



Mehr Kupfer kostet weniger

Auslegung von Kabel- und Leitungsanlagen nach Lebensdauerkosten



Deutsches
Kupferinstitut
Copper Alliance

DKI 1/2017

Sonderdruck aus

ep Elektropraktiker
HUSS-MEDIEN GmbH, 10400 Berlin
Heft 09/2016 bis 12/2016

Autor:
Dipl.-Ing. Stefan Fassbinder, Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e. V., Düsseldorf

ANSATZ 1: MITTELWERT-HYPOTHESE	6
Wohngebäude.....	6
Ein einzelner Verbraucher.....	6
Die gesamte Anlage.....	7
Büro-Etage.....	8
Industriebetrieb.....	9
Auffälligkeiten.....	9
Umgang mit Auffälligkeiten.....	9
ANSATZ 2: EINBEZUG VORHANDENER LASTPROFILE	10
„Jahres-Effektivwert“.....	10
Jahres-Scheitelfaktor.....	11
Jahres-Formfaktor.....	11
Auffälligkeiten, Randbedingungen, Beurteilung.....	11
Ergebnisse.....	11
VERSUCH DER ENTWICKLUNG EINER METHODE	12
Beispiel 1: Das Wohngebäude.....	12
Das Einfamilienhaus.....	12
Das Mehrfamilienhaus.....	13
Beispiel 2: Das Büro.....	14
Auffälligkeiten, Besonderheiten, weiteres Vorgehen.....	15
Sondervertragskunden.....	15
ENTWURF EINER METHODE – ZUSAMMENFASSUNG	16
Tarifikunden.....	16
Sondervertragskunden.....	16
ALTER HELFER: BLINDLEISTUNGSKOMPENSATION	17
Randbedingungen, Einschränkungen und Vereinfachungen.....	17
Vorgehensweise.....	18
Ergebnisse.....	18

Weitere Beobachtungen.....	18
Schlüsse	19
HELPER 2: DER SPANNUNGSFALL	20
HELPER 3: DIE ABSCHALTBEDINGUNGEN	21
HELPER 4: DIE SELEKTIVITÄT	21
HELPER 5: DIE LASTPROFILE	21
HELPER 6: NETZRÜCKWIRKUNGEN	21
HELPER 7: E-MOBILITÄT UND ANDERE DAUERLASTEN	21
AUSBLICK	22

Mehr zu den Themen Netzqualität,
Verfügbarkeit, effizienter Einsatz elektrischer
Energie, erneuerbare Energien und
Nachhaltigkeit finden Sie auf
www.leonardo-energy.org

Leonardo
ENERGY



Mehr Kabel kostet weniger

Energieeffizienz von Kabel- und Leitungsanlagen

Bislang lasen sich Anweisungen, Normen, TAB sowie andere Bestimmungen und Anleitungen so, als stünde dort als Auswahl-Kriterium: „Wie heiß muss meine Leitung mindestens werden?“ Fortan jedoch sollte eine Leitung nicht mehr als „am besten ausgenutzt“ gelten, wenn sie ihre höchstzulässige Temperatur auch wirklich erreicht. Durch die Erhöhung des Querschnitts lässt sich über die geringeren Verluste Energie und damit richtiges Geld sparen. Das soll nachfolgend detailliert und nachvollziehbar als Anregung für die Praxis dargelegt werden.



Jo Chef: Je dicker desto spar; werden se sehen! – Und in fünf Jahren hol ich mir meinen Bonus ab

Wie inzwischen schon mehrfach berichtet, beschäftigen sich elektrotechnische Normen neuerdings nicht mehr nur mit Fragen der Sicherheit und Funktionalität (EMV), sondern betrachten auch die Energieeffizienz – und damit die Lebensdauerkosten – elektrischer Anlagen und Betriebsmittel.

So kosten 50 m Kabel NYY 5 x 4 mm² etwa 95 € [1]. In Verlegeart B2 nach VDE 0298-4 [2] kann dieses Kabel, wenn dreiadrig belastet, einen Betriebsstrom von 27 A tragen. Die Stromwärme-Verlustleistung beträgt hierbei **678 W**. Bei einem Strompreis von 23 ct/kWh haben die Verlustkosten nach **611 h** die Höhe des Kabelpreises erreicht.

Das Kabel ist also schon nach einem Monat ein zweites Mal bezahlt worden und nach

einem Jahr dreizehn Mal – ein Mal an den Kabelhersteller und zwölf Mal an den Stromversorger.

Durch eine Installation in Verlegeart C lässt sich der Faktor noch auf **siebzehn** steigern. Nun werden Kabel und Leitungen selten mit konstanter Last betrieben, und wenn, dann ist diese Last kaum jemals gleich der höchstzulässigen. Wie die Rechnung nahe legt, ist es aber selbst dann noch einer Erwägung wert, einen stärkeren Querschnitt (Bild ①) zu wählen als nach bisheriger Normenlage erforderlich, wenn der wahre Betriebspunkt/Betriebsbereich sehr weit vom durchgehenden Volllast-Betrieb entfernt ist. Doch wo liegt dieser Punkt, und wie findet man die hierfür optimale Bemessung des Querschnitts zur Minimierung der Lebensdauerkosten?

Während der TBINK-EEE der DKE [3], der Technische Beirat internationale und nationale Kooperation für elektrische Energieeffizienz, noch an einem Normungsplan (zu Deutsch „Roadmap“) arbeitet, sind die Gremien schon bei der Sache. Dies gilt etwa für das Komitee 544 „Elektrische Einrichtungen für energieeffiziente Gebäudeinstallationen“, für dessen

Arbeitskreis 544.0.1 „Grundlagen zu energieeffizienten Geräten, Installationen und Systemen“ und für den Arbeitskreis 221.5.1 „Energieeffizienz und smarte Installationen“. Was gibt es dort zu tun?

Im Elektropraktiker war in letzter Zeit verschiedentlich von Lastprofilen die Rede (siehe ep Tipp) – und genau die sind es: Von den Lastprofilen hängt es in ganz entscheidender Weise ab, ob und wie weit sich eine „Überdimensionierung“ der Leiterquerschnitte lohnt. Hierauf verweist auch die neue DIN VDE 0100-801 [4], die sich speziell dem Thema „Energieeffizienz“ widmet. Dort heißt es u. a. unter Punkt 6.2 „Bestimmung des Lastprofils: Die Anforderungen der größten Lasten in der Anlage müssen bestimmt werden. Die Lasten [...] sollen zusammen mit ihrer Betriebsdauer und/oder dem geschätzten jährlichen Verbrauch ermittelt und aufgelistet werden“, sowie speziell zu Kabel- und Leitungsquerschnitten:

„Die Vergrößerung der Querschnitte von Kabeln und Leitungen führt zur Reduzierung der Leistungsverluste. Diese Entscheidung muss unter Berücksichtigung der Ersparnisse innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens, im Zusammenhang mit zusätzlichen Kosten durch die Überdimensionierung, erfolgen. [...] ANMERKUNG: Bei manchen Anwendungen (insbesondere im industriellen Bereich) können die wirtschaftlichsten Querschnitte um einiges größer sein als die aus thermischen Gründen erforderlichen.“ Sodann wird auf die IEC 60287-3-2 „Wirtschaftliche Optimierung der Leiterquerschnitte“ verwiesen [5].

Diese jedoch, ebenso wie alle anderen zur Zeit existierenden Ansätze zur Normung der Auslegung von Kabel- und Leitungsanlagen auf minimale Lebensdauerkosten, setzen leider die Lastprofile einfach als bekannt voraus. Dies ist aber selten der Fall. Was ist nun mit den anders gelagerten Fällen? Dazu eine Überlegung vorab.



Quelle: S. Fassbinder

① Hochspannungskabel – ganz so dick muss es ja nicht gleich werden, aber mitunter kann sogar eine Erhöhung des Querschnitts von z. B. normativ ausreichenden 4 mm² auf 16 mm² effizienter sein und Kosten sparen

Autor

Dipl.-Ing. Stefan Fassbinder ist Berater für elektrotechnische Anlagen beim Deutschen Kupferinstitut (DKI) in Düsseldorf und seit vielen Jahren als Fachautor national und international tätig.

Ansatz 1: Mittelwert-Hypothese

Welches ist denn der Mittelwert aus z. B. 1 mm und 1 km? Gewöhnlich meinen wir mit dem Mittelwert zweier Werte, wenn wir nichts dazu sagen, das **arithmetische Mittel**, also umgangssprachlich den Durchschnitt. Dies entspräche im gewählten Beispiel dem Wert, der zu den beiden Werten gleiche Differenzen aufweist, also auf einer linearen Skala von beiden gleich weit entfernt liegt. Im vorliegenden Fall wären das näherungsweise 500 m,



Quelle: S. Fassbinder

2 Anschluss für ein Reihenhaus (1983)

ganz genau gesagt 500,0005 m. Dieser Wert läge jedoch schon rein „gefühlsmäßig“ viel zu dicht an der oberen und viel zu weit weg von der unteren Grenze des Bereichs. Dem Techniker drängt sich in diesem Beispiel doch wohl eher der Wert 1 m als Mittelwert zwischen 1 mm (= 1 m/1 000) und 1 km (= 1 m x 1 000) auf.

Dies entspräche dem **geometrischen Mittel**. Hiermit ist der Wert gemeint, der zur oberen und zur unteren Grenze des genannten Bereichs im gleichen Verhältnis steht, sich also um denselben Faktor von der oberen und der unteren Grenze des Bereichs unterscheidet und somit auf einer logarithmischen Skala in der Mitte dazwischen läge.

Dieser Mittelwert ist in jenen Fällen wesentlich praxisgerechter als der arithmetische, in denen der kleinste Wert dem Betrag nach

Tabelle 1 Errechnung der jährlichen Leitungsverluste mit Standard-Leitung 1,5 mm²...

Leitungslänge:	13,0 m
Leiterquerschnitt:	1,5 mm ²
Waschgänge pro Jahr:	125
Strompreis:	29,7 c/kWh
Leitungsverlust anteilig:	1,65 %
Stromkosten je Waschgang:	34,33 ct
Stromkosten im Jahr:	43,62 €/a
Verlustkosten je Waschgang:	0,56 ct
Verlustkosten im Jahr:	0,70 €/a

sehr klein ist, also nahe bei 0 liegt, und der große sehr weit von 0 entfernt liegt. Man ermittelt ihn, indem man die beiden Werte nicht addiert, sondern multipliziert und dann die Wurzel aus dem Produkt zieht statt die Summe durch die Anzahl der Werte zu teilen. Bei drei, vier, fünf... Werten muss aus deren Produkt die dritte, vierte bzw. fünfte... Wurzel gezogen werden, doch dies ist hier nicht von Belang.

Wohngebäude

Nun gibt es zwar das genormte Lastprofil HO für Wohnräume [6], aber dieses ermöglicht lediglich die Beurteilung des Anschlusses der gesamten Wohnung (Bild 2), etwa vom Verteilnetzbetreiber bis zum Zählerplatz. Von dort jedoch verteilt sich die aufgenommene Leistung sowohl zeitlich als auch räumlich sehr ungleichmäßig auf alle Endstromkreise.

Ein einzelner Verbraucher

Betrachtet man z. B. in der Waschküche die ausschließlich der Waschmaschine zugeordnete Steckdose für sich allein, so lässt sich für diesen einen Stromkreis eine recht genaue Abschätzung vornehmen.

Es ergibt sich, dass selbst diese – so schimpft die Hausfrau – „langsamste Waschmaschine der Welt“ während eines zwei Stunden dauernden Waschganges nur eine halbe Stunde lang einen Strom aufnimmt, der für die Installationsleitung eine nennenswerte Belastung darstellt. Die Länge der Leitung ab Verteilerkasten wird auf 13 m geschätzt. Die Erwärmung der Leitung wird vernachlässigt, dafür aber die Raumtemperatur im Keller „aufgerundet“ mit 20 °C angenommen.

Das Messprotokoll (Bild 3) besteht aus Wirk-, Blind- und Scheinleistung in I-s-Werten. Aus der Scheinleistung und der Nennspannung von 230 V wird der jeweilige Strom, damit die Verlustleistung und hieraus die

Tabelle 2 ...und mit aufgewertetem Querschnitt 2,5 mm²: 20 Cent im Jahr gespart!

Leitungslänge:	13,0 m
Leiterquerschnitt:	2,5 mm ²
Waschgänge pro Jahr:	125
Strompreis:	29,7 c/kWh
Leitungsverlust anteilig:	1,19 %
Stromkosten je Waschgang:	34,18 ct
Stromkosten im Jahr:	43,22 €/a
Verlustkosten je Waschgang:	0,40 ct
Verlustkosten im Jahr:	0,50 €/a

Verlustenergie für die jeweilige Sekunde errechnet.

Die Summe der Sekundenwerte ergibt dann die Verlustenergie für einen Waschgang. Bei 125 Waschgängen im Jahr ergibt sich so ein Leitungsverlust im Wert von 70 Cent (Tabelle 1). Verstärkt man die Leitung von 3x1,5 auf 3x2,5 mm², so lassen sich die Verlustkosten hierdurch auf 50 Cent reduzieren (Tabelle 2) – eine Einsparung von 20 Cent im Jahr. Die hier angenommene Länge von 13 m Leitung NYM-J 3x1,5 mm² kostet etwa 12,50 €. Mit 3x2,5 mm² hätte sie 16,80 € gekostet. Die Amortisationszeit hätte damit **über 20 Jahre** betragen.

Das Potential ist hier also offensichtlich sehr begrenzt, da effektiv für nur etwa 60 h jährlich eine nennenswerte Belastung vorliegt. An diesem Ergebnis ändert auch der Fehler nichts, der hier dadurch entstand, dass der Einfachheit halber in beiden Fällen mit kalter Leitung gerechnet wurde.

Natürlich ist die Verlustleistung in der betriebswarmen Leitung etwas größer, und dieser Effekt wirkt sich auf die beiden Leitungen unterschiedlich aus. Allerdings ist schon die Standard-Leitung im Beispiel mit einem Spitzenwert von 8,9 A nur halb ausgelastet. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Erwärmung vom Strom erreicht also selbst die dünnere Leitung nur ein Viertel ihrer zulässigen Erwärmung. Daher ist der durch die Vereinfachung entstehende Fehler gering – und liegt „auf der sicheren Seite“.

ep TIPP

Die ebenfalls Last- und Einspeiseprofile thematisierende Beitragsserie „Technik der Energiewende“ ist als epDossier im ep-Shop erhältlich unter <http://shop.elektropraktiker.de>.

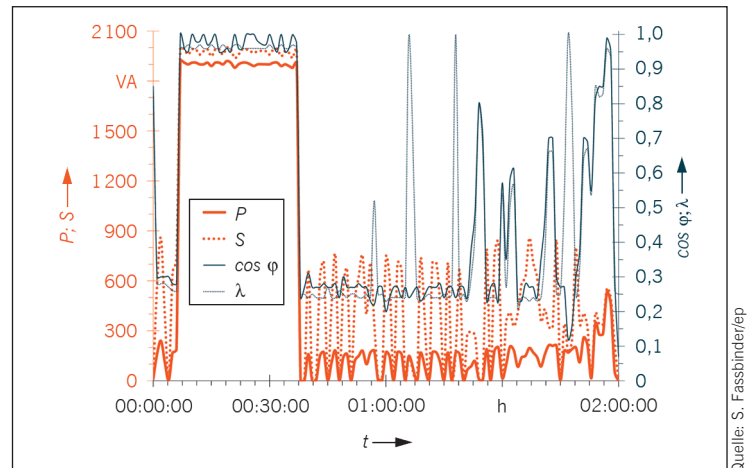
Die gesamte Anlage

Nun ist es vergleichsweise einfach, den Lastgang einer Waschmaschine über einen Waschvorgang aufzuzeichnen und entsprechende Leitungsverluste derjenigen Leitung zuzuordnen, die nur diese eine Last versorgt. Die Auflösung ließe sich noch verfeinern, indem man mehrere Aufzeichnungen in verschiedenen Waschprogrammen durchführt und ein Jahr lang Buch führt, wie viele welcher Waschvorgänge denn laufen. Die jährlichen Leitungsverlustkosten könnten dann durchaus noch auf 72 Cent steigen oder auf 68 Cent fallen. Man kann dies also ebenso gut lassen.

Für andere Stromkreise, die mehrere Verbraucher mit unterschiedlichen Lastprofilen – also teils gleichzeitig, teils wechselweise – versorgen, was die Regel ist, wird die Sache schwierig. Was in solchen Fällen wenigstens ein Stück weiter hilft, ist die vergleichende Betrachtung des günstigsten und des ungünstigsten Falles. Die Wahrheit dürfte mit größter Wahrscheinlichkeit nahe der Mitte – des zuvor beschriebenen geometrischen Mittelwerts – liegen. So wird ein beispielhaft ausgewählter Hausanschluss für ein Reihenhauses (Baujahr 1983, Tabelle 3) durch seinen Jahresverbrauch von 3110 kWh im Jahresmittel mit kaum 1,5 % seiner Bemessungs-Belastbarkeit von 3×35 A ausgelastet.

