



SIEMENS

Totally Integrated Power

Applikationen für die elektrische Energieverteilung

Energietransparenz

[siemens.de/tip-cs](https://www.siemens.de/tip-cs)

Inhalt

Energietransparenz

1	Strommarkt und Energietransparenz	4	5	Checklisten	38
			5.1	Checklisten für Messgrößen	38
2	Grundlagen und Begrifflichkeiten zur Energietransparenz	7	5.2	Checkliste „Grafiken“ und Checkliste „Tabellen“	40
2.1	Datenkomprimierung	8	6	Hard- und Software für die Messwerterfassung und -auswertung	42
2.2	Datenselektion	9			
2.3	Bedienen und Beobachten	10	7	Energiecontrolling für verschiedene Anwendungsfälle	48
2.4	Bewerten und Optimieren	12	7.1	Einkaufszentrum	49
2.5	Planen und Prognostizieren	15	7.2	Rechenzentrum	50
3	Messwerterfassung im Verteilungsnetz und Bedeutung im Strommarkt	20	7.3	Industrieanlage	51
3.1	Mess- und Kenngrößen im Kundennetz	22	7.4	Supermarkt	52
3.2	Ableitung von synthetischen Ganglinien	24	7.5	Verteilte Liegenschaften	53
3.3	Prognosen und Strommarkt	25	8	Anhänge	56
4	Betriebsverhalten und Effizienz in der elektrischen Energieverteilung	30	8.1	Wertebereiche für Energieverbrauch und Leistungsbedarf	56
4.1	Betriebsverhalten von Transformatoren	30	8.2	Abkürzungen	62
4.2	Betriebsverhalten von Generatoren	32	8.3	Formelzeichen	62
4.3	Kontrolle und Regelung von Motoren und Aggregaten	33	8.4	Literaturverzeichnis	63
4.4	Eigenerzeugung der elektrischen Energie	34			

Energietransparenz

Grundlage einer effizienten elektrischen Energieverteilung ist die fachgerechte Planung mit einer bedarfsgerechten Dimensionierung von Produkten und Systemen. Dabei rückt der betriebsbedingte Energieverbrauch immer stärker in den Fokus der Auftraggeber und Genehmigungseinrichtungen. Nicht zuletzt wird bei Planungsaufträgen die Berücksichtigung von Normen zum Energiemanagement (ISO 50001) und zur Energieeffizienz (IEC 60364-8-1; VDE 0100-801) gefordert.

Ohne umfassendes Verständnis für die energetischen Zusammenhänge, worüber sich Energietransparenz definiert, fehlt die Basis für Effizienzbetrachtungen beim Betrieb und für Energiemanagement. Messungen und Auswertungen für die elektrische Energieverteilung sind unbedingt bereits bei der Planung vorzusehen. Es bietet sich an, dabei zu differenzieren zwischen:

- Quellen (zum Beispiel Transformatoren, Generatoren)
- Verbindungen (zum Beispiel Kabel und Leitungen, Schienenverteilersysteme)
- Schutz- und Schaltsystemen (zum Beispiel Schalter, Schütze, Sicherungen)
- Lasten (zum Beispiel Leuchten, Frequenzumrichter, Motoren, Pumpen, Netzteile)

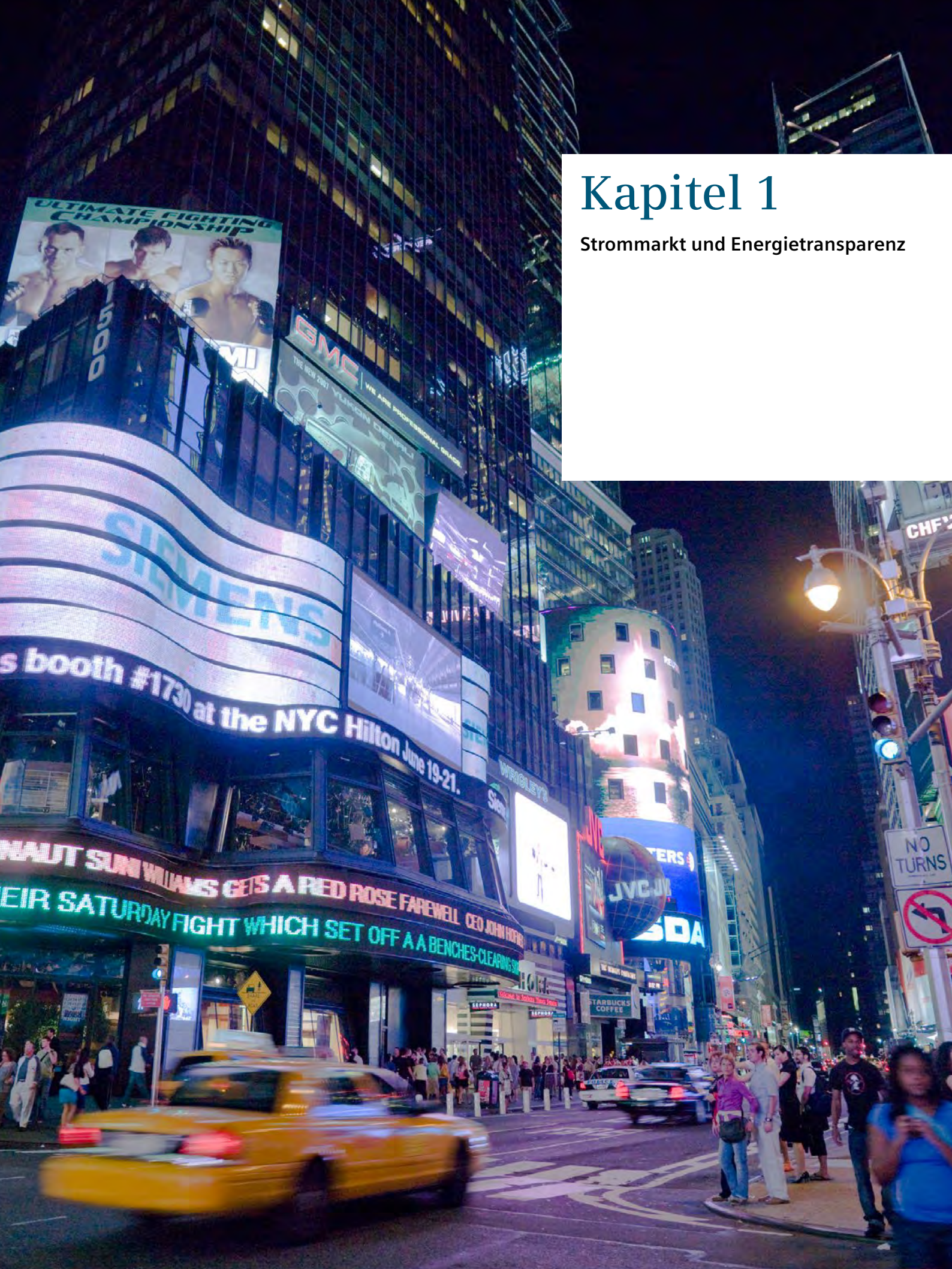
Messgeräte, Datenspeicher und ein geeignetes Auswerte-System (Hard- und Software) sind wichtige Hilfsmittel, die geeignet eingesetzt werden müssen, damit die während des Betriebs geforderte Energietransparenz erreicht wird. Dazu können zum Beispiel beitragen:

- Erfassung des Energieverbrauchs
- Zeitlicher Verlauf der Auslastung
- Spannungsqualität für Verbraucher und Lastrückwirkungen auf das speisende Netz
- Soll-Ist-Vergleiche
- Signalisierungen (zum Beispiel durch Warnungen und Alarmer).

Deshalb sollte die Integration moderner Messtechnik Teil der Planung sein und die dadurch ermöglichte Energietransparenz kann als Anlagenvorteil genutzt werden. Im Applikationshandbuch werden charakteristische Begriffe erläutert, der strukturelle Aufbau eines aufgabenspezifischen Messsystems beschrieben, die Eigenschaften von Messgeräten vorgestellt und verglichen, sowie deren Einsatz an einigen Beispielen für verschiedene Anwendungen aufgezeigt.

