppers
- thyristor controls, three-phase controllers
- electronic valves
- phase controls
- UPS units (inverter technology)
- discharge lamps with magnetic ballasts

A detuned PFC system is also necessary

- if one or more harmonic voltages in the MV mains are >2%, and/or
- if certain audio frequency control signals are used (see below)

! Attention: Non-detuned and detuned capacitors must never be combined together.

Does the MV mains contain audio frequency control signals ?

Some energy supply companies use higher-frequency signals in their medium voltage mains for the transmission of control pulses and data. These so-called "audio frequency signals" ranging typically from 160 to 1350Hz may become absorbed or distorted by, or cause resonance problems with capacitor installations. Such problems may be prevented by the selection of proper detuning reactors.

Typische nichtlineare Verbraucher (Oberwellenerzeuger)

- Stromrichter, Gleichrichter, Umrichter
- Thyristorsteller, Wechselsteller, Drehstromsteller
- elektronische Ventile
- Anschnittsteuerung
- USV-Anlagen (Umrichtertechnik)
- Entladungslampen mit Vorschaltgeräten

Eine Verdrosselung ist auch erforderlich

- wenn einzelne oder mehrere Oberschwingungsspannungen aus dem Versorgungsnetz > 2% sind und/oder
- bei bestimmten TF-Rundsteuerfrequenzen (siehe unten)

! Achtung: Unverdrosselte und verdrosselte Kondensatoren dürfen nicht miteinander kombiniert werden.

Ist eine Tonfrequenz-Rundsteuerung im EVU-Netz vorhanden?

Einige Energieversorgungsunternehmen verwenden in ihren Mittelspannungsnetzen höherfrequente Signale zur Übertragung von Steuerungsimpulsen und Daten.

Diese sogenannten „Tonfrequenzsignale“, üblicherweise im Bereich zwischen 160 und 1350Hz, können durch Kondensatoren abgesaugt oder verfälscht werden, oder schädliche Resonanzerscheinungen hervorrufen. Derartige Probleme werden durch die Auswahl einer geeigneten Verdrosselung vermieden.

Capacitor/PFC system Kondensator/-anlage	audio frequency Tonfrequenz	reactive power Kompensationsleistung	activity Maßnahme
non-detuned unverdrosselt	< 250Hz	$Q_c \leq 35\%$ of S_T	no specific activity keine besondere Maßnahme
		$Q_c > 35\%$ of S_T	consult your power supply company and conduct mains analysis Maßnahme mit dem EVU klären und Netzuntersuchung
	> 250Hz	$Q_c \leq 10$ kvar	no specific activity keine besondere Maßnahme
		$Q_c > 10$ kvar	consult your power supply company and consider special PFC system Maßnahmen mit dem EVU klären, Sonder-Kompensationsanlage
detuned verdrosselt	< 250Hz	no restrictions keine Beschränkungen	consult your power supply company and consider special PFC system Maßnahmen mit dem EVU klären, Sonder-Kompensationsanlage
	250Hz...350Hz	no restrictions keine Beschränkungen	detuning factor Verdrosselung $\geq 7\%$
	> 350Hz	no restrictions keine Beschränkungen	detuning factor Verdrosselung $\geq 5\%$