Der **ungünstigste Fall (mit den höchstmöglichen Leitungsverlusten)** wäre es nun, den Jahres-Stromverbrauch des gegebenen Haushalts in der kürzest möglichen Zeit über so

3 Verlauf der Leistungsaufnahme einer Waschmaschine über einen Waschgang



wenige Stromkreise wie möglich zu beziehen. Dies entspräche im vorliegenden Fall einer Belastung von drei Stromkreisen – einem je Außenleiter – mit je 17,6 A über je einen Leitungsschutzschalter B 16 A, denn bis $1,1 \times I_n$ „passiert garantiert noch nichts“. Für die zweiten drei Stromkreise – je einer pro Außenleiter – sind dann noch je 17,4 A übrig, um die drei Versicherungen 35 A zu 100 % auszulasten, und die restlichen 6 vorhandenen Endstromkreise bleiben unbelastet.

Bei dieser Lastverteilung ergäbe sich die größtmögliche Verlustleistung innerhalb der Wohnungsverteilung und der Jahres-Stromverbrauch des ausgewählten Haushalts wäre dann schon innerhalb von 129 h über den Zähler gelaufen. Der jährliche Energieverlust läge bei 29,6 kWh je Außenleiter, 88,8 kWh insgesamt (Tabelle 3), gerech-

net mit einer Leitertemperatur von 70 °C, da die Leiter nun mehr oder weniger voll ausgelastet sind.

Dem **günstigsten Fall (mit den niedrigsten Leitungsverlusten)** entspräche es, den Jahres-Stromverbrauch so gleichmäßig wie möglich zu verteilen, also konstante Last über das ganze Jahr und gleicher Strom auf allen 12 Endstromkreisen. Dann wäre jeder der vorhandenen Stromkreise konstant mit nur 129 mA belastet. In diesem Szenario beträgt der Energieverlust um 0,5 kWh/a, gerechnet mit einer Leitertemperatur von 20 °C, da die Leiter kaum belastet werden. Das ist mal gleich ein Faktor von mehr als 100 unter dem ersten Szenario.

Die Wahrheit wird dann wohl am ehesten um den Faktor 10 über dem Minimum und um den Faktor 10 unter dem Maximum lie-

Tabelle 3 Extrem-Szenarien „günstigster Fall“ und „ungünstigster Fall“ sowie geometrischer Mittelwert hieraus für einen Privat-Haushalt; jährliche Leitungsverluste für alle drei Fälle

Leitungsverluste einer deutschen Wohnraum-Anlage – gesamter Jahres-Energieverbrauch gleichmäßig über das Jahr verteilt (absurd) gegenüber gesamtem Jahres-Energieverbrauch in kürzest möglicher Zeit bezogen (ebenfalls absurd) – die Wahrheit muss irgendwo dazwischen liegen (nahe dem geometrischen Mittel)																		
Jahresver- brauch	Phase	Strangs- pg.	Vor- sich.	Endstromkreise				Strom je Kreis		Leistung je Phase		Volllastäquivalent		Leitungsverlust		Jährliche Verlustenergie in Abhängigkeit vom Lastprofil		
				Anz.	Nenn- wert	mittl. Länge	Quer- schnitt	min.	max.	min.	max.			min.	max.			
3110 kWh	L1	230 V	35 A	4	16 A	12,5 m	1,5 mm²	0,129 A	17,6 A	0,12 kVA	8,1 kVA	129 h/a	21 min/d	0,019 W	230 W	min.	0,17 kWh/a	0,005 %
																max.	29,6 kWh/a	0,951 %
																mittel	2,24 kWh/a	0,072 %
	L2		35 A	4	16 A	12,5 m	1,5 mm²	0,129 A	17,6 A	0,12 kVA	8,1 kVA	129 h/a	21 min/d	0,019 W	230 W	min.	0,17 kWh/a	0,005 %
																max.	29,6 kWh/a	0,951 %
																mittel	2,24 kWh/a	0,072 %
	L3		35 A	4	16 A	12,5 m	1,5 mm²	0,129 A	17,6 A	0,12 kVA	8,1 kVA	129 h/a	21 min/d	0,019 W	230 W	min.	0,17 kWh/a	0,005 %
																max.	29,6 kWh/a	0,951 %
																mittel	2,24 kWh/a	0,072 %
Gesamt- werte:			105 A	12	48 A	37,5 m			0,36 kVA	24,2 kVA	1,47 %	0,058 W	690 W	min.	0,51 kWh/a	0,015 %		
															max.	88,8 kWh/a	2,853 %	
															mittel	6,71 kWh/a	0,216 %	

Tabelle 4 Extrem-Szenarien „günstigster Fall“ und „ungünstigster Fall“ sowie geometrischer Mittelwert hieraus für eine Büro-Etage; jährliche Leitungsverluste für alle drei Fälle

Leitungsverluste einem deutschen Büro – gesamter Jahres-Energieverbrauch gleichmäßig über das Jahr verteilt (absurd) gegenüber gesamtem Jahres-Energieverbrauch in kürzest möglicher Zeit bezogen (ebenfalls absurd) – die Wahrheit muss irgendwo dazwischen liegen (nahe dem geometrischen Mittel)																		
Jahresver- brauch	Phase	Strangs- spg.	Vor- sich.	Endstromkreise				Strom je Kreis		Leistung je Phase		Volllastäquivalent		Leitungsverlust		Jährliche Verlustenergie in Abhängigkeit vom Lastprofil		
				Anz.	Nenn- wert	mittl. Länge	Quer- schnitt	min.	max.	min.	max.			min.	max.			
91466 kWh	L1	230 V	100 A	7	10 A	20,0 m	1,5 mm²	2,162 A	11,0 A	3,5 kVA	17,7 kVA	1722 h/a	283 min/d	15,27 W	508 W	min.	134 kWh/a	0,146 %
																max.	875 kWh/a	0,957 %
																mittel	342 kWh/a	0,374 %
	L2		100 A	7	10 A	20,0 m	1,5 mm²	2,162 A	11,0 A	3,5 kVA	17,7 kVA	1722 h/a	283 min/d	15,27 W	508 W	min.	134 kWh/a	0,146 %
																max.	875 kWh/a	0,957 %
																mittel	342 kWh/a	0,374 %
	L3		100 A	7	10 A	20,0 m	1,5 mm²	2,162 A	11,0 A	3,5 kVA	17,7 kVA	1722 h/a	283 min/d	15,27 W	508 W	min.	134 kWh/a	0,146 %
																max.	875 kWh/a	0,957 %
																mittel	342 kWh/a	0,374 %
Gesamt- werte:			300 A	21	30 A	60 m				10,4 kVA	53,1 kVA	19,64 %	45,80 W	1525 W	min.	401 kWh/a	0,439 %	
															max.	2625 kWh/a	2,870 %	
															mittel	1026 kWh/a	1,122 %	

gen, also beim **geometrischen Mittel** zwischen den beiden Szenarien:

- Das **Best-Szenario** verursacht kaum Verluste – rechnerisch ergibt sich lediglich ein Anteil von 0,15 Promille (150 ppm) des Jahresverbrauchs.
 - Auch das **ungünstigste Szenario** schlägt nur mit einem Verlust-Anteil von 2,85 % zu.
 - Das Szenario des **geometrischen Mittels** ergibt nur einen Verlust-Anteil von etwa 0,22 %, was einem Wirkungsgrad der Hausinstallation von 99,78 % entspräche.
- Das sieht nicht unbedingt nach einem nennenswerten Einsparpotential durch Vergrößerung der Leiterquerschnitte aus.

Büro-Etage

Ganz andere Werte ergeben sich schon in einem Bürogebäude. In dem gewählten Beispiel (wiederum von Baujahr 1983 – Tabelle 4) ist ein Stockwerk mit 3x100 A abgesichert. Jeder Außenleiter wird auf 7 Endstromkreise je B 10 A verteilt (Bild 4). Teilt man hier den Jahresverbrauch in Höhe von 91 466 kWh im Jahr 2015 nach den genannten Methoden auf, so ergibt sich eine mittlere Auslastung von etwa 20 %, was den entsprechenden Wert für das vordem genannte Reihenhaus um das 13-fache übersteigt. Somit errechnet sich für die Endstromkreise ein Energieverlust von **minimal 401 kWh/a (0,44 %)** und **maximal 2 625 kWh/a (2,87 %)**, entsprechend **1 026 kWh/a** im **geometrischen Mittel (1,12 %)** zwischen je-
nen beiden:

$$W_{\text{Mittel}} = \sqrt{W_{\text{Max}} \times W_{\text{Min}}} \\ = \sqrt{2625 \text{ kWh} \times 401 \text{ kWh}} \\ = 1026 \text{ kWh}$$

Das sieht ziemlich eindeutig nach Energiesparpotential aus. Wegen der wesentlich höheren Auslastung des Etagenverteilers ist die Spreizung zwischen Minimal- und Maximal-Szenario – und damit die Ungewissheit – entsprechend geringer.

Zwar konnten auch hier die Leitungslängen nur geschätzt werden und wurden als pauschaler „Mittelwert“ eingesetzt, doch wirkt sich dies auf die Bestimmung einer Amortisationszeit (vgl. Ansatz 2) nicht aus, da dabei die Kosten für die benötigten Mengen im gleichen Verhältnis „daneben liegen“.

Auch ist die Verteilung dem Zweck entsprechend anders ausgelegt als im Wohnbau: Der begrenzende Faktor ist die Anzahl Stromkreise,

Tabelle 5 Ausgangswerte für die in Bild 5 dargestellte Berechnung

Lebensdauer	10 Jahre
Belastung Tag	14h/d mit 23,0 A
Belastung Nacht	10h/d mit 11,5 A
Belastung N-Leiter Tag	0% = 0,0 A
Belastung N-Leiter Nacht	0% = 0,0 A
Strompreis Tag	110 €/MWh
Strompreis Nacht	110 €/MWh
Verlegeart	A2
Anzahl belasteter Adern	3

die alle zusammen die Hauptsicherung gar nicht auslasten können. Im Wohnungsbau dominiert die allgegenwärtige Verfügbarkeit elektrischer Energie über der tatsächlich verbrauchten Menge; deswegen sieht die Auslegung dort anders aus als in dem betrachteten Büro: Die Hauptsicherung bietet in der Wohnung lange nicht so viel Leistung an wie die Endstromkreise verteilen könnten. Im Büro ist es anders herum. In den Berechnungen der hier wiedergegebenen Tabellen wurde dies jeweils entsprechend berücksichtigt. Das hier bestehende Energiesparpotential war teilweise bei der ursprünglichen Planung des betrachteten Büros bereits umgesetzt worden, indem man die Endstromkreise zwar mit einem Leiterquerschnitt von 1,5 mm² ausgestattet, aber mit nur 10 A abgesichert hatte. Dies ist vermutlich der Begrenzung des Spannungsfalls auf den teils recht langen Leitungen zuzuschreiben.

So zwingen strengere Bestimmungen und Grenzwerte beim Spannungsfall nebenbei auch noch zum Energie sparen (darauf wird später noch näher eingegangen). Dies ist bei der Auslegung von Anlagen und auch in der derzeitigen Überarbeitung der Normen zum Spannungsfall [7] als angenehmer Nebeneffekt zu berücksichtigen.

Bemerkenswert ist der hohe Stromverbrauch, der hier noch ganz andere Sparpotentiale an ganz anderen Stellen – bei der Anwendung statt bei den Leitungsverlusten – vermuten lässt. Dies gilt insbesondere eingedenk des Umstands, dass der dem Mieter zugewiesene Anteil am Allgemeinverbrauch des Gebäudes den eigenen Verbrauch auf seiner Etage noch

bei weitem überstieg: Insgesamt wurde dem Mieter ein Verbrauch von 250 869 kWh in Rechnung gestellt!

Geht man davon aus, dass jeder der 13 Angestellten jährlich 2 000 Stunden im Büro und 5 000 Stunden zu Hause verbringt, so hat jeder von ihnen während der Arbeitszeit eine „Leistungsaufnahme“ von fast 10 kW! Der Angestellte aus dem (nur noch) 2 Personen umfassenden Haushalt aus Tabelle 3 verbraucht dort, auf seine Anwesenheit umgerechnet, nur gut 300 W.

Eine Stunde Büroarbeit verbraucht also 30 Mal so viel elektrische Energie wie eine Stunde Freizeit!

Muss das so sein? Kann das wahr sein? Dies wäre anderweitig zu klären und gäbe ein gesondertes Thema ab.

Industriebetrieb

Industrielle Lastprofile können sehr unterschiedlich sein und lassen sich daher nicht pauschal beurteilen. Deswegen soll hier von einer Annahme im Grenzbereich zur Dauerlast ausgegangen werden, die so oder ähnlich mit Sicherheit in bestimmten Industriebetrieben anzutreffen ist:

Eine Leitung $5 \times 4 \text{ mm}^2$ sei mit einem Lastprofil nahe der vollen Belastbarkeit – 14 h pro Tag mit 100 % und 10 h pro Tag mit 50 % des zulässigen Stroms – dreiphasig belastet. Die Last sei symmetrisch und frei von Oberschwingungen, also kein Strom im Neutralleiter. In Verlegeart A2 nach VDE 0298-4 [2] beträgt die Strombelastbarkeit dann 23 A je Leiter. Dies ist der kleinste für diesen Querschnitt vorkommende Wert; alle anderen Verlegearten ließen noch höhere Werte zu. Dennoch stellt sich mit einem Stromtarif von nur 11 ct/kWh heraus:

Die Verlustkosten übersteigen nach 10 Jahren Betrieb den Preis für die Leitung um ein Mehrfaches! Tatsächlich müsste der Leiterquerschnitt um nicht weniger als 4 Normstufen – auf das 4-Fache des thermisch erforderlichen Querschnitts – vergrößert werden, um das wirtschaftliche Optimum zu erreichen (Tabelle 5, Bild 5): 4 mm^2 reichen thermisch aus, aber die niedrigsten Gesamtkosten ergeben sich mit 16 mm^2 !

Auffälligkeiten

Interessanterweise zeigt die Kurve zwischen 16 mm^2 und 25 mm^2 einen Knick. Dies ist darauf zurück zu führen, dass nur eine einzige „vernünftige“ Preisliste aufzutreiben war [1], diese eine aber nur bis 16 mm^2 reichte. Alle anderen bieten nur „Mondpreise“, eine Art fiktive Verrechnungseinheiten, die sich so auf dem Markt nicht bestätigen lassen – als hätte man bei der Umstellung von DM auf Euro nur die Währungsbezeichnung geändert. Auch sind die vorzufindenden Preislisten alle sehr alt; die Offenlegung der Preise ist wohl völlig aus der Mode gekommen. Widersprüchlich ist es dann allerdings, dass die alten Listen auch „original“ – nicht etwa nur als historische Überbleibsel Dritter – auf den aktuellen Webseiten der Anbieter selbst ganz offiziell noch zur Verfügung gestellt werden.

Umgang mit den Auffälligkeiten

Letztlich spielt dies bei den größeren Leiterquerschnitten nicht die entscheidende Rolle, da dort die Preise stark vom Metallpreis bestimmt werden – und dieser schwankt als Weltmarktpreis zeitlich zwar stark, aber kaum von Land zu Land oder von Anbieter

ep TIPP

Weitere Fachbeiträge zum Thema, vom Autor unter anderem zum „Spannungsfall als Problemfall“ oder zur „Neutralleiterauslegung bei Oberschwingungen“ gibt es im ep-Facharchiv unter www.elektropraktiker.de

zu Anbieter. Deswegen werden die Kabelpreise in den Listen als Hohlpreise, also ohne das Metall, angegeben und das Metall nachträglich zum Tagespreis berechnet.

Ein an der Normung beteiligter Mitarbeiter des Fachverbands Kabel und isolierte Drähte im ZVEI hatte sogar vorgeschlagen, nur die Kosten für das Kupfer zu berücksichtigen; dies sei für die vorliegende grobe Abschätzung hinreichend genau. Der Knick wäre dann nicht aufgetreten; die Genauigkeit ist jedoch mit Hohlpreisen plus aktuellem Metallpreis unter Inkaufnahme des Knicks immer noch etwas besser als mit „Kabelpreis ganz ohne Kabel, nur mit Kupfer“.

Es wurden nur Kupferkabel berücksichtigt. Aluminium hätte zu anderen Ergebnissen geführt, doch wird Aluminium – aus guten Gründen – in Industrienetzen eher selten eingesetzt.