Kapitel 1

Strommarkt und Energietransparenz

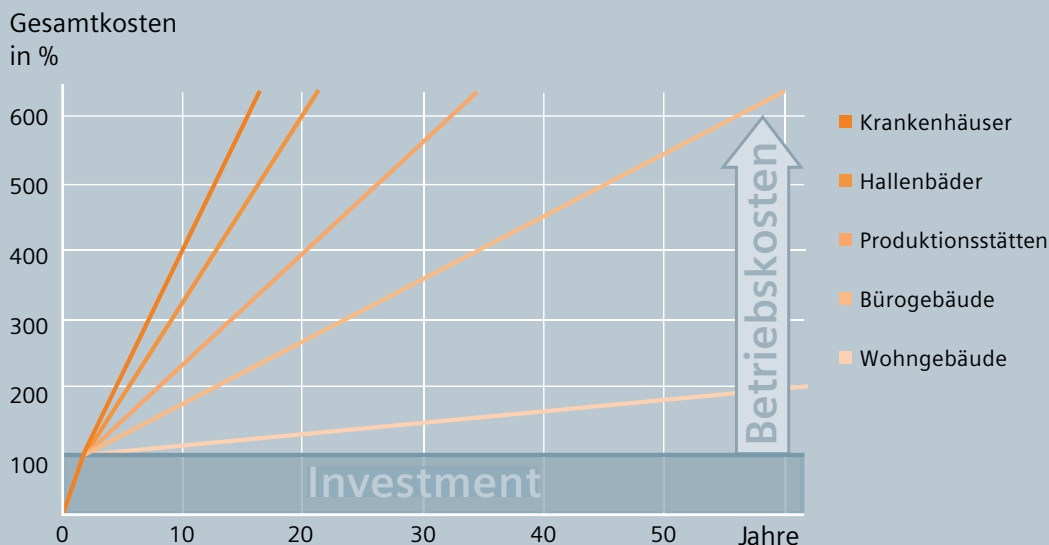


1 Strommarkt und Energietransparenz

Bei der kommerziellen Nutzung von Gebäuden spielt die Wirtschaftlichkeit eine besonders wichtige Rolle. In jüngster Zeit ist deutlich geworden, dass die betrieblichen Energiekosten ein wesentlicher Kostenfaktor sind (Abb. 1/1). Im liberalisierten Strommarkt sind durch ein offensives Beschaffungsmanagement der Unternehmen Kostensenkungen möglich geworden. Durch die Energiewende mit der stärkeren Nutzung regenerativer Energieträger, deren Verfügbarkeit von stark variierenden Umweltbedingungen abhängt, ist die Verfügbarkeit der Ware Strom unberechenbarer geworden, sodass nun das Zusammenspiel von Energiebereitstellung und Energieverbrauch immer wichtiger wird.

Günstige Konditionen für den Kauf der Ware Strom werden zukünftig stärker von der Vorhersehbarkeit und von der Flexibilität des Verbrauchs abhängen. Im Stromliefervertrag zwischen Verbraucher und Stromlieferant werden die verschiedenen Bestandteile des Energieverbrauchs wie Base, Peak und Offpeak in Abhängigkeit der Zeitblöcke (Abb. 1/2) vertraglich festgelegt:

- Base: durchgängiger Energieverbrauch für einen Tag; für ein Jahr können die einzelnen Base-Tageswerte angegeben werden (eine Einheit entspricht 24 MWh/d)
- Peak: Energieverbrauch für den Zeitraum von 8 bis 20 Uhr an jedem Tag (eine Einheit entspricht 12 MWh/d)
- Offpeak: Energieverbrauch von 1 MWh für eine Stunde zu beliebigen Zeiten.



Planung heute: Niedriges Investment
Planung morgen: Effizienter Betrieb mit Fokus auf Betriebskosten

Der Stromkostenanteil ist ein nicht zu vernachlässigender Teil der Betriebs- oder Sachkosten, wie zum Beispiel für:

Bürogebäude: etwa 10 bis 12 % nach [1.1]
Krankenhaus: etwa 3,5 % nach [1.2]

Abb. 1/1: Betriebs- und Investitionskosten für einige Gebäudearten

In den Viertelstundenbezugsverträgen von Energieverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 100.000 kWh/a können Bedarfsprognosen auf

Viertelstundenbasis erforderlich sein. Zeitliche Randbedingungen und Optimierungsmöglichkeiten sind in Abb. 1/3 schematisch zusammengestellt.