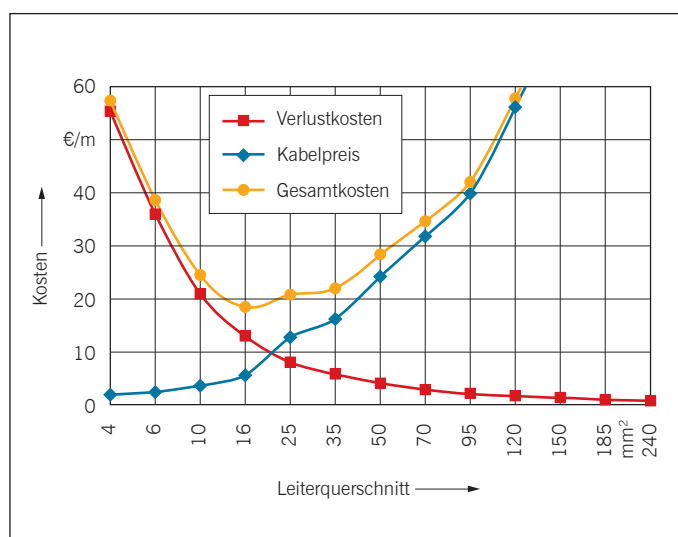
Bis hier wurden allgemeine Grundlagen dargestellt und sodann die im ersten Ansatz vorgestellte Mittelwert-Hypothese bereits an einigen Praxis-Beispielen erprobt. Im Gang der weiteren Untersuchung, dem zweiten Ansatz, geht es nun darum, wie sich vorhandene Lastprofile hier methodisch einbeziehen lassen. Das Ergebnis wird dann wiederum an Beispielen erprobt.



Quelle: S. Fassbinder

4 Verteilung der Büro-Etage

5 Kabelpreise, Verlustkosten und Gesamtkosten eines Kabels bei einem typischen industriellen Lastprofil über 10 Jahre in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt (erforderlich sind nur 4 mm^2)



Quelle: S. Fassbinder/ep

Ansatz 2: Einbezug vorhandener Lastprofile

Das Sparpotential steht und fällt also mit dem Lastprofil. Die Dauer der Belastung ist mit dem Quadrat der Höhe der Belastung zu multiplizieren, um eine Maßzahl dafür zu erhalten, ob ein Einsparpotential in immenser Höhe besteht, das besser jetzt als gleich erschlossen werden sollte, oder ob der Gedanke hieran eher abwegig ist.

Bei der zumeist vorliegenden unsteten Last muss hierzu das Quadrat des Laststromes über der Zeit integriert werden.

Es gilt nun herauszufinden, ob diese Erkenntnis sich mit Hilfe bestehender Standard-Lastprofile näherungsweise bestätigen lässt und ob diese für eine entsprechende, etwas genauere Abschätzung herangezogen werden können.

Die Frage ist also, ob sich die zuvor genannte Methode des geometrischen Mittelwerts

zweier definierbarer irrealer Extrem-Szenarien als hinreichende Annäherung an das gesuchte, nicht definierbare Realszenario einsetzen lässt. Dies soll nachfolgend überprüft werden.

„Jahres-Effektivwert“

Das nächste, sich hierbei ergebende Problem ist, dass sich der Belastungsstrom nicht nur zeitlich auf das Jahr, sondern auch räumlich auf die einzelnen Stromkreise ungleichmäßig verteilt. Rechnet man so, als verteile er sich stets zu gleichen Teilen auf die Endstromkreise, so erlangt man ein geschöntes Ergebnis – das dennoch hier als Eckwert ermittelt werden soll. Umgekehrt werden kaum jemals in irgendeiner Anlage alle Endstromkreise voll belastet, weder gleichzeitig noch nacheinander, geschweige denn durchgehend. Geht man dennoch davon aus, dass in jedem Endstromkreis die höchste im Jahr auftretende Belastung gleich der

Tabelle 6 Ausgangsdaten für die Berechnungen nach Tabelle 7

Leiter-Nennquerschnitt	1,5 mm ²	
Verlegeart	B1	
Zulässige Last I_z nach Norm	2 Adern	17,50 A
	3 Adern	15,50 A
Gewählte Last I_{B_max} (Spitze)	2 Adern	1,50 A
	3 Adern	1,33 A
Leitungspreis	0,98 €/m	
Widerstandsbelag max.	11,40 Ω/km	
Ersatz-Leiterquerschnitt	2,5 mm ²	
Ersatz-Leitungspreis	1,31 €/m	
Ersatz-Widerstandsbelag max.	6,84 Ω/km	

höchstzulässigen ist, so erlangt man für die Verlustenergie ein zu pessimistisches Ergebnis. Daher soll dieses hier als Eckwert der „gegenüber liegenden Ecke“ dienen. Bis hierhin ähnelt die Methode noch dem Ansatz 1.

Tabelle 7 Jahres-Verluste von Kabeln und Leitungen in Abhängigkeit von ausgewählten Norm-Lastprofilen – in der oberen Hälfte ist die maximale jährliche Belastung = I_z der jeweiligen Leitung und Verlegeart nach VDE 0298-4; in der unteren Hälfte wurde die mittlere jährliche Belastung (für eine Wohnung – Spalte H0) so gewählt, dass die Lastspitze dem geometrischen Mittel aus dem Ansatz 1 entspricht

Rechenwerte			H0: Haushalt	G0: Gewerbe allgemein	G1: Gewerbe werktags	G2: Gewerbe nur Abend	G3: Gewerbe durchgehend	L0: Landwirtschaft allgem.	HZ0: Nachtspeicherung
Stromtarif			0,2686 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2353 €/kWh	0,1900 €/kWh
Jahresfaktoren	$F_s = I_z / I_{z_mittel}$		2,351	2,096	4,249	2,197	1,351	2,106	8,373
	Korrekturfaktor F_K		1,088	1,124	1,572	1,147	1,018	1,086	2,200
Zulässige Belastung Verlegeart B1	Zul. mittlere Last (Norm) I_{z_mittel}	2 Adern	7,44 A	8,35 A	4,12 A	7,97 A	12,95 A	8,31 A	2,09 A
		3 Adern	6,59 A	7,39 A	3,65 A	7,06 A	11,47 A	7,36 A	1,85 A
	Standard-Leitung 1,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 1,375 W/m	1,785 W/m	0,608 W/m	1,659 W/m	3,891 W/m	1,710 W/m	0,219 W/m
		3 Adern	1,617 W/m	2,100 W/m	0,715 W/m	1,952 W/m	4,578 W/m	2,012 W/m	0,258 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 12,0 kWh/(m a)	15,6 kWh/(m a)	5,3 kWh/(m a)	14,5 kWh/(m a)	34,1 kWh/(m a)	15,0 kWh/(m a)	1,9 kWh/(m a)
		3 Adern	14,2 kWh/(m a)	18,4 kWh/(m a)	6,3 kWh/(m a)	17,1 kWh/(m a)	40,1 kWh/(m a)	17,6 kWh/(m a)	2,3 kWh/(m a)
	Aufgewertete Leitung 2,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 0,825 W/m	1,071 W/m	0,365 W/m	0,995 W/m	2,334 W/m	1,026 W/m	0,131 W/m
		3 Adern	0,970 W/m	1,260 W/m	0,429 W/m	1,171 W/m	2,747 W/m	1,207 W/m	0,155 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 7,2 kWh/(m a)	9,4 kWh/(m a)	3,2 kWh/(m a)	8,7 kWh/(m a)	20,4 kWh/(m a)	9,0 kWh/(m a)	1,2 kWh/(m a)
		3 Adern	8,5 kWh/(m a)	11,0 kWh/(m a)	3,8 kWh/(m a)	10,3 kWh/(m a)	24,1 kWh/(m a)	10,6 kWh/(m a)	1,4 kWh/(m a)
	Amortisation	2 Adern	0,255 a	0,222 a	0,653 a	0,239 a	0,102 a	0,234 a	2,262 a
		3 Adern	0,217 a	0,189 a	0,555 a	0,203 a	0,087 a	0,199 a	1,922 a
Gewählte Belastung	Gewählte mittlere Last I_{B_mittel}	2 Adern	0,64 A	0,71 A	0,35 A	0,68 A	1,11 A	0,71 A	0,18 A
		3 Adern	0,56 A	0,63 A	0,31 A	0,60 A	0,98 A	0,63 A	0,16 A
	Standard-Leitung 1,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 0,010 W/m	0,013 W/m	0,004 W/m	0,012 W/m	0,028 W/m	0,012 W/m	0,002 W/m
		3 Adern	0,012 W/m	0,015 W/m	0,005 W/m	0,014 W/m	0,033 W/m	0,015 W/m	0,002 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 0,1 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,2 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)
		3 Adern	0,1 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,3 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)
	Aufgewertete Leitung 2,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 0,006 W/m	0,008 W/m	0,003 W/m	0,007 W/m	0,017 W/m	0,007 W/m	0,001 W/m
		3 Adern	0,007 W/m	0,009 W/m	0,003 W/m	0,009 W/m	0,020 W/m	0,009 W/m	0,001 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 0,1 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)
		3 Adern	0,1 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,2 kWh/(m a)	0,1 kWh/(m a)	0,0 kWh/(m a)
	Amortisation	2 Adern	34,880 a	30,439 a	89,385 a	32,758 a	13,965 a	32,012 a	309,450 a
		3 Adern	29,641 a	25,867 a	75,960 a	27,838 a	11,867 a	27,204 a	262,973 a

Ausgegangen wird nun jedoch von den genormten Lastprofilen. Während diese sich auf den typischen Jahresverlauf der bezogenen Wirkleistung bzw. Wirkarbeit eines bestimmten Typs von Verbrauchern beziehen, wird hier angenommen, dass diese Leistung mit einem Leistungsfaktor von $\lambda = 1$ ($P = S$) und bei Nennspannung bezogen wird. Dies ermöglicht eine direkte Umrechnung von den Leistungswerten des Lastprofils – den Viertelstunden-Mittelwerten der Wirkleistung – auf den Strom in der Leitung. Die Ungenauigkeit, die dadurch entsteht, dass die Verlustleistung in der Leitung natürlich von der Scheinleistung – noch genauer vom Scheinstrom – abhängt, während die Stromrechnung nur die Wirkarbeit ausweist, muss in Kauf genommen werden. Andere Unsicherheiten in dieser Abschätzung sind ohnehin noch größer.

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass eine Leitung mit einem Querschnitt von $3 \times 1,5 \text{ mm}^2$ bzw. $5 \times 1,5 \text{ mm}^2$ in Verlegeart B1 mit einem höchstzulässigen Betriebsstrom $I_z = 17,5 \text{ A}$ bzw. $I_z = 15,5 \text{ A}$ belastbar ist (Tabelle 6). Die Leitung wird nun den verschiedenen genormten Lastprofilen derart unterworfen, dass der höchste im Jahr vorkommende Laststrom diesem höchstzulässigen Betriebsstrom I_z in Verlegeart B1 entspricht.

Jahres-Scheitelfaktor

Eine der Schwierigkeiten ist, dass die Begriffe – einschließlich der Formelzeichen – für den „normalen Effektivwert“ schon definiert sind, der hier aber nicht gemeint ist. Man erfinde also möglichst ähnliche Formelzeichen, ohne jedoch bestehende neu zu belegen, und hoffe dabei, der Leser werde nicht allzu sehr verwirrt. Der maximale Strom I_z aus der Norm, geteilt durch den – aus dem Lastprofil umgerechneten – durchschnittlichen Jahresstrom I_{z_mittel} , ergibt den hier so genannten „Jahres-Scheitelfaktor“ $F_s = I_z / I_{z_mittel}$. Die Ermittlung dieses Faktors erfolgt aus den jeweiligen Tabellen der Jahreslastgänge, die hier auf Grund des Umfangs (ein Jahr in Viertelstunden-Mittelwerten ergibt 35 040 Zeilen, [6]) nicht abgebildet werden können.

Jahres-Formfaktor

Dies reicht jedoch noch nicht hin, um die Auswirkung des unsteten Stromverlaufs angemessen zu berücksichtigen. Da die Erwärmung nicht linear, sondern im Quadrat zum Strom steigt, muss hier der Verlauf des Jahreslastgangs eingerechnet werden. In strenger Analogie zur Ermittlung des Effektivwerts eines Wechselstroms über eine Periode in

Abhängigkeit von der Kurvenform [8] müssen die 35 040 Stromwerte quadriert, die Quadrate addiert und aus der Summe wieder die Wurzel gezogen werden. Dies ist hier in der nicht abgebildeten Hilfstabelle geschehen und bei den Berechnungen in Tabelle 7 und Tabelle 11 in Form des Korrekturfaktors F_K bereits berücksichtigt worden, der dort informativ mit aufgeführt ist. Für ein „Bandlastprofil“, das durch ganzjährig konstante Last gekennzeichnet ist, käme man wieder genau dort an, woher man gekommen ist; der Rechenprozess wäre überflüssig ($F_K = 1$) – wie beim Effektivwert eines glatten Gleichstroms. Je ungleichmäßiger jedoch die Stromstärke sich über das Jahr verteilt, desto höher liegt die tatsächliche Wärmeentwicklung über dem Wert, der sich bei konstantem, dem arithmetischen Jahres-Mittelwert I_{z_mittel} entsprechenden dem Strom ergäbe.

Auffälligkeiten, Randbedingungen, Beurteilung

Nicht berücksichtigt wurden einige geringfügige Einflussfaktoren, da schon die wesentlichen von Vereinfachungen und Annahmen geprägt sind.

- So wurde generell mit den Kaltwiderständen der jeweiligen Leitungen aus der VDE 0295 [9] gerechnet, obwohl die Leitung sich natürlich im Betrieb erwärmt. Die mittlere Jahrestemperatur liegt jedoch deutlich unter der höchstzulässigen, die nur während der Lastspitze auftritt. Die in Kauf genommene Ungenauigkeit ist entsprechend gering.
- Unberücksichtigt blieb damit auch – wie zuvor bei der Waschmaschine – dass die Erwärmung der aufgewerteten Leitung geringfügig niedriger ist als die der hierdurch ersetzten Leitung. Der so auftretende Fehler ist erst recht gering und liegt „auf der sicheren Seite“, da der Unterschied hierdurch etwas zu klein erscheint.

Etwas überraschend mag es auf den ersten Blick erscheinen, dass der Jahres-Formfaktor F_K bei der Nachtspeicherheizung besonders groß ausfällt. Diese Last weist jedoch eine hohe Leistungsaufnahme über nur recht kurze Zeiten auf:

- Im Winter nur bei Nacht,
- im Sommer überhaupt nicht,
- in der Übergangszeit nicht während der ganzen Nacht mit reduzierter Leistung, sondern mit voller Leistung nur über einen Bruchteil der Nacht.

Die Nachtspeicherheizung stellt damit eine extrem diskontinuierliche Last dar. Die mittlere Leistung beträgt weniger als 1/8 des Spitzenwerts. Dies liegt jedoch auch an der Existenz

dieses genormten Profils, das nur eine einzige Art von Lasten umfasst. Alle anderen Profile, ob Haushalt, Gewerbe oder Landwirtschaft, beinhalten einen Mix aus Geräten, die verschiedenen Zwecken dienen. Gäbe es etwa ein „Norm-Lastprofil Elektroherd“, so wäre dort der Jahres-Formfaktor noch größer.

Ergebnisse

Nehmen wir also an, ein Endstromkreis werde entsprechend dem Lastprofil derjenigen Anlage belastet, deren Bestandteil er ist. Der höchste vorkommende sei gleich dem höchstzulässigen Strom I_z . Dann ergeben sich für eine Leitung von $3 \times 1,5 \text{ mm}^2$ Querschnitt in Verlegeart B1 bei üblichen Lastprofilen für Wohnungen, Gewerbe und Landwirtschaft Verlustenergien um 12 kWh im Jahr auf jedem Meter Leitungslänge. Für eine fünfadrigere Leitung mit drei belasteten Adern sehen die Ergebnisse ähnlich aus (Tabelle 7, oberer Teil „zulässige Belastung“). Zwar entsteht hier in drei statt nur in zwei Adern Verlustleistung, doch ist diese entsprechend der niedrigeren Belastbarkeit je Ader geringer.

Erhöht man den Querschnitt um nur eine Normstufe auf $2,5 \text{ mm}^2$, so fällt die Verlustenergie auf Werte um 7 kWh/(m a). Die Mehrkosten haben sich nach rund vier Monaten amortisiert! Eine Ausnahme stellt aus den erwähnten Gründen die Nachtspeicherheizung (Profil HZO) dar. Die Amortisationszeiten liegen hier um 2 Jahre. Ein weiterer „Ausreißer“ ist das Lastprofil G1 für ein Gewerbe, das nur werktags – und auch dann nur während der Geschäftszeiten – tätig ist. Durch die relativ kurzen Belastungszeiten gilt hier ansatzweise das gleiche wie für die Nachtspeicherheizung. Nur 1/3 so lang wie bei HZO sind bei G1 zwar die Amortisationszeiten, jedoch rund 3 Mal so lang wie in den anderen Profilen.

Entsprechend lässt sich die Betrachtung für die anderen Gewerbe- und Landwirtschaftsprofile durchführen (hier nicht dargestellt, jedoch beim Autor verfügbar), aber die Ergebnisse entsprechen auch dort tendenziell der hier beispielhaft getroffenen Auswahl.

Beim „Spielen“ mit der Excel-Tabelle lässt sich weiterhin feststellen, dass sich sogar eine Aufwertung von $1,5 \text{ mm}^2$ auf 16 mm^2 noch lohnt! Die Amortisationszeiten liegen selbst dann nur um 1,5 Jahre, im Profil G1 knapp 4 Jahre und im Profil HZO um 13 Jahre. Auf der Gegenseite amortisiert sich die Aufwertung in dem der Bandlast nahe kommenden Profil G3 in nur 0,6 Jahren.

Dies gilt jedoch, wie erwähnt, nur unter der Annahme, dass das für eine Anlage gültige genormte Lastprofil ebenso für jeden in der

Anlage enthaltenen Endstromkreis gilt und dabei der höchstzulässige Strom wenigstens ein Mal im Jahr erreicht wird. Nun ist dies kaum jemals der Fall; schon deswegen, weil Kabel und Leitungen nur mit bestimmten Norm-Querschnitten verfügbar sind und stets der nächstgrößere gewählt werden muss, wenn ein Querschnitt nicht ausreicht. Ferner werden immer Reserve- und Sicherheitsfaktoren eingebaut. Wird die Leitung im praktischen Betrieb nur höchstens bis zur Hälfte ihrer Belastbarkeit genutzt, so fällt die Erwärmung auf ein Viertel, und die Amortisationszeit steigt z. B. von einem halben Jahr gleich auf zwei Jahre. Aber dennoch: Was sind zwei Jahre im Leben einer Installationsleitung? Diese lebt in der Regel so lange wie das gesamte Gebäude. Eine Nummer größer lohnt sich also immer!

Versuch der Entwicklung einer Methode

Beide Ansätze, der des geometrischen Mittelwerts zwischen zwei theoretischen Extrem-Szenarien (Ansatz 1) sowie derjenige der Übertragung genormter Anlagen-Lastprofile auf Endstromkreise (Ansatz 2), weisen in die gleiche Richtung und vermitteln einen Eindruck davon, wie weit die Auslegung „auf höchstmögliche Temperatur“ vom Lebensdauer-Kostenoptimum entfernt sein kann. Sie reichen nur noch nicht hin, um eine Methodik zu erstellen, wie denn dieses

Tabelle 8 Wohnungen mit elektrischer Warmwasserbereitung für Bade- oder Duschzwecke (elektrischer Durchlauferhitzer)

Anzahl	S	I_b	I_n	A	ΔU	$I_{\max}$	I_{Wahl}	W_v
1	34 kVA	49,1 A	63 A	10 mm ²	0,5 %	13,5 m	14,9 m	1,51 kWh/a
2	52 kVA	75,1 A	80 A	16 mm ²	0,5 %	14,0 m	16,3 m	2,02 kWh/a
3	64 kVA	92,4 A	100 A	25 mm ²	0,5 %	17,5 m	17,6 m	2,06 kWh/a
4	73 kVA	105,4 A	125 A	35 mm ²	0,5 %	21,5 m	19,0 m	2,07 kWh/a
5	81 kVA	116,9 A	125 A	35 mm ²	0,5 %	19,5 m	20,4 m	2,72 kWh/a
10	107 kVA	154,4 A	160 A	70 mm ²	1,0 %	58,5 m	27,3 m	3,26 kWh/a
15	122 kVA	176,1 A	200 A	95 mm ²	1,0 %	70,0 m	34,2 m	3,98 kWh/a
20	134 kVA	193,4 A	200 A	95 mm ²	1,0 %	63,5 m	41,1 m	5,54 kWh/a
30	153 kVA	220,8 A	250 A	120 mm ²	1,0 %	70,5 m	54,8 m	6,09 kWh/a
40	165 kVA	238,2 A	250 A	120 mm ²	1,0 %	65,0 m	68,6 m	5,68 kWh/a
50	175 kVA	252,6 A						
60	183 kVA	264,1 A						
70	189 kVA	272,8 A						
80	195 kVA	281,5 A						
90	200 kVA	288,7 A						
100	205 kVA	295,9 A						

In diesem Bereich müssen mehrere Steigleitungen parallel eingesetzt werden

Optimum aufzufinden sei. Die Synthese aus beiden lässt sich aber dorthin weiter entwickeln:

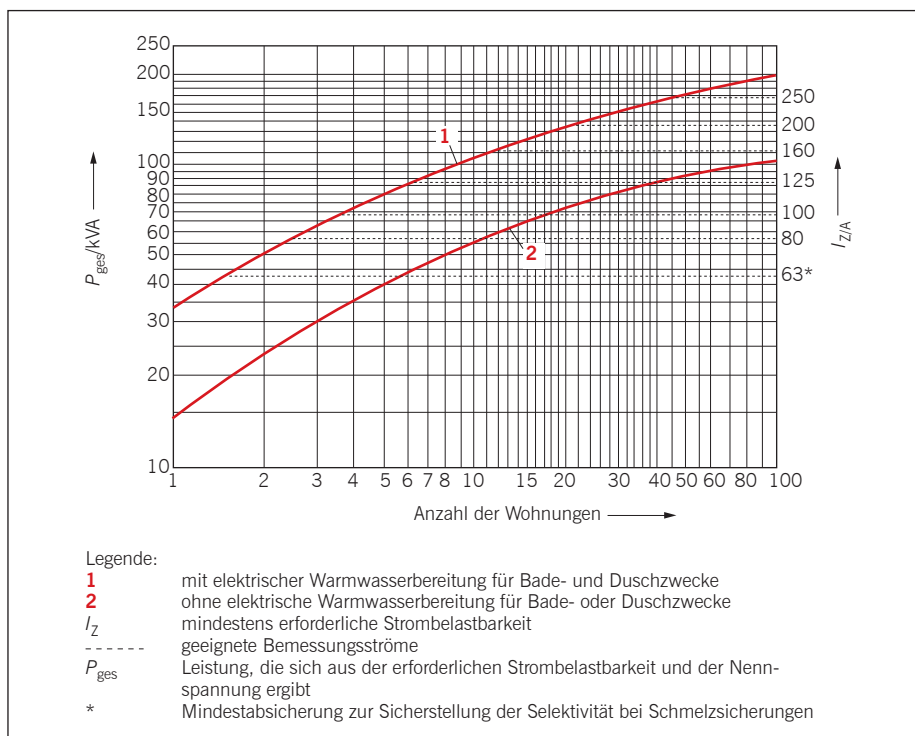
Beispiel 1: Das Wohngebäude

Bei Kunden im Bereich unter 100 MWh/a werden zur Netzplanung sowie zur Tariffindung (Arbeitspreis, Leistungspreis) die ge-

normten Lastprofile angewendet. Bleiben wir qualitativ bei dem vereinfachenden Ansatz 2, das für die jeweilige Anlage gültige Lastprofil auf die Endstromkreise zu übertragen. Mit der Entscheidung für ein bestimmtes Lastprofil liegt fest, um welchen „Jahres-Spitzenfaktor“ F_s der mittlere Strom I_{z_mittel} unter dem höchstzulässigen Strom I_z liegt. Den Effekt der bei ungleichmäßigem Strom überproportional steigenden Stromwärme gleicht der in den Tabellen mit aufgeführte und bereits berücksichtigte Korrekturfaktor F_k des betreffenden Lastprofils wieder aus.

Das Einfamilienhaus

Ansatz 1 liefert nun einen weiteren Faktor, um welchen der tatsächliche mittlere Jahres-Betriebsstrom I_{B_mittel} der Anlage unter dem höchstzulässigen Jahres-Mittelwert des Betriebsstroms I_{z_mittel} liegt. Nennen wir ihn den „Lastfaktor“ F_L (er taucht nicht namentlich in den Tabellen auf, sondern ist nur implizit in den Berechnungen enthalten). Gemäß Ansatz 1 (Tabelle 3 bzw. Tabelle 4) entspricht dieser Faktor dem jeweiligen geometrischen Mittelwert zwischen dem kleinstmöglichen und dem größtmöglichen Strom. In anderen Worten ist dies die Wurzel aus dem Quotienten der gleichmäßigsten zur ungleichmäßigsten Lastverteilung über das Jahr und über die Stromkreise, die überhaupt möglich ist. Diese willkürliche Festlegung des Lastfaktors F_L folgt der Annahme, die effektive thermische Belastung der Endstromkreise sei gleich einer konstanten Belastung mit dem sich so ergebenden Strom



Quelle: ep/DIN 18015-1

6 Auswahl der Leiterquerschnitte (Absicherungen) der Steigleitungen in Mehrfamilienhäusern nach DIN 18015-1

Tabelle 9 Wohnungen ohne elektrische Warmwasserbereitung für Bade- oder Duschzwecke (elektrischer Durchlauferhitzer)

Anzahl	S	I_b	I_n	A	ΔU	I_{max}	I_{Wahl}	W_v
1	15 kVA	20,9 A	63 A	10 mm ²	0,5 %	31,0 m	11,5 m	1,18 kWh/a
2	24 kVA	34,6 A	63 A	10 mm ²	0,5 %	18,5 m	12,0 m	2,44 kWh/a
3	32 kVA	46,2 A	63 A	10 mm ²	0,5 %	14,0 m	12,5 m	3,78 kWh/a
4	37 kVA	53,4 A	63 A	10 mm ²	0,5 %	12,0 m	13,0 m	5,20 kWh/a
5	41 kVA	59,2 A	63 A	10 mm ²	0,5 %	11,0 m	13,6 m	6,70 kWh/a
10	55 kVA	79,4 A	80 A	16 mm ²	0,5 %	13,0 m	16,1 m	9,50 kWh/a
15	65 kVA	93,8 A	100 A	25 mm ²	0,5 %	17,0 m	18,7 m	10,07 kWh/a
20	72 kVA	103,9 A	125 A	35 mm ²	0,5 %	21,5 m	21,2 m	10,37 kWh/a
30	82 kVA	118,4 A	125 A	35 mm ²	0,5 %	19,0 m	26,3 m	17,31 kWh/a
40	89 kVA	128,5 A	160 A	70 mm ²	0,5 %	35,0 m	31,4 m	12,20 kWh/a
50	95 kVA	137,1 A	160 A	70 mm ²	0,5 %	33,0 m	36,5 m	15,42 kWh/a
60	99 kVA	142,9 A	160 A	70 mm ²	0,5 %	31,5 m	41,6 m	17,94 kWh/a
70	102 kVA	147,2 A	160 A	70 mm ²	1,0 %	61,5 m	46,7 m	19,38 kWh/a
80	104 kVA	150,1 A	160 A	70 mm ²	1,0 %	60,5 m	51,8 m	19,35 kWh/a
90	106 kVA	153,0 A	160 A	70 mm ²	1,0 %	59,0 m	56,9 m	17,45 kWh/a
100	108 kVA	155,9 A	160 A	70 mm ²	1,0 %	58,0 m	62,0 m	13,31 kWh/a

$$I_{B_mittel} = \frac{I_{z_mittel}}{F_L}$$

Im ersten Beispiel (Tabelle 3) ist der Faktor F_L sehr klein, da der Hausanschluss im Jahresmittel nur sehr gering ausgelastet ist:

$$F_L = \sqrt{\frac{I_{min}}{I_{max}}} = \sqrt{\frac{0,129 \text{ A}}{17,6 \text{ A}}} = 0,0854$$

(Endergebnis wurde mit nicht gerundeten I -Werten berechnet)

Daher kommt man zu kleinen Jahres-Spitzenströmen $I_{B_max} = 1,50 \text{ A}$ bzw. $I_{B_max} = 1,33 \text{ A}$ für zwei bzw. drei belastete Adern (Tabelle 6). Hieraus ergeben sich für das Jahresmittel I_{B_mittel} des Profils H0, indem

man durch den Jahres-Scheitelfaktor F_s des Profils H0 teilt, die Werte 0,64 A bzw. 0,56 A. In Tabelle 7, unterer Teil „gewählte Belastung“, wurde in der Spalte H0 (die anderen Spalten liefern hier ungültige Werte) mit diesen Werten analog dem oberen Teil „zulässige Belastung“ erneut eine Amortisationsrechnung für die Aufwertung des Leiterquerschnitts von 1,5 mm² auf 2,5 mm² durchgeführt.

Man sieht, dass die Amortisationszeiten – schon für den ersten Schritt – auf Werte von 30 bzw. 35 Jahren ansteigen. Die Errechnung für die häusliche Waschmaschine aus Tabelle 1 und Tabelle 2 hatte gut 20 Jahre ergeben. Allerdings werden an dieser einen Steckdose auch 142 kWh/a bezogen, 4,6 % des gesamt-

ten Verbrauchs der Wohnung, während diese eine Steckdose nur etwa 2 % der Anzahl aller Steckdosen im Haushalt ausmacht. Zudem ist der Verbrauch hier extrem zusammengeballt.

So ist dies plausibel, „passt in die Reihe“ und bestätigt die Brauchbarkeit der vorliegend vorgeschlagenen Methode.

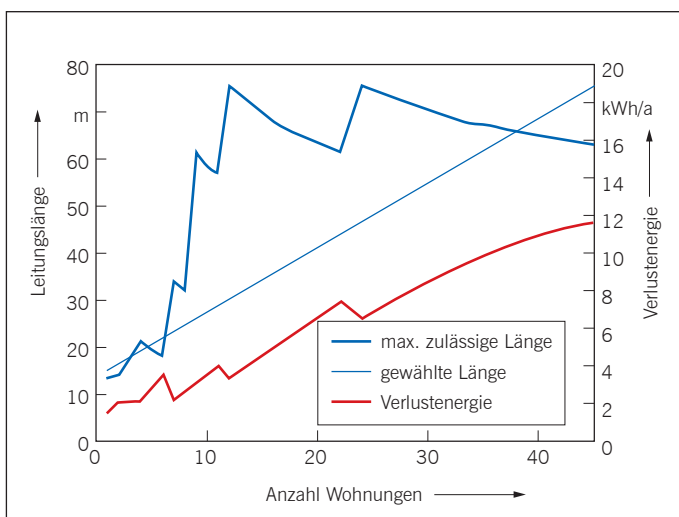
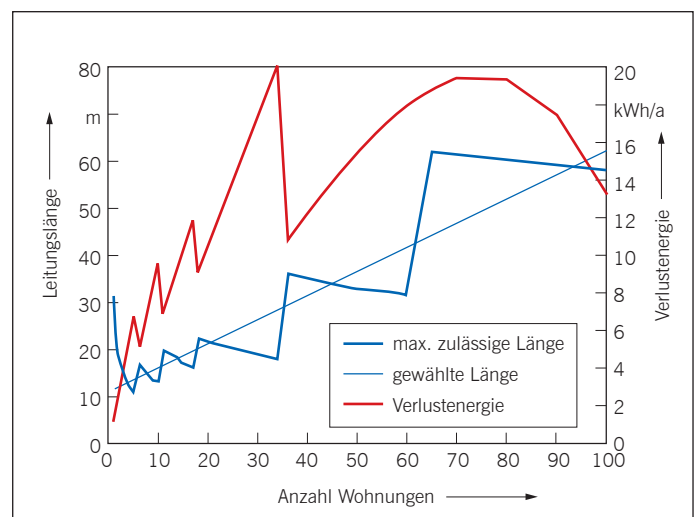
Das Ergebnis bedeutet im konkreten Fall aber auch, dass ein praktisch umsetzbares Energiesparpotential – wie erwartet – im Bereich der Endstromkreise von Privatwohnungen kaum besteht.

Das Mehrfamilienhaus

So jedenfalls sieht dies für die Verteilung innerhalb der Wohnung aus, also unabhängig davon, ob sich diese Wohnung in einem Einfamilien- oder einem Mehrfamilienhaus befindet. Werfen wir aber noch einen Blick auf die Steigleitung, die eine einzelne, einige wenige oder eine Vielzahl von Wohnungen

Tabelle 10 Ausgangsdaten für die Berechnungen nach Tabelle 11

Leiter-Nennquerschnitt	1,5 mm ²	
Verlegeart	B1	
Zulässige Last I_z nach Norm	2 Adern	17,50 A
	3 Adern	15,50 A
Gewählte Last I_{B_max} (Spitze)	2 Adern	7,76 A
	3 Adern	6,87 A
Leitungspreis	0,98 €/m	
Widerstandsbelag max.	11,40 Ω/km	
Ersatz-Leiterquerschnitt	2,5 mm ²	
Ersatz-Leitungspreis	1,31 €/m	
Ersatz-Widerstandsbelag max.	6,84 Ω/km	

**7 Maximale und gewählte Leitungslängen; jährliche Verluste mit elektrischer Warmwasser-Bereitung****8 Maximale und gewählte Leitungslängen; jährliche Verluste ohne elektrische Warmwasser-Bereitung**

gleichzeitig versorgt. Dabei ist „gleichzeitig“ schon wieder ein relativer Begriff, denn natürlich entnehmen nicht alle Wohnungen gleichzeitig ihre höchstmögliche/höchstzulässige Leistung aus dem Netz. Es wird bei der Netzplanung davon ausgegangen, dass dies niemals geschieht – und bis jetzt „ist ja noch immer alles gut gegangen“, also ist dieses Verfahren aus Sicht der Sicherheit und der Verfügbarkeit völlig in Ordnung – doch wie sieht es mit den Verlusten aus?