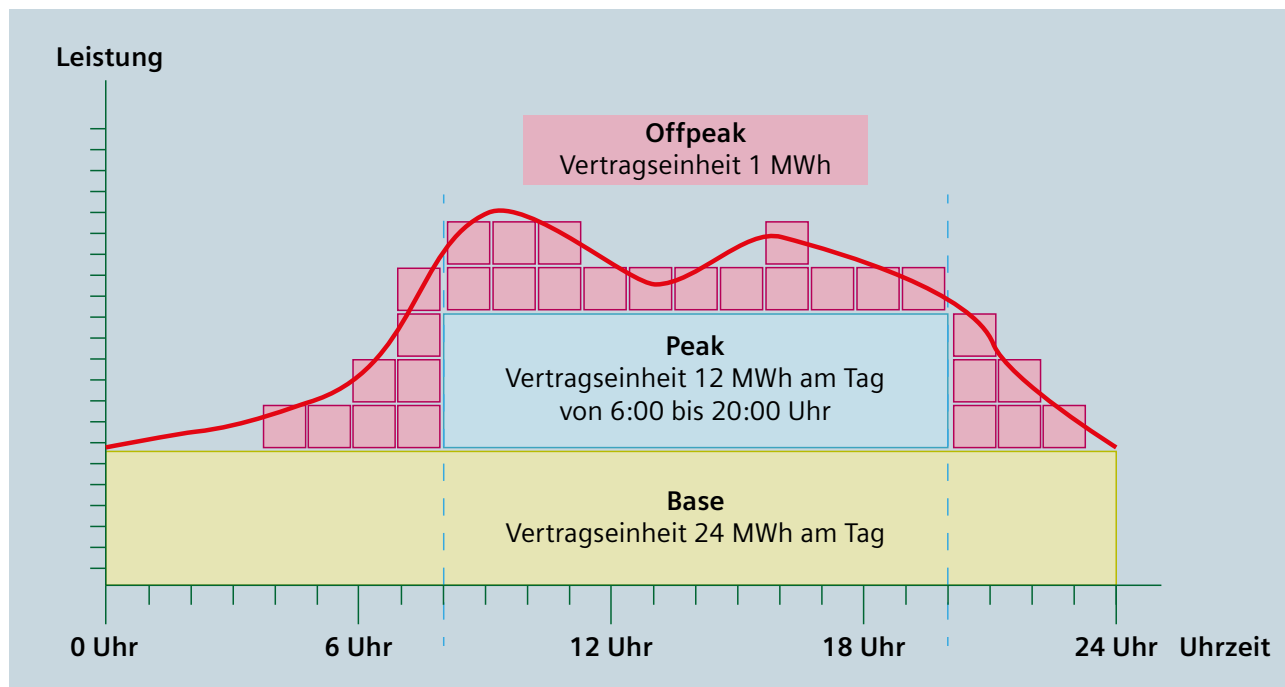


Abb. 1/2: Vertragsbausteine im Stromhandel

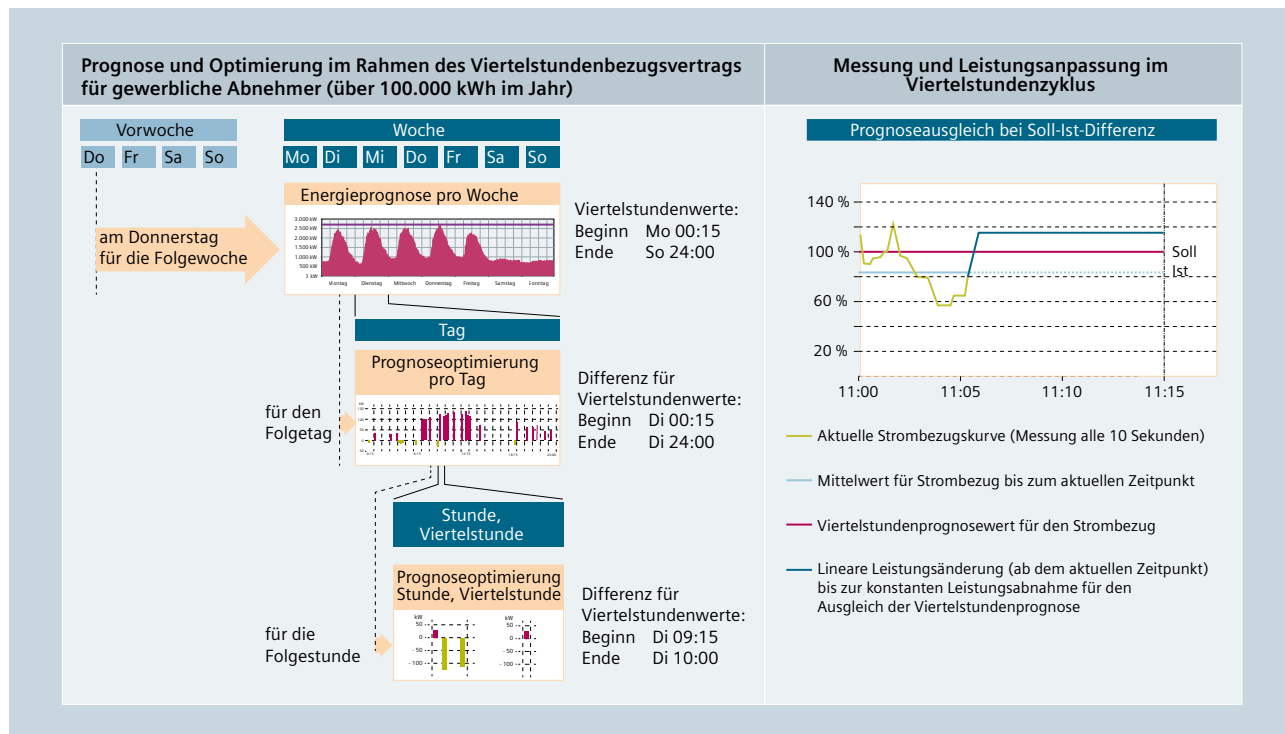


Abb. 1/3: Zeitfahrplan für die Prognoseoptimierung und Limitüberwachung zur Prognoseerfüllung

Dabei muss der Verbraucher dem Stromlieferanten im voraus eine Viertelstundenprognose für seinen Leistungsbedarf abgeben. Die Prognose über eine Woche von Montag bis Sonntag muss am Donnerstag der Vorwoche bereitgestellt werden (Abb. 1/3). Allerdings können Prognoseoptimierungen, wie in Abb. 1/3 schematisch dargestellt, für einzelne Tage, Stunden oder sogar Viertelstunden zu den vereinbarten Terminen (Folgetag, Folge-stunde, ...) übermittelt werden. Dazu gehören entsprechende vertragliche Regelungen.

Innerhalb der aktuellen Viertelstunde ist es dem Verbraucher überlassen, für die Einhaltung seiner abgegebenen Prognose durch Laststeuerung zu sorgen. Gemäß einer vom Verbraucher aufgestellten Prioritätenliste werden Lasten zu- und abgeschaltet oder geregelt, um die Differenzleistung zwischen Soll und Ist auszugleichen. Für entsprechende Hochrechnungen des Viertelstundenenergie-werts muss die Prognose in kurzen Abständen (typischerweise 10 Sekunden) geprüft (Abb. 1/3) und gegebenenfalls angepasst werden.

Voraussetzung für die Sicherstellung einer langfristig kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Energieversorgung ist die durchgängige Transparenz beim Systembetrieb. Die Minimierung des elektrischen Energieverbrauchs durch eine einsatzbezogene Optimierung bereits bei der Planung und bei der Errichtung eines Systems wird normativ in der IEC 60364-8-1 (VDE 0100-801) gefordert. Durch Energietransparenz wird also die Effizienz der Energienetze auf smartem Weg sichergestellt und damit der Betrieb eines Smart Grid ermöglicht.

Produziert der Verbraucher selbst Strom, sei es für den Eigenverbrauch oder für die Rückspeisung in das Verteilungsnetz, wird das verbrauchereigene Netz zum Micro Grid. Im Micro Grid ist eine geordnete oder gar optimierte Fahrweise, ohne verlässliche Prognosen des Energiebedarfs auf der Verbraucherseite nicht umsetzbar.

Mit der im Micro Grid vorhandenen Flexibilität kann auch Handel getrieben werden. Wird den Übertragungsnetzbetreibern Regelleistung für eine Viertelstundenperiode zur Verfügung gestellt, kann dies, abhängig von der Reaktionszeit und den Marktverhältnissen, lukrativ für den Energieerzeuger sein:

- Primäre Regelleistung (PRL; Primärreserve):
Sofortige Reaktion,
100 % Regelleistung nach 30 Sekunden
- Sekundäre Regelleistung (SRL; Sekundärreserve):
Erste Reaktion innerhalb von 30 Sekunden,
100 % Regelleistung nach 5 Minuten
- Tertiäre Regelleistung (Minutenregelleistung MRL; Minutenreserve)
Erste Reaktion nach 5 Minuten,
100 % Regelleistung nach 15 Minuten.

Der Regelleistungsmarkt verwaltet positive und negative Regelleistung. Der Übertragungsnetzbetreiber benötigt diese für seine zu erbringende Systemleistung. Zur Zeit greift der Übertragungsnetzbetreiber direkt auf die vom Verbraucher zur Verfügung gestellten Aggregate zu. Die Messung erfolgt aggregatebezogen, das Steuern durch Fernwirktechnik.

Achtung: Durch den Zugriff von „außen“ entsteht beim Verbraucher ein Zielkonflikt. Will der Verbraucher seine Prognose möglichst gut erfüllen, benötigt er für sich Flexibilität. Wird aber die Flexibilität für die Regelleistung, Spannungsstabilisierung oder Bilanzkreistreue (siehe Kap. 3) benötigt, geht dies zu Lasten der Prognosetreue des Verbrauchers.

Prognosen entwickeln sich immer stärker zum Hauptbestandteil der Optimierung, sowohl hinsichtlich des Bezugs als auch der Lieferung von elektrischer Energie. Erst wenn der eigene Bedarf und die Netzverhältnisse bekannt sind, können Energieerzeugung bzw. Energiewandlungen und der Bezug im Micro Grid geplant und in der Folge optimal eingesetzt werden. Voraussetzungen für diese Transparenz sind Messungen und deren Auswertungen, so wie sie nachfolgend beschrieben werden.

Kapitel 2

Grundlagen und Begrifflichkeiten zur Energietransparenz

2.1	Datenkomprimierung	9
2.2	Datenselektion	10
2.3	Bedienen und Beobachten	11
2.4	Bewerten und Optimieren	13
2.5	Planen und Prognostizieren	17



2 Grundlagen und Begrifflichkeiten zur Energietransparenz

In der Elektrotechnik können Ströme und Spannungen gemessen werden. Messtechnisch nutzbare Systeme, wie Zähler, Leistungsschalter, Schutzgeräte und Multifunktionsmessgeräte können daraus weitere Größen (Abb. 2/1) ableiten (siehe [2.1]), beispielsweise die Leistung P als Produkt von Strom und Spannung:

$$P = U \cdot I$$

Achtung:

Vereinfachend wird an dieser Stelle nicht thematisiert, dass es sich eigentlich um eine Vektormultiplikation handelt, wobei der Phasenwinkel φ zwischen Strom und Spannung als $\cos \varphi$ berücksichtigt werden müsste.

Da zeitabhängige Größen betrachtet werden (zum Beispiel die Spannungsmerkmale in Abb. 2/1), spiegelt die Anzeige eines Messwerts den aktuellen Istwert wider. Für die Bearbeitung und Auswertung ist demzufolge eine Aufzeichnung der Messgrößen erforderlich. Ein sinnvoller Zeittakt für Messungen ergibt sich aus der Veränderlichkeit der Messgröße. Um Änderungen im Millisekundenbereich überhaupt erkennen zu können, sind mindestens 5.000 Messungen pro Sekunden oder mehr nötig. Messungen im Intervall von 0,2 ms und deren Aufzeichnung entsprechen also einer Abtastrate von 5 kHz, wodurch große Datenmengen entstehen können.

Zur Reduktion großer Datenmengen können zwei Methoden angewandt und kombiniert werden:

Datenkomprimierung und Datenselektion.