Zum Glück fand sich vor Zeiten schon ein hilfreicher Geist bereit, die dem Diagramm aus DIN 18015-1 (Bild 6, [10]) zu Grunde liegenden, leider aber nicht mehr vorhandenen Werte der vorzusehenden Anschlussleistungen aus den Kurven in eine Tabelle zurück zu verwandeln. Ihm gebührt besonderer Dank für diese Mühe und seine ergänzenden eigenen Rechnungen und Überlegungen [11]. Seine damals neu erstellte Tabelle mit den darin bereits angegebenen (für den jeweils höchstzulässigen Spannungsfall ΔU) höchstzulässigen Leitungslängen $l_{\max}$ diente hier als Ausgangsbasis für Tabelle 8 und Tabelle 9.

Neu eingefügt wurden hier die in der Steigleitung auftretenden Energieverluste W_v , gerechnet mit den jeweiligen angenommenen Leitungslängen l_{Wahl} . Wegen der verhältnismäßig groben Stufung der Normquerschnitte und des plötzlichen Sprungs des maximalen Spannungsfalls von 0,5 % auf 1 % steigt $l_{\max}$ alles andere als kontinuierlich mit der Anzahl versorgter Wohnungen; die Werte springen auch schon mal zwischendurch wieder zurück. Zur Bestimmung der Leitungsverluste wirft dies die Frage auf, von welcher Länge man denn nun ausgehen sollte.

Eine relative, z. B. auf 1 m Länge bezogene Angabe erschien nicht sinnvoll, denn tendenziell hat ein größeres Gebäude mit mehr Wohnungen längere Steigleitungen. Es wurde daher ein Algorithmus „gebastelt“, der eine kontinuierliche Zunahme der angenommenen Längen l_{Wahl} mit der Anzahl Wohnungen liefert. Dabei wird in Kauf genommen, dass dieses Ergebnis wegen der vordem genannten großen Diskontinuität in einigen Fällen (rote Zahlen) zu unzulässig langen Leitungen führt.

Zyniker mögen behaupten, realitätsfremd sei dies ohnehin nicht. Anderenfalls wären aber außerdem die Leitungen im oberen Teil der Tabelle abstrus kurz geraten, was mit Sicherheit realitätsfremd gewesen wäre.

So weit, so gut, aber wie gelangt man nun an die Verluste? Hier ist wieder eine kreative Annahme gefragt, denn es stehen inzwischen zwei Rechenmodelle zur Verfügung. So wurde auf die Steigleitung der einen

einigen Wohnung in der ersten Tabellenzeile natürlich das gleiche Lastprofil angewandt wie auf jede einzelne Wohnung und folglich der Ansatz 1 gewählt.

Auf zwei Wohnungen wurde zu 2 % das Lastprofil nach Ansatz 2 und zu 98 % der Ansatz 1 wie auf eine einzelne Wohnung angewandt und so fort, bis am Ende der Tabelle 100 Wohnungen zu 99 % als unendlich viele Wohnungen und nur noch zu 1 % als das 100-Fache einer einzelnen Wohnung gerechnet wurden. Schließlich gelten die Lastprofile für Verbraucher ab 100 MWh/a, und dies entspräche nur 20 bis 40 Wohnungen. Von dort bis „unendlich“ sieht man offensichtlich in der Netzplanung und bei der Tarifgestaltung keinen nennenswerten Unterschied mehr. Bei aller Vorsicht in Anbetracht der getroffenen Annahmen und Vereinfachungen fallen folgende Ergebnisse auf:

- Eine einzelne Wohnung, also effektiv ein Einfamilienhaus, verursacht in seiner Steigleitung Verluste im Gegenwert von größenordnungsmäßig 40 Cent pro Jahr.
- 100 Wohnungen verursachen in einer gemeinsamen Steigleitung bei weitem nicht das 100-Fache dieser Kosten, sondern maximal das 20-Fache, um 8 Euro insgesamt, also 8 Cent pro Wohnung.
- Die Wohnungen „mit elektrischer Warmwasserbereitung für Bade- oder Duschzwecke“ weisen geringere Verluste auf (siehe auch die grafische Aufbereitung Bild 7) als die Wohnungen ohne (Bild 8).

Diese letztgenannte Beobachtung mag auf den ersten Blick verblüffend wirken, da die elektrische Warmwasserbereitung, wo vorhanden, deutlich mehr elektrische Energie die Steigleitung emporsteigen lässt!

Es wurde hier mit einem Mehrverbrauch von etwa 65 % (aus einem praktischen Beispielfall) gerechnet, also einem Aufschlag von ungefähr 2/3 auf die Stromrechnung eines Haushalts ohne elektrische Warmwasserbereitung (4796 kWh/a statt 2903 kWh/a im langjährigen Mittel über 20 Jahre).

Gedacht ist bei der „elektrischen Warmwasserbereitung für Bade- oder Duschzwecke“ jedoch (ggf. vorsorglich) an die (unter Umständen nachträgliche) Installation elektrischer Durchlauferhitzer, die das Wasser genau so schnell erwärmen können wie es fließt. Dies erfordert Anschlussleistungen zwischen 18 kW und 27 kW. Zwar wird diese Leistung nur für einige Minuten am Tag gebraucht, doch sind die Anforderungen an den erhöhten Querschnitt die gleichen wie sie für Dauerbetrieb auch wären. Dieser erhöhte Querschnitt

reduziert dann über den Rest des Tages die Verluste. Als Ergebnis lässt sich also insgesamt festhalten, dass man die Steigleitung in dieser Betrachtung eigentlich getrost ignorieren kann. Selbst wenn das genannte Schätzwert um eine ganze Zehnerstelle zu niedrig liegen sollte, würde dies nichts an diesem Ergebnis ändern.

Dabei dürfte diese Verlustschätzung tendenziell eher zu hoch liegen, da alle Steigleitungen als von Anfang bis Ende mit dem eingespeisten Strom belastet angesehen wurden. Tatsächlich nimmt jeder Abzweig einen entsprechenden Teil der Last weg, und am Ende der Leitung hängen zumeist nur noch zwei Wohnungen. Man müsste also gemittelt mit der halben Last oder alternativ mit der halben Länge rechnen.

Obwohl dieser Umstand unberücksichtigt blieb, stellte sich die Verlustenergie hier als vernachlässigbar gering heraus. Die zwangsläufige Auslegung auf die Lastspitze ist also kein Kostentreiber, sondern über die Lebensdauer betrachtet, Errichtungs- und Betriebskosten zusammengezählt, im Gegenteil eine Spardose!

Die Steigleitung muss nicht mehr optimiert werden, da sie bereits energetisch optimiert ist – wenn auch nicht aus energetischen, sondern anderen – zwingenden – Gründen (dazu in den folgenden Abschnitten mehr).

Beispiel 2: Das Büro

Wendet man das gleiche Verfahren auf das Büro aus Tabelle 4 an, so wendet sich auch gleich das Blatt. Zunächst ergibt sich aber das Problem, dass ein genormtes Lastprofil „Büro“ fehlt. Somit ist das Profil G0 „Gewerbe allgemein“ anzuwenden (Tabelle 11 oben, Profil G0). Die Verlegeart sei wieder B1.

Rechnet man hiermit wiederum so, als würden alle Stromkreise zur Jahresspitze mit ihrer höchsten Belastbarkeit I_z belastet, liegen die mittleren Ströme I_{z_mittel} mit 8,35 A (zweipolig) bzw. 7,39 A (dreipolig) nun schon deutlich höher. Die durchschnittliche Auslastung des Etagenverteilers ist hier mit fast 20 % erheblich größer als die knappen 1,5 % am Hausanschlusskasten des Wohnhauses. Dies führt zu den relativ hohen Werten von 7,76 A bzw. 6,87 A für die hier zu wählenden Jahres-Höchstwerte des Betriebsstroms I_{B_max} (Tabelle 10) und die entsprechenden mittleren Betriebsströme I_{B_mittel} von 3,70 A bzw. 3,28 A (Tabelle 11 unten „Gewählte Belastung“, Profil G0 – die anderen Spalten liefern hier ungültige Werte).

Mit diesen errechnen sich Amortisationszeiten von 7 bzw. 6 Jahren. Da das Büro schon

Tabelle 11 Jahres-Verluste von Kabeln und Leitungen in Abhängigkeit von ausgewählten Norm-Lastprofilen – in der oberen Hälfte ist die maximale jährliche Belastung = I_z der jeweiligen Leitung und Verlegeart nach VDE 0298-4; in der unteren Hälfte wurde die **mittlere** jährliche Belastung (für ein Büro – Spalte G0) so gewählt, dass die Lastspitze dem geometrischen Mittel aus dem Ansatz 1 entspricht

Rechenwerte			H0: Haushalt	G0: Gewerbe allgemein	G1: Gewerbe werktags	G2: Gewerbe nur Abend	G3: Gewerbe durchgehend	L0: Landwirtschaft allgem.	HZ0: Nachtspeicherungszg.
Stromtarif			0,2686 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2370 €/kWh	0,2353 €/kWh	0,1900 €/kWh
Jahresfaktoren	$F_s = I_z / I_{z_mittel}$		2,351	2,096	4,249	2,197	1,351	2,106	8,373
	Korrekturfaktor F_K		1,088	1,124	1,572	1,147	1,018	1,086	2,200
Zulässige Belastung Verlegeart B1	Zul. mittlere Last (Norm) I_{z_mittel}	2 Adern	7,44 A	8,35 A	4,12 A	7,97 A	12,95 A	8,31 A	2,09 A
		3 Adern	6,59 A	7,39 A	3,65 A	7,06 A	11,47 A	7,36 A	1,85 A
	Standard-Leitung 1,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 1,375 W/m	1,785 W/m	0,608 W/m	1,659 W/m	3,891 W/m	1,710 W/m	0,219 W/m
		3 Adern	1,617 W/m	2,100 W/m	0,715 W/m	1,952 W/m	4,578 W/m	2,012 W/m	0,258 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 12,0 kWh/(m a)	15,6 kWh/(m a)	5,3 kWh/(m a)	14,5 kWh/(m a)	34,1 kWh/(m a)	15,0 kWh/(m a)	1,9 kWh/(m a)
		3 Adern	14,2 kWh/(m a)	18,4 kWh/(m a)	6,3 kWh/(m a)	17,1 kWh/(m a)	40,1 kWh/(m a)	17,6 kWh/(m a)	2,3 kWh/(m a)
	Aufgewerte-te Leitung 2,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 0,825 W/m	1,071 W/m	0,365 W/m	0,995 W/m	2,334 W/m	1,026 W/m	0,131 W/m
		3 Adern	0,970 W/m	1,260 W/m	0,429 W/m	1,171 W/m	2,747 W/m	1,207 W/m	0,155 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 7,2 kWh/(m a)	9,4 kWh/(m a)	3,2 kWh/(m a)	8,7 kWh/(m a)	20,4 kWh/(m a)	9,0 kWh/(m a)	1,2 kWh/(m a)
		3 Adern	8,5 kWh/(m a)	11,0 kWh/(m a)	3,8 kWh/(m a)	10,3 kWh/(m a)	24,1 kWh/(m a)	10,6 kWh/(m a)	1,4 kWh/(m a)
	Amortisation	2 Adern	0,255 a	0,222 a	0,653 a	0,239 a	0,102 a	0,234 a	2,262 a
		3 Adern	0,217 a	0,189 a	0,555 a	0,203 a	0,087 a	0,199 a	1,922 a
Gewählte Belastung	Gewählte mittlere Last I_{B_mittel}	2 Adern	3,30 A	3,70 A	1,83 A	3,53 A	5,74 A	3,68 A	0,93 A
		3 Adern	2,92 A	3,28 A	1,62 A	3,13 A	5,08 A	3,26 A	0,82 A
	Standard-Leitung 1,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 0,270 W/m	0,351 W/m	0,119 W/m	0,326 W/m	0,765 W/m	0,336 W/m	0,043 W/m
		3 Adern	0,318 W/m	0,413 W/m	0,141 W/m	0,384 W/m	0,900 W/m	0,395 W/m	0,051 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 2,4 kWh/(m a)	3,1 kWh/(m a)	1,0 kWh/(m a)	2,9 kWh/(m a)	6,7 kWh/(m a)	2,9 kWh/(m a)	0,4 kWh/(m a)
		3 Adern	2,8 kWh/(m a)	3,6 kWh/(m a)	1,2 kWh/(m a)	3,4 kWh/(m a)	7,9 kWh/(m a)	3,5 kWh/(m a)	0,4 kWh/(m a)
	Aufgewerte-te Leitung 2,5 mm ²	Verlust-leistung	2 Adern 0,162 W/m	0,210 W/m	0,072 W/m	0,196 W/m	0,459 W/m	0,202 W/m	0,026 W/m
		3 Adern	0,191 W/m	0,248 W/m	0,084 W/m	0,230 W/m	0,540 W/m	0,237 W/m	0,030 W/m
		Verlust-energie	2 Adern 1,4 kWh/(m a)	1,8 kWh/(m a)	0,6 kWh/(m a)	1,7 kWh/(m a)	4,0 kWh/(m a)	1,8 kWh/(m a)	0,2 kWh/(m a)
		3 Adern	1,7 kWh/(m a)	2,2 kWh/(m a)	0,7 kWh/(m a)	2,0 kWh/(m a)	4,7 kWh/(m a)	2,1 kWh/(m a)	0,3 kWh/(m a)
	Amortisation	2 Adern	1,297 a	1,132 a	3,325 a	1,218 a	0,519 a	1,191 a	11,509 a
		3 Adern	1,102 a	0,962 a	2,825 a	1,035 a	0,441 a	1,012 a	9,781 a

seit 33 Jahren in Betrieb ist, hätte sich eine Mehrausgabe beim Bau für auf 2,5 mm² verstärkte Leitungen also bereits 6 Mal bezahlt gemacht. Bei aller Unsicherheit, die dieser präzisen Rechnung mit angenommenen Ausgangsdaten zu Grunde liegt, lässt umgekehrt der Faktor 6 doch die ziemlich sichere Annahme zu, dass sich die Mehrausgabe bis heute gut und gerne gelohnt hätte.

Weitere Argumente wie Ressourcenschonung und CO₂-Einsparung kämen – wenn nicht schon damals, so doch zumindest heute – noch hinzu. Besonders erstaunlich ist dieses Ergebnis, wenn man bedenkt, dass die vorhandenen, 1,5 mm² starken Leitungen mit nur 10 A abgesichert sind – warum auch immer, z. B. wegen des Spannungsfalls – und

damit ein Teil des Einsparpotentials an dem Punkt, wo diese Rechnung ansetzt, bereits erschlossen war.

Auffälligkeiten, Besonderheiten, weiteres Vorgehen

Analoge Untersuchungen sind nun für die anderen Lastprofile durchzuführen. Ergibt sich durch die Aufwertung des Leiterquerschnitts von 1,5 mm² auf 2,5 mm² eine „zu kurze“ Amortisationszeit, so erhöht man um eine weitere Stufe usw. Damit wäre eine Methode gefunden, um für die Praxis den Leiterquerschnitt mit den niedrigsten Lebensdauerkosten zu finden.

Bezüglich der „ungültigen“ Rechenwerte in Tabelle 7 bzw. Tabelle 11 (das sind die nicht

hervorgehobenen Werte im Teil „gewählte Belastung“, also in der unteren Hälfte der Tabellen) ist noch zu erläutern: Diese geben die Werte wieder, die man erhält, wenn man die Auslastung des Zählers aus den Beispielen H0 bzw. G0 auf die anderen Lastprofile überträgt und hiermit weiter rechnet.

Sondervertragskunden

Bei Kunden im Bereich ab 100 MWh/a gelten besondere, von Fall zu Fall ausgehandelte Tarife. Die bezogene Leistung wird in der Regel in Form von Viertelstunden-Mittelwerten aufgezichnet und hiermit der Leistungspreis (Wirk- und Blindleistung) errechnet.

Der Vorteil ist, dass hierdurch bereits ein „echtes“, an diesem konkreten Verbraucher ge-

messenes Lastprofil vorliegt. Der Nachteil ist, dass uns dies hier nichts nützt, da die Übertragung des Profils von dem gesamten Betrieb auf dessen einzelne Endstromkreise hier keine Lösung darstellt.

Nicht nur Industriebetriebe verschiedener Arten unterscheiden sich grundsätzlich so sehr, dass eine solche Pauschalisierung ohne Aussage wäre; auch innerhalb des Betriebes kommen Leitungen vor, die praktisch ganzjährig nahe der höchstzulässigen Last betrieben werden, und dann gibt es die Zuleitung zum Hoftor, die täglich für 10 Minuten mit einem Strom von 1 A belastet wird.

Diese alle mittels eines „Gießkannenfaktors“ über einen Kamm zu scheren führt nicht weiter. Hier muss eine Beurteilung für jede einzelne Leitung gefunden werden.

Zu überlegen ist nun, wie der hierfür erforderliche Aufwand sich in Grenzen halten lässt. Dabei sollte bedacht werden, dass innerhalb eines Betriebs bereits detaillierte (gemessene) Lastprofile vorliegen müssen, wenn ein Energie-Management-System nach DIN EN ISO 50001 installiert ist [12]. Anderenfalls muss sich der Betrieb heutzutage einem Energie-Audit unterziehen. Auch dann müssten solche Lastprofile vorliegen. „Gewusst, wo“ ist vermutlich wieder einmal die alles entscheidende Frage.

Entwurf einer Methode – Zusammenfassung

Nachfolgend sollen die vorstehenden Analysen zu konkreten Handlungsempfehlungen zusammengefasst werden.

Unabhängig davon, ob diese Vorgehensweise jemals so oder ähnlich in irgendwelchen Normen zur Energie-Effizienz von Anlagen und Systemen festgelegt wird – was hiermit vorgeschlagen wird – ist es zur Ermittlung, Berücksichtigung und Minimierung der Lebensdauerkosten von Kabeln und Leitungen dringend zu empfehlen, bei der Bemessung der Leiterquerschnitte nachfolgende Schritte einzubeziehen.

Tarifkunden

Bei Stromkunden, für die genormte Lastprofile vorliegen, ist demnach wie folgt vorzugehen:

1. **Man bestimme die mittlere aufgenommene Leistung, indem man den Verbrauch [kWh] des Vorjahres durch 8760 h teilt.** Bei Neuanlagen wird ein Schätzwert, ein typischer Wert bzw. Vergleichswert aus einer ähnlichen Anlage eingesetzt. Die Blindleistung bleibt hier unberücksichtigt.
2. **Man verteile die sich ergebende mittlere Leistung gleichmäßig auf das ganze Jahr**

Tabelle 12 So viel Aufwertung des Leiterquerschnitts lohnt (Kupferbasis 4,10 €/kg, Betriebsdauer 10 Jahre, Kabelpreise aus diversen Preislisten)

		Um so viele Normstufen lohnt eine Aufwertung von Leiterquerschnitten bei							
		25 % Nennlast		50 % Nennlast		75 % Nennlast		100 % Nennlast	
in Verlegeart		A2	C	A2	C	A2	C	A2	C
Betriebszeit	100 h/a	0	0	0	0	0	0	0	0
	365 h/a	0	0	0	0	0	0	0	1
	1 000 h/a	0	0	0	1	1	1	1	2
	2 000 h/a	0	0	1	2	2	2	2	3
	3 650 h/a	0	1	1	2	2	3	3	3
	8 760 h/a	1	1	2	3	3	3	3	4

und auf alle vorhandenen/geplanten Endstromkreise. Division durch die Netzspannung und durch die Anzahl Endstromkreise ergibt den Minimalstrom je Endstromkreis. Sind Endstromkreise mit unterschiedlichen Bemessungsströmen (Absicherungen) vorhanden, ist der Gesamtstrom so aufzuteilen, dass alle Überstrom-Schutzorgane anteilig zu ihrem Bemessungsstrom gleich ausgelastet sind (z. B. alle zu 20 %).

3. **Man multipliziere den Maximalstrom jedes Endstromkreises mit dem im vorigen Schritt gewonnenen Minimalstrom.** Der Maximalstrom eines Endstromkreises entspricht dem 1,1-Fachen des Bemessungs-Auslösestroms der vorhandenen/vorgeesehenen Überstrom-Schutzeinrichtung.
4. **Aus dem so errechneten Produkt aus Maximalstrom mal Minimalstrom ziehe man die Wurzel.** Der so erhaltene Wert wird als der äquivalente Dauer-Betriebsstrom des Stromkreises (und aller gleichartiger Stromkreise der Anlage) angesehen.
5. **Für diesen Strom bestimme man die längenbezogenen Werte der Verlustleistung und hieraus der jährlichen Verlustenergie und der entsprechenden Verlustkosten.** Der Strom wird dabei, wie ausgeführt, als konstant angesehen. Als Leitungswiderstandsbelag ist der jeweilige zulässige Höchstwert (Kaltwert) nach VDE 0295 [9] einzusetzen. Sind keine Strompreise zur Hand, so sind die Werte nach Tabelle 7 bzw. Tabelle 11 als typische Werte einzusetzen.
6. **Nun ist der Leiterquerschnitt um eine Normgröße zu vergrößern und die Berechnung nach Punkt 5 erneut durchzuführen.**
7. **Für diese Maßnahme (Punkt 6) ermittle man die Amortisationszeit, indem man die Differenz der Verlustkosten (zwischen Punkt 5 und Punkt 6) durch die Differenz der Kabelpreise (zwischen Punkt 5 und Punkt 6) teilt.** Die Kabelpreise sind, wie

die längenbezogenen Werte nach Punkt 5, ebenfalls längenbezogen. Daher ist diese Berechnung unabhängig von der Leitungslänge. Sind für diese Rechnung keine Kabelpreise zur Hand, so verwende man das Doppelte der Kupferpreise (Tagespreis zum Zeitpunkt der Berechnung und „Kupferzahlen“ der miteinander verglichenen Leiterquerschnitte).

8. **Ist die Amortisationszeit kürzer als die geplante Lebensdauer der Anlage, so ist der Leiterquerschnitt erneut um eine Normgröße zu vergrößern und die Berechnung nach Punkt 5 nochmals durchzuführen.**
9. **Diese Prozedur ist so oft zu wiederholen, bis die Amortisationszeit länger ist als die geplante Lebensdauer der Anlage.** Dann ist man einen Schritt über das Ziel hinaus geschossen, und der Leiterquerschnitt aus dem vorigen Iterationsschritt entspricht dem gesuchten Leiterquerschnitt.

Die Lastprofile müssen für diese Prozedur nicht mehr betrachtet werden; sie dienen lediglich zur Herleitung der Methode und zum Beleg des bestehenden Sparpotentials.

Sondervertragskunden

Für Industriekunden ist die oben stehende Vorgehensweise, wie ausgeführt, ungeeignet. Durch eine Vielzahl von Versuchen mit dem hier vorgestellten Rechenmodell ergeben sich als Anhaltspunkte die – vorsichtig gerechneten – Werte aus Tabelle 12.

Dabei lässt die Verlegeart A2 die geringsten, die Verlegeart C die höchsten Belastungen zu. Daher wurden diese jeweiligen Eckwerte hier aufgenommen. Alle anderen Werte liegen dazwischen.

In der Regel wird es genügen, eine Abschätzung des Lastprofils eines bestimmten Verbrauchers bzw. Anlagenteils durchzuführen und dann ggf. eine Überdimensionierung der Leitung nach Tabelle 12 vorzunehmen. Will man es genauer wissen, so diene die Tabelle 12 zur Abschät-

zung, ob eine genauere Rechnung lohnt. Ausgegangen wurde hier von Strömen, die in der jeweiligen Verlegeart aus thermischen Gründen einen Leiterquerschnitt von 4 mm² erfordern. Die Tabelle sieht hiermit vergleichsweise „unscheinbar“ aus, doch ist dabei zu berücksichtigen:

- Eine Aufwertung um 4 Stufen entspricht in diesem Bereich schon etwa dem 6-fachen Leiterquerschnitt!
- Bei größeren Querschnitten sind die Sprünge feiner; in Normgrößen ausgedrückt würde die Lebensdauerkosten-Optimierung also eine Aufrüstung um noch mehr „Stufen“ umfassen als die Tabelle anzeigt!

Für größere Leiterquerschnitte lohnt sich ohnehin eher eine Einzelfall-Berechnung. Die hier vorgestellte pauschale Beurteilung nach Tabellenwerten bietet sich eher für kleinere Leiterquerschnitte an.

Allerdings gibt es, wie schon angedeutet, auch Auslegungskriterien, die aus ganz anderen Gründen normativ festgelegt sind und angewandt werden, dann aber als „synergetische Nebenwirkung“ der Energie-Effizienz gleichsam in die Karten spielen (sozusagen ein „Kollateralnutzen“).

Alter Helfer: Blindleistungs-Kompensation

Ein Argument, das manchmal gegen die, manchmal als Ergänzung zur Überdimensionierung von Leiterquerschnitten angeführt wird, lautet, man solle zunächst einmal zu sehen, dass durch angemessene Blindleistungs-Kompensation die Belastung der Leiter reduziert werde; dies könne zu ebenso hohen oder gar zu noch höheren Einsparungen führen. Stimmt das? Wann stimmt das und wann nicht? Oder sollte man das eine tun, ohne das andere zu unterlassen?

Die in Tabelle 13 dargestellten Berechnungen sollen helfen, dies herauszufinden.

Randbedingungen, Einschränkungen und Vereinfachungen

Zum Vergleich wurden drei Beispiellasten ausgewählt, die gemeinhin als von ohmsch-induktiver Natur bekannt sind: Ein kleiner, ein mittlerer und ein großer Drehstrom-Asynchronmotor. Die Bemessungswerte der Motoren wurden so gewählt, dass ihre normalen Betriebsströme die jeweiligen Kabel möglichst voll auslasteten: Im ersten Fall handelte es sich um das dünnste ($A = 1,5 \text{ mm}^2$), im dritten um das zweitdickste ($A = 500 \text{ mm}^2$ – also mit „Luft nach oben“ zur Aufrüstung auf das dickste verfügbare mit $A = 630 \text{ mm}^2$),

von welchen die benötigten Angaben in den Datenblättern der Hersteller zu finden waren. Der zweite Fall lag in der (geometrischen) Mitte dazwischen ($A = 35 \text{ mm}^2$ benötigt, auf $A = 50 \text{ mm}^2$ auferüstet). Zu den „notwendigen Angaben“ zählten hier neben den Preisen die Induktivitätsbeläge (die Induktivitäten je Kilometer Länge) der jeweiligen Kabel. Die Betriebstemperatur der Kabel wird mit 70°C bei voller Last angenommen.

Die Auswirkung der Belastungsreduktion durch Überdimensionierung bzw. durch (vollständige) Blindstrom-Kompensation (auf $\cos \varphi = 1$) wird hier – anders als in der Betrachtung der Randbedingungen zum Jahres-Effektivwert unter Ansatz 2 – als linear in die Veränderung der Temperatur eingehend angenommen.

Der Widerstand R des Kabels nimmt daher linear mit der Entlastung ab, was zu einer leichten Reduktion der Verluste und somit zu einer kleinen Verbesserung des Einspar-Effekts führt. Die in Tabelle 13 aufgeführten Kabelpreise beziehen sich auf die dort jeweils angegebenen Längen – ohne Berücksichtigung etwaiger

Mengenrabatte auf Grund der in den einzelnen Beispielen unterschiedlichen Längen.

Eine weitere Ungenauigkeit entsteht dadurch, dass die Induktivitätsbeläge des für den großen Motor mindestens erforderlichen Kabels mit 500 mm² Leiterquerschnitt sowie des aufgewerteten Querschnitts von 630 mm² als Dreileiterkabel gerechnet wurden, während die Preise von 3 Einzeladern eingesetzt wurden. Etwas verwirrend ist es schon, dass der einzige Anbieter, der Induktivitätsbeläge für seine Kabel angibt, diese Angaben auch für Einzeladern macht, obwohl die Induktivität eine Systemgröße darstellt und sich daher nicht einer einzelnen Ader zuordnen lässt.

Vielmehr ist die Induktivität einer Leiter-schleife vom Abstand zwischen Hin- und Rückweg abhängig. Die Werte scheinen sich jedoch auf einen Abstand zu beziehen, der etwa dem in einem dreiadrigen Kabel entspräche. Die nahe liegende Entscheidung zur Fehler-Minimierung ging somit dahin, die Preise von einem und die Induktivitätsbeläge von einem anderen Hersteller zu wählen, je

Tabelle 13 Was lohnt sich eher – Überdimensionierung von Leiterquerschnitten oder Blindstrom-Kompensation?

Beispiellasten --->				Kleiner Motor		Mittlerer Motor		Großer Motor		
Motor	Daten	U_N		400 V						
		P_N		7,5 kW		75 kW		500 kW		
		$\cos\varphi$		0,87		0,89		0,90		
		η	IE3	90,1 %		94,7 %		95,8 %		
		I_N	unkomp.	13,81 A		128,44 A		837,03 A		
	Rechenwerte	I_{ges}	komp.	12,01 A		114,31 A		753,33 A		
		S		9,6 kVA		89,0 kVA		579,9 kVA		
		Q		4,7 kvar		40,6 kvar		252,8 kvar		
Kabel	Daten			minimal	überdim.	minimal	überdim.	minimal	überdim.	
		A		1,5 mm²	2,5 mm²	35,0 mm²	50,0 mm²	500,0 mm²	630,0 mm²	
		$\cos\varphi$		1,00	1,00	0,98	0,97	0,39	0,32	
	Rechenwerte	I		86,9 m		163 m		147 m		
		ΔU	unkomp.	6,00 %	3,60 %	6,00 %	4,42 %	6,00 %	5,55 %	
			komp.	5,41 %	3,24 %	5,21 %	3,65 %	2,43 %	1,99 %	
		R	unkomp.	1257 mΩ	720 mΩ	102,3 mΩ	70,6 mΩ	6,42 mΩ	4,64 mΩ	
			komp.	1230 mΩ	710 mΩ	100,1 mΩ	69,6 mΩ	6,28 mΩ	4,57 mΩ	
		P_v	unkomp.	240 W	137 W	1687 W	1165 W	4495 W	3249 W	
			komp.	178 W	102 W	1308 W	910 W	3564 W	2596 W	
		t_{Betrieb}		10000 h						
		Preis	Kabel	85 €	113 €	2640 €	3947 €	15055 €	18014 €	
			Strom		0,11€/kWh					
		Verlustkosten	unkomp.	2637 €	1510 €	18556 €	12810 €	49447 €	35738 €	
			komp.	1954 €	1127 €	14386 €	10009 €	39202 €	28553 €	
		Ersparnis durch	komp.		683 €		4170 €		10245 €	
			überdim.		1099 €		4439 €		10750 €	
			beides		1482 €		7240 €		17934 €	

nach Verfügbarkeit der erforderlichen Angaben, und die drei Einzeladern rechnerisch als Dreileiterkabel zu behandeln.

Vorgehensweise

Da ein bestimmter Drehstrom-Asynchronmotor im Nenn-Betriebspunkt stets einen bestimmten Blindleistungsbedarf Q aufweist, liegt die Auslegung einer entsprechenden Kompensationsanlage von Anfang an fest; nicht aber die Kabellänge l . So wurde hier entschieden, jeweils genau die Kabellänge zu wählen, die den Spannungsfall ΔU des unkompensierten Motors auf genau 24 V (6 % der Nennspannung $U_N = 400$ V) hielt. Hiermit ergaben sich die jeweils angegebenen Leitungsverluste P_v (Bild 9).

Sofern kein Motor-Nennstrom I_N gefunden werden konnte, wurde dieser aus der Bemessungsleistung P_N , dem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ und dem Wirkungsgrad η errechnet. Diese Daten werden in den Herstellerkatalogen stets angegeben.

Somit teilt sich Tabelle 13 in einen „Motoren-Abschnitt“ und einen „Kabel-Abschnitt“, die sich jeweils wieder in einen Abschnitt mit vorgefundenen Angaben und einen Abschnitt mit hieraus errechneten Werten gliedern. Die Kompensationsanlage wurde auf einen Leistungsfaktor $\lambda = 1$ ausgelegt (am Ende der Leitung), die Netzspannung wurde idealisiert als frei von Oberschwingungen angenommen.

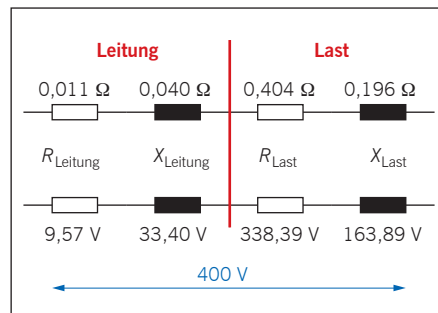
Ergebnisse

Die Ergebnisse finden sich am Fuß der Tabelle 13, von einem Strompreis von 0,11 €/kWh und 10 000 Volllast-Betriebsstunden ausgehend. Zu beachten ist, dass der Aufpreis für den aufgewerteten Querschnitt bereits von der Ersparnis abgezogen wurde, nicht jedoch die Errichtungskosten für die Kompensationsanlage, da diese Anlagen nicht zu Standardpreisen ab Lager lieferbar sind.