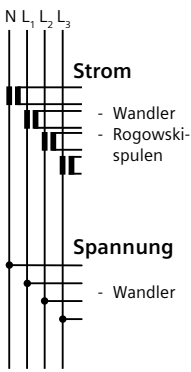
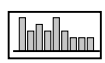
Messungen	Messgeräte		Messwerte
 Strom - Wandler - Rogowski-Spulen Spannung - Wandler	Multifunktionsmessgeräte	Zähler	Strom I je Phase und für Neutralleiter Spannung U zwischen Phase-Phase und Phase-Neutralleiter Leistung P, Q, S (Bezug, Lieferung) je Phase und als Summe  Wirkfaktor $\cos \varphi$ je Phase und als Summe Leistungsfaktor λ je Phase und als Summe Oberschwingungsanteil - Strom THD_i je Phase - Spannung THD_u je Phase Energie W, W_Q, W_S (Bezug, Lieferung)  Spannungsmerkmale nach EN 50160 - Spannungseinbrüche - Spannungsänderungen - Kurz-/Langzeitunterbrechungen - Flicker - Überspannungen - Oberschwingungen 
	Leistungsschalter	Motor-schutz-geräte	
	Mittelspannungs-schutz	Netz-qualität	

Abb. 2/1: Elektrische Messungen, Messgeräte und Messwerte (Zeichenerläuterung siehe Anhang 8.2)

2.1 Datenkomprimierung

Bei der Datenkomprimierung werden die gemessenen Werte gemittelt und nur der Mittelwert gesammelt und aufgezeichnet, zum Beispiel für Betrachtungen und Auswertungen über größere Zeiträume. 10-Sekunden-Zyklen haben sich als praktikabler Ansatz für Bedienung und Beobachtung erwiesen. Für die weitere Verarbeitung, wie zum Beispiel für die Visualisierung von Daten und für die Aufzeichnung von Ereignissen werden die 10-Sekunden-Werte in einem Umlaufpuffer von 20 Minuten vorgehalten (Abb. 2/2).

Allen Energieabrechnungen, Prognosen und Überwachungen liegen ¼-Stunden-Werte zugrunde. Dementsprechend werden für das Controlling die aufgezeichneten 10-Sekunden-Zyklen weiter zu ¼-Stunden-Werten verdichtet und gespeichert.

Bei der Aufzeichnung von Zuständen genügt es, die Zustandsänderungen zusammen mit der zugehörigen zeitlichen Information (Zeitstempel) zu sammeln. Für eine genauere Auswertung können fallabhängig die Werte aus dem Umlaufpuffer mit ausgegeben werden.

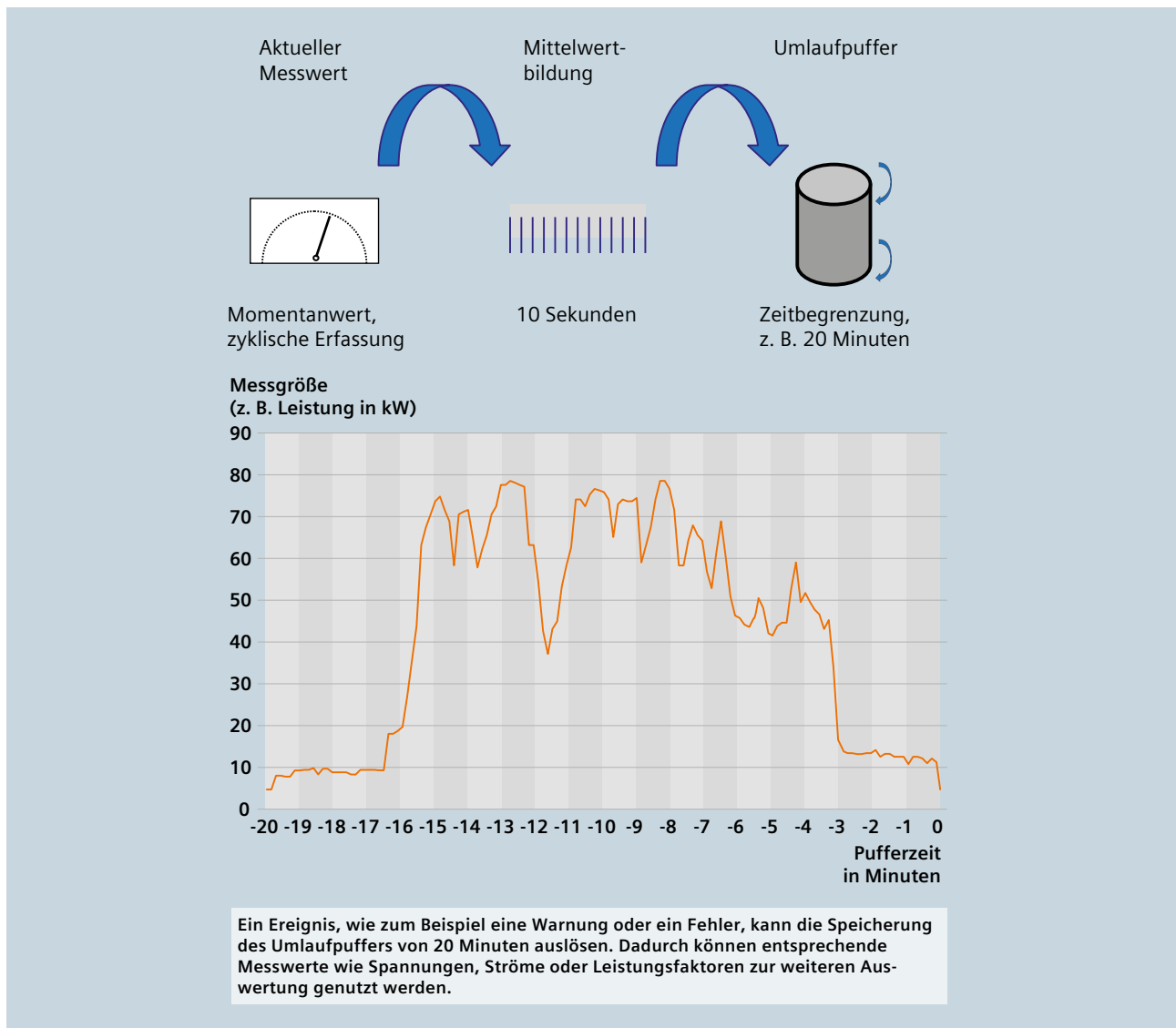


Abb. 2/2: Datensammlung und Datenspeicherung

2.2 Datenselektion

Für die Datenselektion müssen Auswahlkriterien vorliegen, welche Informationen gesammelt und aufgezeichnet werden sollen. Sofortige Meldungen zu Zustands- und Betriebsänderungen sowie zu Störungen erlauben zum Beispiel ein schnelles Eingreifen durch das Bedienungspersonal. Außerdem lassen sich durch eine nachträgliche Auswertung von Aufzeichnungen über Vorfälle häufig wichtige Rückschlüsse über charakteristische Ursachen und Randbedingungen ziehen.

Zur einfacheren Nutzung der Daten werden die aufgezeichneten Messwerte für eine der drei aufgabenspezifischen Ansichten aufbereitet:

- Beobachten und Bedienen (Operating)
- Bewerten und Optimieren (Controlling)
- Planen und Prognostizieren (Management).

Für jeden dieser drei Aufgabenschwerpunkte gibt es Darstellungen mit typischen Inhalten und Darstellungen (Abb. 2/3). Dazu kommen weitere Berechnungen und die Zusammenstellung von tabellarischen und/oder grafischen Auswertungen.

Durch die Informationsverdichtung vom Beobachten bis zum Planen wird auch der Übergang von Energietransparenz zu Energiemanagement deutlich. Im Folgenden werden Nutzeransichten beschrieben, die üblicherweise für eine sinnvolle Auswertung von Messwerten geeignet sind.