Somit liest sich die Tabelle (z. B. für den kleinen Motor) wie folgt:

Benötigt wird eine Kompensationsanlage mit $Q = 4,7$ kvar, um die Verlustkosten je 10 000 h Volllast-Betrieb um 683 € zu reduzieren. Von hier aus lässt sich auf einfache Weise eine Amortisationszeit bestimmen, wenn z. B. ein Angebot vorliegt. Den Kabelquerschnitt um eine Größe heraufzusetzen spart fast doppelt so viel (1 099 € je 10 000 h) wie die Kompensation der Blindleistung.

Am besten ist es, beides zu kombinieren – obwohl die gesamte Ersparnis dann etwas geringer ausfällt als die Summe der beiden Sparmaßnahmen jeweils für sich allein ge-



9 Motor 500 kW ohne Kompensation an der „ausreichenden“ Leitung 500 mm²

rechnet. So mag man an dem kleinen Motor vielleicht eine Ersparnis von 1 782 €/10 000 h erwarten, doch tatsächlich sind es „nur“ 1 482 €/10 000 h.

Es entspricht einer allgemeinen Beobachtung, dass der erste Verbesserungsschritt stets die größte Wirkung bei den geringsten Kosten bewirkt. Jeder nachfolgende Schritt wird gewöhnlich mehr kosten und weniger Wirkung erbringen als der voran gegangene. Im vorliegenden Fall wird dies durchaus anschaulich, da durch die voran gegangene Errichtung der Kompensationsanlage der Strom bereits reduziert worden war und die Differenz der Verluste mit dem minimalen und dem um eine Nummer aufgewerteten Querschnitt entsprechend geringer ausfällt.

Oder, anders herum betrachtet:

Befindet sich bereits ein überdimensionierter Querschnitt im Einsatz, sind die Verluste bereits geringer und werden durch den Einsatz der Kompensation natürlich nicht mehr so stark reduziert als sei die Kompensation die erste ergriffene Maßnahme.

Bei dem mittleren und dem großen Motor spart die Aufrüstung noch immer mehr als die Kompensation, jedoch ist dieser Unterschied nicht mehr so viel größer, wie dies an dem kleinen Motor noch der Fall war. An diesem zeigt sich eine gewaltige Ersparnis durch die Querschnittsvergrößerung, und der Aufpreis ist mit 29 € minimal gegenüber der Ersparnis von 1 099 € innerhalb von 10 000 h – Aufpreis bereits abgezogen – womit sich eine Amortisationszeit von nur 261 h ergibt.

Bei dem mittleren und dem großen Motor sind die Unterschiede mit Amortisationszeiten von 2 945 h bzw. 2 752 h geringer – was jedoch mit deutlich unter einem halben Jahr Dauerbetrieb immer noch bemerkenswert kurz ist. Im Gegensatz hierzu müsste eine Kompensationsanlage

- von 4,7 kvar für 18 € zu haben sein;
- von 40,6 kvar für 1 228 € zu haben sein;
- von 253 kvar für 2 820 € zu haben sein,

um die gleichen Amortisationszeiten zu erzielen wie die Aufrüstung der Querschnitte. Während der erste Fall absurd erscheint, scheinen die anderen beiden zwar irgendwo in der Nähe der Realität zu liegen – allerdings wahrlich knapp.

Weitere Beobachtungen

Ein Grund für obige Beobachtungen sind die im zweiten und dritten Fall größeren Kabellängen. Dies liegt an den bei kleineren Querschnitten größeren zulässigen Stromdichten. Die (zur Kühlung relevante) Außenfläche nimmt linear mit dem Umfang zu, also nur linear zum Durchmesser, während die Querschnittsfläche mit dem Quadrat des Durchmessers wächst.

Eine weitere verblüffende Beobachtung besteht im Einfluss der beiden hier diskutierten Verlustreduktions-Maßnahmen auf den Spannungsfall ΔU in der Leitung. Diese Werte wurden informativ in der Tabelle 13 mit aufgenommen. Sie wurden jedoch nach einem vollständigen Verfahren gerechnet [7], nicht nach der vereinfachten und missverständlichen Formel in DIN VDE 0100-520 [13]. Im Prinzip führen die hier zur Debatte stehenden Methoden der Verlust-Minimierung – die Kompensation und die Querschnitts-Vergrößerung – beide zu einer Verminderung des Spannungsfalls im jeweiligen Leiter. Etwas überraschend ist jedoch:

- An dem kleinen Motor führt die Kompensation nur zu einer marginalen Reduktion des Spannungsfalls. Der Vorteil ist unterproportional. Dagegen wirkt sich die Aufwertung des Querschnitts überproportional stark aus.
- An dem großen Motor lässt sich die umgekehrte Beobachtung machen: Die Querschnittsvergrößerung ist für den Spannungsfall nahezu wirkungslos, doch die Kompensation ist in dieser Hinsicht eine Offenbarung!
- Der mittlere Motor liegt irgendwo dazwischen. Wie lässt sich dies erklären? Es handelt sich um eine Frage des Phasenwinkels zwischen den Spannungsfällen U_K des Kabels und U_M des Motors. Zu dem hier zur Veranschau-

ep TIPP

Siehe dazu auch vom Autor die ep-Sonderveröffentlichung zum Thema „Oberschwingungen“ im Fach-Archiv unter www.elektropraktiker.de

lichung verwendeten Zeigerdiagramm (Bild 10) ist anzumerken, dass dieses etwas unorthodox dargestellt wurde:

Als Referenz für die Phasenlage wurde nicht, wie sonst üblich, die Netzspannung U_N herangezogen, sondern der ohmsche Anteil U_{RM} der Lastspannung (am Motor). Es wird dadurch unmittelbar ersichtlich, wenn der Pfeil der Gesamtspannung U_N nicht senkrecht steht, dass die gesamte Last – einschließlich Zuleitung – nicht rein ohmscher Natur, also nicht oder unvollständig kompensiert ist. Eine Neigung nach rechts bedeutet eine induktive Phasenlage.

Kabel und Leitungen kleinen Querschnitts sind praktisch ohmscher Natur. Der induktive Anteil U_{XK} der am Kabel abfallenden Spannung fällt weit hinter den ohmschen Anteil U_{RK} zurück. Je größer jedoch der Querschnitt, desto kleiner wird U_{RK} , während sich U_{XK} in der gleichen Größenordnung hält. Er müsste theoretisch sogar größer werden, da sich der Mittenabstand zwischen Hin- und Rückweg vergrößert, doch findet sich dies in den entsprechenden Katalogdaten nicht wieder [14].

Als Last betrachtet (etwa unter Kurzschlussbedingungen) stellt ein Kabel eine Impedanz mit den Daten aus Tabelle 14 dar (Beispielwerte).

Sind nun die Phasenwinkel und damit die Leistungsfaktoren von Kabel und Last gleich, so trägt die Kabel-Impedanz mit ihrem vollen Betrag zum Spannungsfall bei (Bild 10). Je mehr sie sich jedoch unterscheiden, desto weniger „zieht die Last die Spannung herunter“. Im Extremfall – sprich, wenn ein (überwiegend) induktives Kabel eine kapazitive Last (etwa eine Kompensationsanlage) speist – dann wird der Spannungsfall sogar negativ, d. h. er wird zum Spannungsanstieg; die Spannung ist am Ende der Leitung höher als am Anfang!

Für eine nur leicht induktive Last an einem praktisch ohmschen Kabel bedeutet dies kaum eine Verbesserung der Spannungsstabilität durch Kompensation:

Während die Kompensation zwar den Strom in der Leitung vermindert, also sowohl Energieverluste einspart als auch den ohmschen Anteil U_{RK} des Spannungsfalls U_K vermindert, nähert sich der Phasenwinkel der Last durch die Kompensation dem Phasenwinkel des Kabels an: U_K wird zwar kleiner, wirkt sich aber stärker auf die Vektorsumme von U_K und U_M aus.

Für eine stark induktive Last an einem stark induktiven Kabel gilt das Gegenteil: Die Kompensationsanlage reduziert den Strom zwar nur um 10 % (und somit die Leitungsverluste

– immerhin – um 21 %!), aber der Spannungsfall geht um 60 % zurück. Ohne Kompensation weisen die Spannungspfeile von U_K und U_M ungefähr in dieselbe Richtung, und ihre Beträge addieren sich somit nahezu vollständig (Bild 10 links).

Am kompensierten Motor entfällt der induktive Spannungsfall U_{XM} , und die Gesamt-Spannungsfälle U_K und U_M stehen annähernd senkrecht zueinander (Bild 10 mitte). Eine skalare Vergrößerung von U_K (also von U_{RK} und U_{XK} im gleichen Verhältnis) vergrößert die Differenz zwischen U_M und der (fixen) Netzspannung $U_N = 400 \text{ V}$ kaum – wohl aber die Verlustleistung im Kabel!

Von der Verlustleistung abgesehen kann dieser Zusammenhang in Hochstrom-Anlagen, bei denen sich die Verluste durch eine beliebige Vergrößerung der Leiterquerschnitte beliebig reduzieren lassen, nicht aber der induktive Spannungsfall der dicken Leiter, einen zusätzlichen Grund zur Kompensation darstellen.

Hierbei gilt natürlich die Annahme, die Kompensationsanlage sei am Ende der Leitung angeordnet, nahe der Last. Anderenfalls,

würde sie am Anfang des Leitungsweges – am Einspeisepunkt – aufgestellt, würde sie die Leitung nicht entlasten und so ihren eigentlichen Sinn und Zweck verfehlen.

Schlüsse

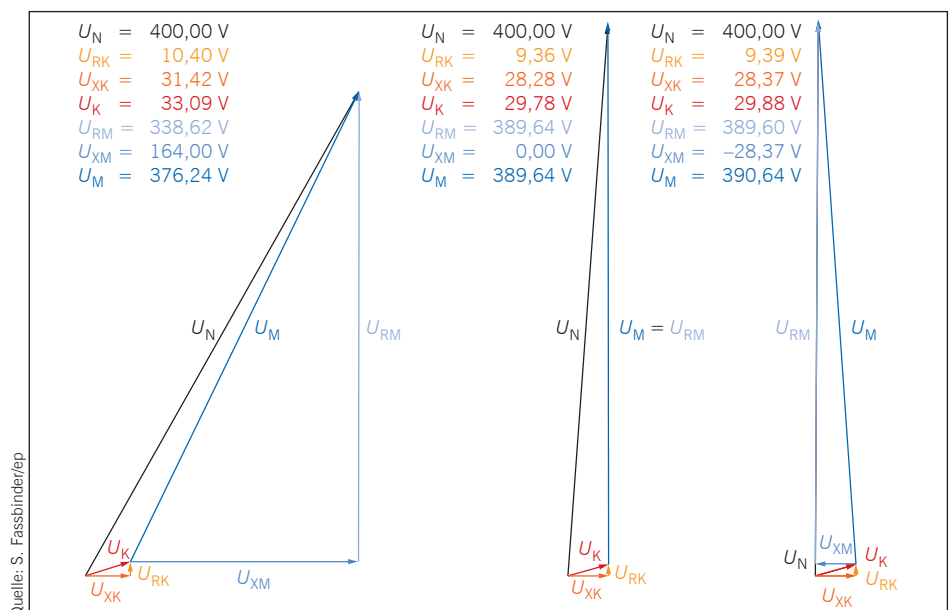
Ein sorgsames Studium von Tabelle 13 und Bild 10 zeigt, dass beide betrachteten Methoden, also sowohl die Überdimensionierung von Leiterquerschnitten als auch die Blindstrom-Kompensation, ihre Beiträge zur Verlustminderung in elektrischen Anlagen leisten. Keine von beiden lässt sich jedoch als Ersatz für die jeweils andere ansehen.

Vielmehr müssen beide unabhängig voneinander in Erwägung gezogen werden, und das Ergebnis wird in aller Regel sein, dass beide nebeneinander ihre Daseinsberechtigung finden. Keine macht die andere überflüssig.

Zu bedenken ist, dass der eigentliche Grund, warum Netzbetreiber ihren Kunden Blindarbeit in Rechnung stellen, in den unnötigen, vermeidbaren Verlusten liegt, die die Blindarbeit des Kunden ansonsten im Netz des Versorgers verursacht.

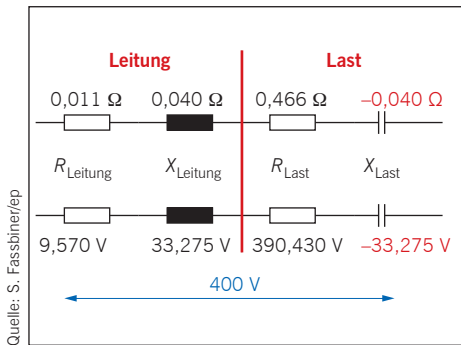
Tabelle 14 Bestandteile von Kabel-Impedanzen – drei Beispielwerte für kleine, mittlere und große Leiterquerschnitte

A	R'	X' (50 Hz)	φ	$\cos\varphi$
1,5 mm ²	12,1 Ω/km	0,1078 Ω/km	0,51°	0,9996 induktiv
35 mm ²	0,524 Ω/km	0,0779 Ω/km	8,46°	0,9891 induktiv
630 mm ²	0,0283 Ω/km	0,0851 Ω/km	71,61°	0,3154 induktiv



10 Maßstäbliches Zeigerdiagramm der Spannungsfälle am großen Motor (500 kW) und am Anschlusskabel, unkompensiert (links), Last kompensiert (Mitte) und Last samt Kabel kompensiert (rechts)

U_K : Spannungsfall am Kabel / U_M : Spannungsfall am Motor
 U_{RK} : ohmscher Anteil an U_K / U_{RM} : ohmscher Anteil an U_M
 U_{XK} : induktiver Anteil an U_K / U_{XM} : induktiver Anteil an U_M



11 Motor 500 kW an derselben Leitung wie in Bild 9 – so weit „überkompensiert“, dass der induktive Spannungsfall der Leitung mit kompensiert wird

Die übliche Vorgehensweise, eine große zentrale Kompensationsanlage am Haupt-Einspeisepunkt zu errichten, reduziert die Verluste im vorgelagerten Netz, nicht jedoch die dahinter in der Verbraucheranlage auftretenden.

Die Beliebtheit dieser Praxis ist darauf zurück zu führen, dass die externe Blindarbeit des Netzbetreibers auf der Stromrechnung sichtbar wird, die interne aber nirgends separat auftaucht, sondern gleichsam „blind“ bezahlt wird (daher etwa der Name?).

Kleine Kompensationsanlagen, dezentral nahe den einzelnen induktiven Lasten angeordnet, verbessern diese Situation. Diese Praxis zwar durchzuführen, dann aber die reduzierten Ströme als Argument zu missbrauchen, um nun die Leiterquerschnitte eine Nummer kleiner wählen zu können, macht den Effekt jedoch wieder zunichte – wie gewonnen, so zerronnen. Davon ist also abzuraten.

Bei großen Lasten kann die Kompensation neben der Verlust-Reduktion sehr vorteilhafte Auswirkungen auf den Spannungsfall haben. Unter bestimmten Umständen lassen sich die Spannungsfälle um mehr als die Hälfte reduzieren, also deutlich stärker als die Verluste! In Anbetracht der großen induktiven Anteile der Impedanzen dicker Leiter ist in Anlagen mit entsprechenden Stromstärken zu überlegen, ob man am Anfang des Kabels eine zweite (kleine) Kompensationsanlage errichtet – jetzt nicht zur Kompensation der angeschlossenen Last, sondern auf die Blindleistung des Kabels ausgelegt.

Alternativ wäre zu überlegen, ob man die Kompensationsanlage am Ende der Leitung so bemisst, dass sie die Last „überkompensiert“, sie also eigentlich auf die Blindleistung von Leitung plus Last auslegt:

- Der Vorteil läge in einer vollständigen Eliminierung des induktiven Spannungsverlusts entlang der Leitung: Nur 9,4 V gingen am ohmschen Widerstand der Zuleitung

verloren, 390,6 V kämen noch am Verbraucher an. Der induktive Verlust von 28,4 V würde nicht mehr wirksam (Bild 11; siehe auch das folgende eigene Kapitel zum Helfer 2: Der Spannungsfall).

- Der Leistungsfaktor am Ende der Leitung wäre allerdings leicht kapazitiv, am Anfang wäre er ohmsch (Bild 10). Damit wäre der Strom in der Leitung ganz geringfügig höher als bei vollständiger Kompensation (allein) der Last.