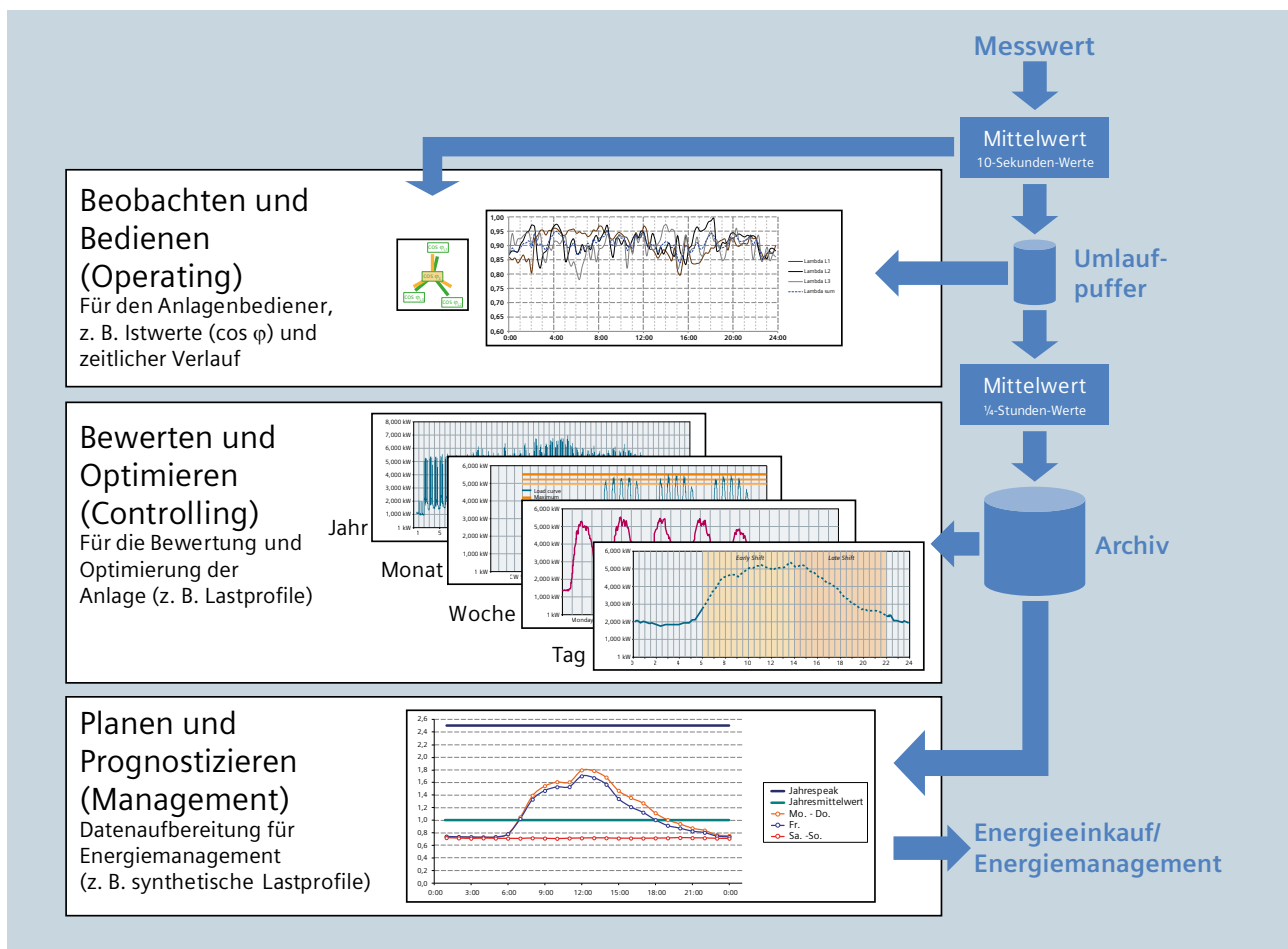


Abb. 2/3: Aufbereitung der Messdaten

2.3 Bedienen und Beobachten

Zu einer charakteristischen Darstellung des aktuellen Zustands einer elektrischen Energieverteilung gehört die Anzeige von Messwerten sowie von Schalt- und Funktionszuständen. Um sie übersichtlicher zu machen, bietet sich die Einbindung in eine schematische Abbildung der betrachteten Energieverteilungsstruktur als Single-line-Diagramm an. In Abb. 2/4 sind diese drei verschiedenen Darstellungstypen zusammengefasst:

- Anzeige in der Verteilungsstruktur:
Single-line-Diagramm, von dem aus die verschiedenen Mess- und Beobachtungsstellen aufgerufen werden

können; es können auch einzelne Messwerte lokal eingeblendet sein

- Statusanzeige:
Zeigt den Zustand eines Schutzelements; über eine aktive Nutzoberfläche eines Bedienprogramms lassen sich Schaltvorgänge initiieren
- Messwertanzeige:
Istwert-Darstellungen von Messgrößen wie Spannung, Strom, Wirk- oder Leistungsfaktor; das Aktualisierungsintervall ist abhängig von der Leistungsfähigkeit der Mess- und Speichergeräte festzulegen.

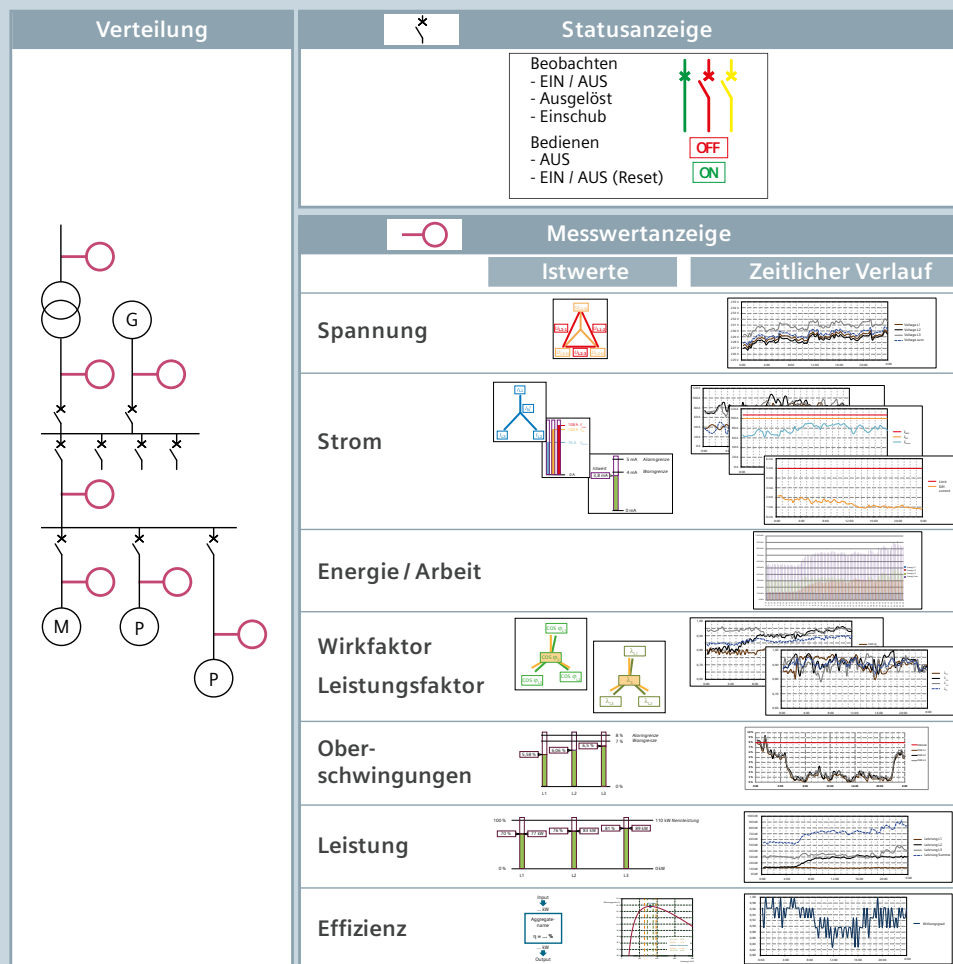


Abb. 2/4: Darstellungselemente für Status- und Messwertanzeige

Typische Anzeigen sind:

- Anzeigen der Schaltzustände von Schaltgeräten
- Anzeige von Bedienungszuständen (Teststellung, eingefahren, ausgefahren)
- Spannungsanzeigen
- Stromanzeigen
- Anzeigen von Wirk- und Leistungsfaktor
- Leistungs- und Energieanzeigen
- Momentanwertanzeigen zum Wirkungsgrad oder zu Verlusten (Effizienz)
- Darstellungen zum Oberschwingungsverhalten.

Beispiele für den Nutzen einzelner Messwertanzeigen entsprechend der IEC 60364-8-1 (VDE 0100-801) sind in Tab. 2/1 aufgelistet. Für das Bedienungspersonal kann das gleichzeitige Beobachten von Istwerten, die Übersicht über einen zeitlichen Verlauf und die Anzeige von Grenzwertverletzungen nötig sein. Darum sollten Anzeigen flexibel zusammengestellt und an die Aufgaben angepasst werden können. Vergleichsdarstellungen, Bereichsvergrößerungen, Skaleneinstellungen und Grenzwertkennzeichnungen sind nur einige Beispiele dafür, wie flexible Anzeigemöglichkeiten den Nutzer unterstützen können.

Beobachtungsgröße	Beobachtung / Überprüfung / Kontrolle
- Energie W	- Energiekosten - Energieflustransparenz
- Leistung P / Strom I	- Auslastung (Antriebe und Motoren über Leistung; Netzkomponenten wie Kabel, Leitungen und Geräte über Phasen- und Neutralleiterströme) - Bewertung des Verbraucherverhaltens und der Schutzeinstellungen von Geräten (Höhe der Auslastung; Überlast; Netzreserven; Leerlaufleistung; ...)
- Schutzleiterstrom I_{PE}	- Einhalten der tolerierbaren Schutzleiterströme nach IEC 61140 ¹⁾ (insbesondere für kritische Anwendungen wie im Rechenzentrum)
- Differenzstrom I_{diff}	- Anforderungen an EMV des Netzes einhalten (insbesondere für kritische Anwendungen wie im Rechenzentrum)
- Spannung U	- Einhalten der Spannungsqualität nach EN 50160 ($\pm 10\%$ Abweichung von U_n)
- Wirkfaktor $\cos \varphi$	- Einhalten des in den Bezugsverträgen vereinbarten Bereichs, z. B. $\cos \varphi \geq 0,9_{ind}$ (keine kapazitive Gesamtlast zulässig) - Identifikation von einzelnen Verursachern, die vom zulässigen Wertebereich abweichen - Ausgangspunkt für die Auslegung der Kompensation
- Leistungsfaktor λ	- Aus dem Vergleich mit $\cos \varphi$ können Informationen über Oberschwingungen abgeleitet werden
- Oberschwingungsanteil THD_I	- Identifizierung von Verbrauchern, die Oberschwingungen erzeugen
- Oberschwingungsanteil THD_U	- Einhalten des Grenzwerts für den Gesamtverzerrungsfaktor (THD) nach IEC 61000-2-12 (VDE 0839-2-12) von 8 % ($THD_U \leq 8\%$)
¹⁾ Schutzleiterströme nach IEC 61140 (VDE 0140-1):	
Bemessungsstrom der Betriebsmittel	Maximaler Schutzleiterstrom
$0 < I \leq 2\text{ A}$	1 mA
$2\text{ A} < I \leq 20\text{ A}$	0,5 mA/A
$I > 20\text{ A}$	10 mA

Tab. 2/1: Nutzen aus der Beobachtung der verschiedenen Größen der elektrischen Energieverteilung

Generell ist für eine nutzerfreundliche Darstellung von Messwerten eine Skalierung entsprechend der Anzeigengröße unerlässlich. Zur Signalisierung können Grenzwerte für Warnungen und Alarme eingetragen und ein Überschreiten der Grenzen farblich und/oder mit Tonsignalen hinterlegt sein (Abb. 2/5). Bei der Spannung zum Beispiel können Warn- und Alarmgrenzen für ein Über- und Unterschreiten des zulässigen Wertebereichs eingetragen werden. Nach EN 50160 sind Abweichungen von der Nennspannung bis $\pm 10\%$ zulässig, sodass

- eine Warnung bei Über- oder Unterschreiten der Spannung von $1,05 \cdot U_n / 0,95 \cdot U_n$ sinnvoll ist und
- ein Alarm für $1,1 \cdot U_n / 0,9 \cdot U_n$ erfolgt.

2.4 Bewerten und Optimieren

Während beim Beobachten nur kurzfristige Zeitprofile angezeigt werden, um aktuelle Hinweise zur Bedienung zu geben, werden größere Zeiträume zur Bewertung meist als Kurven oder Säulendiagramme angezeigt. Auch die Zusammenstellung von Kennwerten in Tabellenform kann die Bewertung vereinfachen. Das Auswertungsziel, das aufgezeigt werden soll, ist wichtig für die Auswahl der Darstellungsform oder für die Sammlung von Kenngrößen: Abhängigkeiten vom Wochentag, von Urlaubszeiten oder Schichtbetriebszeiten, von den jahreszeitlichen Witterungsverhältnissen und vielem mehr.

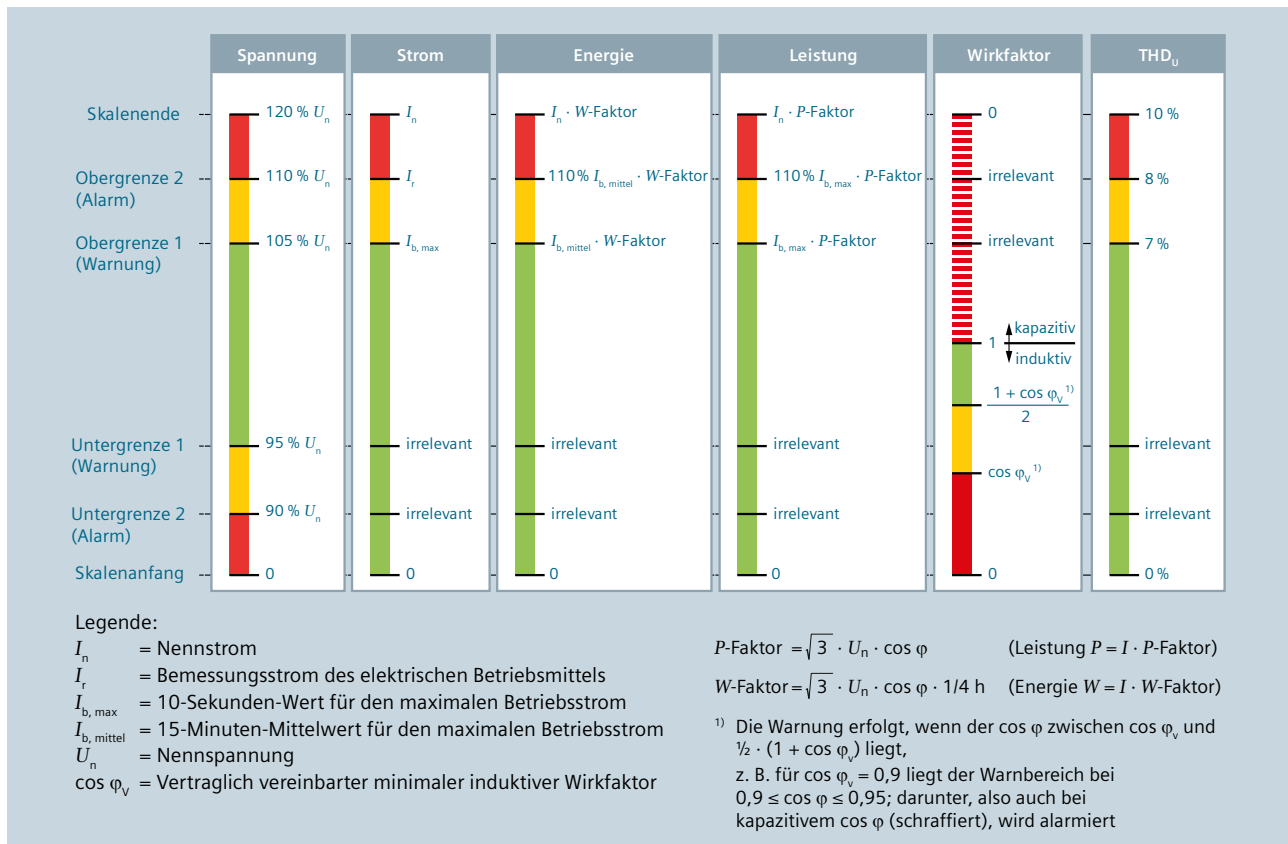


Abb. 2/5: Beispiele für Grenzwerteinstellungen bei Balkendiagrammen

Ganglinien

Liniendiagramme mit der Zeit als Abszisse werden als Ganglinien definiert. Dabei können verschiedene Messgrößen als Ordinaten aufgetragen werden. Leistungsbezogene Ganglinien werden als Lastprofile bezeichnet. Ganglinien für Spannungen, Ströme, Wirkfaktoren, Leistungsfaktoren und vieles mehr können zur Bewertung herangezogen werden.