- Doch dieser kleine Nachteil ließe sich spielend leicht durch einen entsprechend größeren Leiterquerschnitt (mehr als) ausgleichen. Da eine „ganz geringfügige“ Erhöhung des Querschnitts nicht möglich ist, sondern im Grenzfall die nächste Normgröße gewählt werden müssen, kauft man „unfreiwillig“ noch einen weiteren Vorteil damit ein, da sich die Leitungsverluste noch stärker reduzieren als durch Kompensation allein der Last.

Mit ziemlicher Sicherheit wäre dies die kostengünstigere Lösung als die Aufteilung der Blindleistungs-Kompensation in eine kleine Anlage am Anfang der Leitung und eine größere am Ende neben der Last, was im Prinzip auch eine Option wäre.

Das ist der Beweis:

Die Aufrüstung von Leiterquerschnitten und die Blindstrom-Kompensation arbeiten Hand in Hand; nur zusammen wird ein Schuh daraus!

Dabei ist es unerheblich, dass in der Schalt-skizze (Bild 11) die Last und die zugehörige Kompensations-Kapazität in Reihe geschaltet sind, während eine Kompensationsanlage normalerweise natürlich parallel zur zu kompensierenden Last angeschlossen wird.

Jede Zusammenschaltung – auch komplexer – Widerstände lässt sich jedoch als Reihen- oder äquivalente Parallelschaltung darstellen, also als Zweipol mit gleichen Eigenschaften. Da die Kapazität hier tatsächlich auch physikalisch in Reihe zur Induktivität der Leitung liegt, ist die gewählte Form der Darstellung gar nicht so abwegig.

Aus den vorherigen Darstellungen ergab sich bereits, dass der Spannungsfall ein sehr willkommener Helfer zur Umsetzung der Energiespar-Maßnahme „Aufwertung von Leiterquerschnitten“ ist.

Der Zusammenhang soll nachfolgend noch näher betrachtet werden, ebenso wie mehrere mögliche weitere „Helfer“.

Helfer 2: Der Spannungsfall

Da er bestimmte Werte nicht überschreiten darf oder sollte, muss die Leitung bei Überschreitung einer bestimmten Länge im gleichen Maß dicker ausgewählt werden wie sie länger wird.

Der Spannungsfall ist (bei den im Bausektor üblichen Querschnitten) nahezu rein ohmscher Natur [7], und damit steht ein Spannungsfall von beispielsweise 3 % – bei entsprechendem Strom – auch für einen Energieverlust von 3 %.

Wird (bei den in der Industrie vorkommenden Querschnitten) dieser ohmsche Spannungsfall durch induktiv-kapazitive „Tricks“ wettgemacht (wie im vorherigen Kapitel „Schlüsse“ bereits näher dargelegt), so sind damit nicht etwa die Verluste weg!

Sie treten lediglich nicht mehr mit ihrer Nebenwirkung „Spannungsfall“ in Erscheinung.



Ein paar Jahre später...

Jo Chef, sehen se, hat alles gestimmt mit der Einsparung – und meinen Bonus nehme ich gleich mit

Sowohl bei der Auslegung von Anlagen als auch in der Normung der Energie-Effizienz in Gebäuden sollte aber stets ein möglichst geringer Spannungsfall angestrebt werden.

Also: Allzu streng erscheinende Grenzwerte nicht bemängeln, sondern einfach umsetzen!

Helfer 3: Die Abschaltbedingungen

Ebenso verhält es sich mit den Abschaltbedingungen, die erfordern können, dass ein größerer Leiterquerschnitt eingesetzt werden muss, damit der Kurzschlussstrom groß genug wird, um zuverlässig eine Auslösung des Kurzschlusschutzes zu bewirken.

Also: Nicht einfach das Schutzgerät eine Stufe „schlapper“ wählen, sondern durch einen größeren Leiterquerschnitt die Leistungsfähigkeit der Anlage sicherstellen und gleichzeitig Verluste reduzieren!

Helfer 4: Die Selektivität

Ein ganz ähnlicher Helfer ist die Selektivität: Wenn zum Schutz vor Stromschlag, gegen Überlast und bei Kurzschluss ein Schutzorgan auslöst, so soll nur dieses Schutzorgan auslösen und kein vorgeordnetes, denn es soll bei einem Fehler nicht mehr „dunkel“ werden als zum Abwenden der Gefahr erforderlich ist.

Als Faustregel gilt, dass sich die Bemessungs-Auslöseströme zweier hintereinander angeordneter Schutzorgane um mindestens zwei Stufen unterscheiden sollen.

Tatsächlich ist es um einiges komplizierter und damit ein Thema für sich. Es kann jedoch auch hier vorkommen, dass „nur“ deswegen eine dickere Leitung gewählt werden muss, weil das Schutzorgan aus Gründen der Selektivität eine Nummer größer gewählt werden muss.

Also: Auch hier gilt – nicht murren, sondern einsetzen! Der größere Leiterquerschnitt hat im praktischen Betrieb nur Vorteile.

Helfer 5: Die Lastprofile

Irgendwie könnte man behaupten, dass auch die Lastprofile selbst „Energie sparen“, denn ein quasi nicht vorhandenes „Profil“ (Bandlast) führt dazu, dass eine Leitung permanent mit dem höchstzulässigen Strom belastet werden kann oder darf.

Wie eingangs dargestellt, liegt dieser Punkt Meilen weit weg vom Lebensdauer-Kostenoptimum.

Ist die Last von kurzzeitigen Spitzen gekennzeichnet, so zwingt dies dazu, die Leitung über den weitaus größten Teil des Jahres weit unter ihrem höchstzulässigen Strom zu betreiben (Beispiel: Profil HZO). So lastet etwa ein Nachtspeicherofen mit einer Anschlussleistung von 10 kW eine Anschlussleitung von $5 \times 1,5 \text{ mm}^2$ nahezu aus.

Bezüge der Ofen seinen (nach Lastprofil HZO bei 14 656 kWh liegenden) Jahres-Energieverbrauch jedoch kontinuierlich über das Jahr, über Tag und Nacht verteilt bei seiner mittleren Leistung von 1,7 kW, so würde theoretisch eine Leitung von $0,25 \text{ mm}^2$ ausreichen.

(Achtung: Nicht nachmachen! Hier wurde nur die Erwärmung in diesem – hypothetischen – Betrieb betrachtet; alle anderen Sicherheitsaspekte „mussten draußen bleiben“!).

Um das Pferd vom Schwanz aufzuzäumen, könnte man also formulieren, das durch den 10-fachen Querschnitt mögliche Einsparpotential sei hier gleichsam schon erschlossen worden – auch wenn das sachlich so nicht stimmt, denn der größere Querschnitt wird bei der tatsächlich vorliegenden Betriebsart nun mal gebraucht.

Die oben erwähnte Amortisationszeit von 13 Jahren für eine hierüber noch hinausgehende Aufwertung ist nicht gerade abstrus lang, sondern liegt eher im Bereich der Lebensdauer einer solchen Anlage. Dies weist darauf hin, dass der Faktor 10 auch nicht abstrus hoch liegt, sondern zufällig gerade mal das gesuchte wirtschaftliche Optimum darstellt.

Also: Forderungen nach Auslegung für Dauerlast auch bei nur sporadisch ausgelasteten Leiterquerschnitten nicht bemängeln, sondern einfach umsetzen!

Helfer 6: Netzurückwirkungen

In der VDE 0298-4 [2] finden sich jede Menge Grenzwerte für die Strombelastbarkeit einer Menge Kabel und Leitungen für eine ganze Menge Verlegearten und Häufungsfaktoren – nach wie vor jedoch noch immer nur für zwei oder drei belastete Adern.

Für den Fall des Auftretens von Oberschwingungsströmen mit vier belasteten Adern werden im (schon nicht mehr ganz) neuen Beiblatt 3 zur VDE 0100-520 [15] zusätzliche Hinweise gegeben, wie mit diesen Fällen umzugehen sei.

Nun ist es aber reichlich schwierig, im Vorhinein zu bestimmen, wie viel von welchem Oberschwingungsstrom denn wohl fließen

wird. Nicht alle türmen sich im Neutralleiter auf. Deswegen wurden in die Richtwerte des Beiblatts bereits „Angstfaktoren“ eingearbeitet, damit in keinem Fall „etwas passiert“. Der Effekt, dass die Harmonischen sich zum Teil gegenseitig auslöschen statt sich zu addieren, konnte nicht berücksichtigt werden, da Auftreten und ggf. Ausmaß dieses Effektes sich nicht vorhersehen lassen.

Daher wird die Leitung in den meisten Fällen dicker gewählt werden als nötig, doch ist dies mit Sicherheit kein Schaden für die Sicherheit – und für die Energie-Effizienz erst recht nicht! Schon ist man der Auslegung auf niedrigste Lebensdauerkosten (statt höchster Leitertemperatur) wieder ein kleines Stück näher gerückt.

Also: Auch übertrieben erscheinende Forderungen nach Auslegung mit Angstfaktoren nicht bemängeln, sondern einfach umsetzen!

Helfer 7: E-Mobilität und andere Dauerlasten

Noch immer findet man in Normen der Reihe VDE 0100 Aussagen wie: „Die Bedingung ... stellt mitunter nicht den vollständigen Schutz der Kabel und Leitungen bei Überlast sicher, insbesondere dann nicht, wenn Überlastströme längere Zeit auftreten können, die kleiner sind als der große Prüfstrom I_2 (thermischer Auslösestrom) der Überstrom-Schutzeinrichtung. Deshalb sind Stromkreise so zu gestalten, dass kleine Überlastungen von langer Dauer nicht regelmäßig auftreten können.“ [16]

Es sind Sätze wie dieser, die nun viele Installationsfachkräfte und Normer umtreiben. Bislang kam es schlichtweg nicht vor, dass eine Installationsleitung in einer Wohnung über Stunden oder gar Tage ihrer vollen Belastbarkeit ausgesetzt wird.

Hintergrund ist, dass z. B. ein Leitungsschutzschalter B 16 A frühestens bei 17,6 A auslöst, spätestens bei 23,2 A – und auch das nicht notwendigerweise früher als nach einer Stunde.

Doch was ist nun, wenn man an einem solchen Anschluss ein Elektroauto auflädt? Deswegen hat man spezielle Ladestecker entwickelt statt auf bekannte Schuko- und CEE-Steckverbindungen zurück zu greifen. Ob CEE-Stecker sich tatsächlich nicht für Dauerlast eignen, sei dahingestellt; das Problem mit den Leitungen ist damit ohnehin noch nicht gelöst.

Wie auch immer – Sätze wie oben sollten in keiner Norm stehen müssen. Abhilfe ist längst überfällig – und könnte so einfach sein.



Quelle: S. Fassbinder

12 Wie billig kann bzw. wie billig darf Sicherheit eigentlich noch werden?

Man müsste sich in diesem Punkt nur in anderen Ländern umsehen (die ansonsten stets neidisch auf unsere hohen Standards blicken) und

- entweder mit 16 A abgesicherte Endstromkreise – auch einphasige – generell mit 2,5 mm² Leiterquerschnitt ausführen
- oder mit 1,5 mm² ausgeführte Stromkreise generell mit 13 A absichern. Gerne darf es dann zum Ausgleich einer mehr sein.

Schon wären wir einer verlustarmen Installation wieder etwas näher.

Dass der Automat B 16 A der weitaus billigste ist (Bild 12), ist ein hiergegen gern gebrachter Einwand, der sich aber durch Wiederholung nicht verbessert.

Es handelt sich einmal mehr um eine Verwechslung von Ursache und Wirkung: Eben deswegen kann der Automat B 16 A so günstig angeboten werden (Bild 13), weil er in sehr großen Stückzahlen hergestellt und verkauft wird. Technische Gründe lassen sich hierfür nicht finden.

Verschiebt sich das Schwergewicht zu einem anderen Bemessungsstrom, folgen die Preise auf dem Fuß. Dabei sind die Preise eine Sache des Handels. Die Hersteller denken und agieren global, und in anderen Ländern sind andere Größen die Marktführer. Für die Hersteller gleichen sich die Stückzahlen mehr oder weniger aus.

Also: Solange die Forderungen in den Normen die in derselben Norm erhobene Festlegung in Frage stellen, nicht auf die langwierige Abstellung des Mangels warten, sondern sie einfach schon jetzt umsetzen!

Ausblick

Natürlich sollte die gleiche Prozedur auch mit Einspeiseprofilen durchgeführt werden, um beispielsweise zum Verdrahten einer Photovoltaik-Anlage eben nicht die minimalen, sondern die optimalen Leiterquerschnitte zu

ermitteln. Die durch die Einspeisevergütung garantierten Preise stellen ein zusätzliches Motiv zum Aufwerten der Leiterquerschnitte und einen erheblichen Faktor bei der optimalen Auswahl dar.

„Weniger ist mehr“ hört man oft als geflügeltes Wort. In den meisten Bereichen wird der Energie-Effizienz heute – in der Regel zu Recht – die Material-Effizienz gegenüber gestellt, so z. B. beim Konstruktionswerkstoff Stahl: Bessere, festere Qualitäten und ausgeklügelte Formen ermöglichen es, die gleiche Aufgabe mit weniger Stahl zu erfüllen.

Dies jedoch ist nicht auf Funktionswerkstoffe wie Kupfer anwendbar.

Hier gilt weiterhin – entgegen dem Zeitgeist – profan und primitiv: „Viel hilft viel!“

Literatur

- [1] www.lappkabel.de/produkte/online-katalogeshop/anschluss-und-steuerleitungen/gebaeude-installation/erdkabel/nycwy.html, Kupferbasis 4,10 €/kg
- [2] DIN VDE 0298-4 (VDE 0298-4):2013-06, Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen – Teil 4: Empfohlene Werte für die Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden und von flexiblen Leitungen, Tabelle 3.
- [3] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, www.dke.de
- [4] DIN VDE 0100-801 VDE 0100-801:2015-10, Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 8-1: Energieeffizienz.
- [5] IEC 60287-1-1:2006+AMD1:2014 CSV, Consolidated version, Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General; IEC 60287-3-2:2012, Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-2: Sections on operating conditions – Economic optimization of power cable size.
- [6] Fassbinder, S.: Der Weg zur Energiewende – Chancen und Hindernisse. Teil 1: Was sind denn Lastprofile? Elektropraktiker, Berlin 70 (2016) 1, S. 24.



Quelle: S. Fassbinder

13 Ist es nur die Stückzahl, die den LS-Schalter 16 A so „günstig“ macht? Dann träte es jeden anderen ebenso.

- [7] Fassbinder, S.: Der Spannungsfall als Problemfall. Elektropraktiker, Berlin 68 (2014) 10, S. 855.
- [8] Fassbinder, S.: Analyse und Auswirkungen von Oberschwingungen. ep Thema, Elektropraktiker, Berlin 68 (2014) 3, S. 2, Tafel 1.
- [9] DIN EN 60228 (VDE 0295):2005-09: Leiter für Kabel und isolierte Leitungen (IEC 60228:2004).
- [10] DIN 18015-1:2011-11: Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen.
- [11] Zander, H.: Planung und Bemessung von Hauptstromversorgungssystemen nach DIN 18015-1 und TAB 2000, dort Tabelle 4.1, erstellt nach dem Diagramm in [9] und zusätzlichen Überlegungen des Autors Hartmut Zander.
- [12] Breiter, S.: Messen, auswerten, sparen – Energiemanagement nach DIN EN ISO 50001. Elektropraktiker, Berlin 70 (2016) 8, S. 654.
- [13] DIN VDE 0100-520:2013-06: Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen, Anhang G (das ist die deutsche Übernahme der IEC 60364-5-52:2009-10: Low-voltage electrical installations – Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems, modifiziert + Corrigendum Feb. 2011 – die Formel geht also auf die IEC zurück).
- [14] www.faberkabel.de/upload/datenblaetter/Datenblaetter/DE/DBL_NYY.PDF (letzter Abruf 05.10.2016).
- [15] DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520)Beiblatt 3:2012-10: Errichten von Niederspannungsanlagen – Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Teil 520: Kabel- und Leitungsanlagen – Beiblatt 3: Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen in 3-phasigen Verteilungstromkreisen bei Lastströmen mit Oberschwingungsanteilen.
- [16] DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520)Beiblatt 2:2010-10: Errichten von Niederspannungsanlagen – Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Teil 520: Kabel- und Leitungsanlagen – Beiblatt 2: Schutz bei Überlast, Auswahl von Überstrom-Schutzeinrichtungen, maximal zulässige Kabel- und Leitungslängen zur Einhaltung des zulässigen Spannungsfalls und der Abschaltzeiten zum Schutz gegen elektrischen Schlag, Absatz 4.3. ■



**Deutsches
Kupferinstitut**
Copper Alliance

**Deutsches Kupferinstitut
Berufsverband e.V.**
Am Bonreshof 5
40474 Düsseldorf
Deutschland

Telefon 0211 47963-00
Telefax 0211 47963-10

info@copperalliance.de
www.copperalliance.de
www.kupferinstitut.de