Abhängig von der Zeitperiode, nach der die Messwerte aufgelöst werden, gibt es Jahres-, Monats-, Wochen- und Tagesganglinien (Abb. 2/6). Aus den Jahresganglinien lassen sich zum Beispiel saisonale Effekte ableiten, Zusatzschichten, Betriebsferien oder längerfristige Abschaltungen wesentlicher Verbraucher erkennen. Minimale Leistungsgrenzen bei Nachtabsenkung und Schwankungen bei den Spitzenleistungen werden ersichtlich. Aus den Monatsganglinien lassen sich Lastunterschiede zwischen Tag und Nacht sowie die Einflüsse von Brücken- und Feiertagen verdeutlichen. Zum Beispiel wird in Abb. 2/6 der Feiertag zum Jahreswechsel in der ersten Kalenderwoche (KW 1) und der reduzierte Leistungsbedarf während der anderen Werktage in dieser Woche deutlich. Die Wochenganglinie gibt Details zu Bedarfsspitzen und Tagesschwankungen preis. Zum Beispiel können sich die Ganglinien für Montag und Freitag deutlich von denen für Dienstag, Mittwoch und Donnerstag unterscheiden, wenn Auf- (Montag) und Abrüstzeiten (Freitag) oder ein großer Anteil von Wochenendpendlern einen Einfluss haben. An den Tagesganglinien lassen sich feste Termine wie Pausen oder Schichtwechsel erkennen. Gegebenenfalls macht sich der erhöhte Leistungsbedarf für Küchen rund um die Pausen- und Mittagszeit bemerkbar.

Für die verschiedenen Zeitintervalle kann man wiederum nach typischen Randbedingungen bündeln. Zum Beispiel können bei Tagesganglinien die Werktage oder die Feiertage zusammen mit den Tagen an den Wochenenden zusammengefasst werden. Auch spezielle Randbedingungen, wie zum Beispiel der Einfluss einer Klimatisierung an bestimmten Tagen, können ein Auswahlkriterium für Betrachtungszeiträume sein.

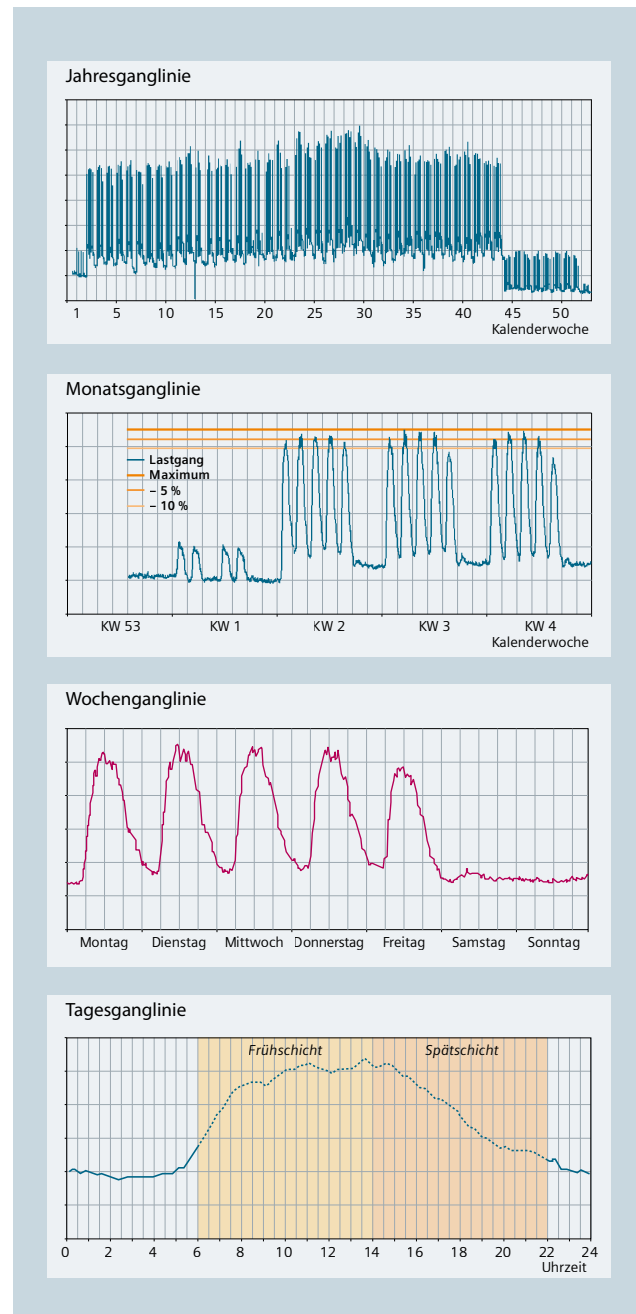


Abb. 2/6: Beispiele für Auswertungen durch Ganglinien

Profile

Liniendiagramme, die als Auswertung der zeitlichen Messwerte zu Verteilungen oder anderen statistischen Kurvenverläufen zusammengefasst werden, vereinfachen die Interpretation der Daten. Typische Beispiele sind die Häufigkeitsverteilung für den Leistungsbedarf und das Belastungsprofil (Abb. 2/7). Im Gegensatz zum Lastprofil werden beim Belastungsprofil (Abb. 2/7 links) die Betriebszeiten in Abhängigkeit von der Leistung aufgetragen, sodass Auswertungen hinsichtlich Leerlauf- und Übertragungsverlusten leichter möglich werden. Bei der Häufigkeitsverteilung werden Leistungswerte über die kumulierten

Betriebszeiten aufgezeichnet (Abb. 2/7 rechts). Zum Beispiel können aus dem Abfall bei hohen Leistungen Rückschlüsse auf die Wirksamkeit einer Spitzenlastminderung gezogen werden. Knicke in der Verteilung kennzeichnen beispielsweise die Anzahl von Schichten und die Betriebsschließung an Wochenenden (markierte Bereiche in Abb. 2/7 rechts): „Sa/So“ am Wochenende geschlossen; „So“ nur an einem (Sonn-) Tag geschlossen.

1-Schicht-„Knick“ zwischen 1.500 h und 2.500 h

2-Schichten-„Knick“ zwischen 3.000 h und 4.500 h

3-Schichten-„Knick“ zwischen 4.500 h und 6.000 h

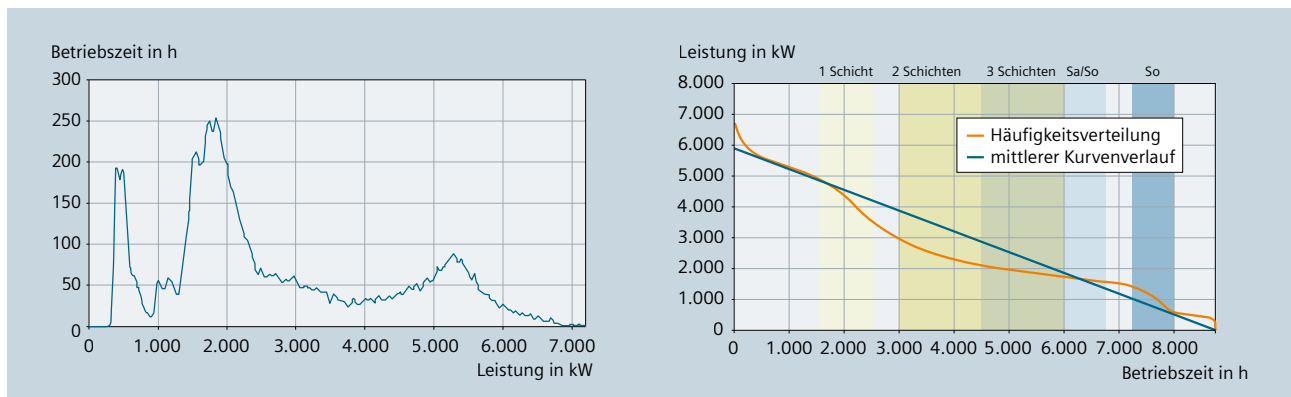


Abb. 2/7: Belastungsprofil und Leistungshäufigkeitsprofil

Punktueller Auswertungen

Eine grafische Veranschaulichung von Ereignissen zu bestimmten Zeitpunkten kann die Analysemöglichkeiten fördern, wenn eine geeignete Datenauswahl und die dazu passende Darstellungsform gewählt werden. Bekannt ist

die tabellarische Maxima-Auswertung. Gemeinsam mit einer zeitabhängigen Auftragung der Leistungsspitzenwerte (Abb. 2/8) hilft sie, das Potenzial für ein Lastmanagement und somit für die Optimierung des Leistungspreises zu beurteilen.

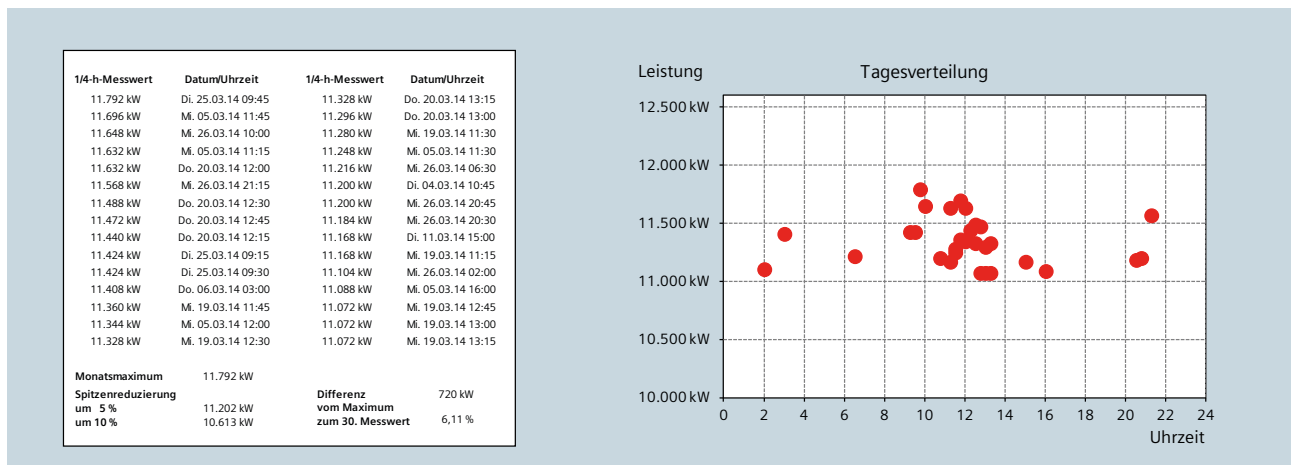


Abb. 2/8: Maxima-Auswertung

Kennwerte

Kennwerte, wie zum Beispiel die Mittel- und Maximalwerte der Leistung, bieten in tabellarischer Form einen Überblick über einige der sogenannten Schlüsselkennzahlen KPI (en: Key Performance Indicator) oder Energiekennzahlen EnPI (en: Energy Performance Indicator). Die periodische und kontinuierliche Sammlung dieser Angaben ist eine Bedingung für ein Energiemanagement, das der ISO 50001 entspricht. Die Kennwerte können grafisch als Balken- oder Tortendiagramm umgesetzt werden.

Typische Kennwerte sind:

- Leistung als Maximalwert, Mittelwert (arithmetischer Mittelwert) und Minimalwert
- Energie, sowohl absolut als auch kumuliert
- Nutzungsdauer, als Quotient von Energieverbrauch und maximaler Bezugsleistung (als Absolutwert bezogen auf den jeweiligen Monat und das Jahr sowie als Relativwert in Prozent, jeweils umgerechnet auf eine einheitliche Zeitperiode; zum Beispiel auf 31 Tage pro Monat)
- Auswertungen, wie zum Beispiel der Grundlastanteil oder der Spitzenlastanteil, falls in den Strombezugsverträgen eine entsprechende Abrechnung vereinbart ist.

Die Zusammenstellung einer Balkengrafik für den Energieverbrauch und einer Punktdarstellung für die maximalen Leistungswerte im Monat spiegelt zum Beispiel die Nutzungsdauer für die betrachteten Zeitperioden wider (Abb. 2/9).

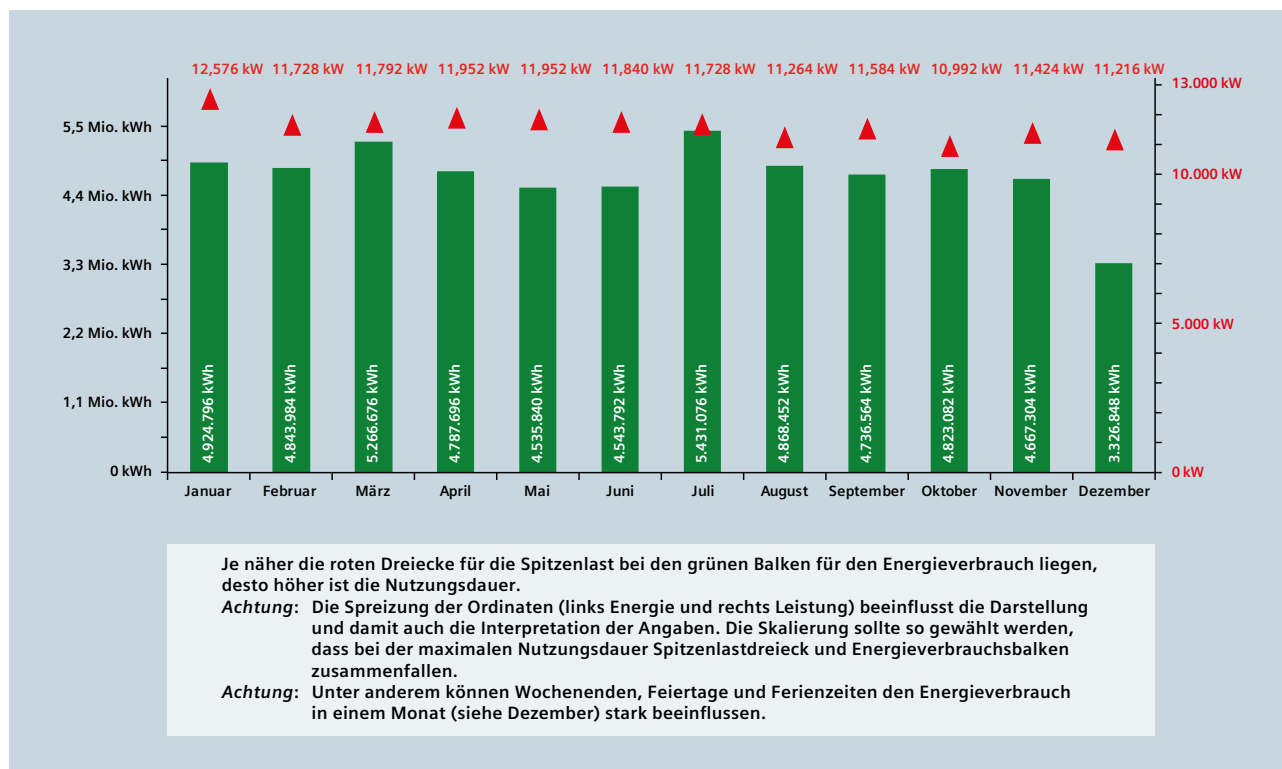


Abb. 2/9: Energieverbrauch und Leistungsspitzen für die 12 Monate im Jahr

2.5 Planen und Prognostizieren

Planen und Prognostizieren sind wichtige Voraussetzungen für den Energieeinkauf. Durch die Liberalisierung des Strommarkts kommt es zu einer starken Variabilität der Marktpreise. Diese wiederum haben Einfluss auf das Verhalten der Verbraucher, auf deren Planungen und Prognosen hinsichtlich Investitionen und Betriebskosten. Mit den Betriebskosten ist unter anderem der Energieverbrauch verknüpft und damit die zunehmende Bedeutung der Energietransparenz. Durch Energietransparenz kann ein Energiemanagementsystem EnMS nach ISO 50001 aufgebaut werden. Planungen und Prognosen im EnMS kennzeichnen den Übergang von den Messdaten und Auswertungen der Vergangenheit und Gegenwart hin zur Zukunftsperspektive und den zugehörigen Maßnahmen (das „Do“ im Prozesskreis der ISO 50001: PDCA-Zyklus / Plan - Do - Check - Act; siehe [2.2]).

Die über einen gewissen Zeitraum, wie zum Beispiel ein Jahr, aus den Messdaten gesammelten Lastprofile werden statistisch ausgewertet und zu sogenannten synthetischen Lastprofilen (Abb. 2/10) verknüpft. Aus den synthetischen

Lastprofilen werden unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten und vorgesehenen Betriebsweisen die Bedarfsprognosen erstellt.

Mit Abschätzungen zu den maximalen Betriebsströmen, wie sie zur Auslegung der Geräte benötigt werden, erhält man in der Regel unrealistische Maximalwerte für die Energiekosten, so als würde man von einem Dauerbetrieb mit Maximalleistung ausgehen. Da aber zumeist während der Planungsphasen keine Lastprofile für einen realen Leistungsbedarf bekannt sind, bleibt nur der Weg über einen theoretisch ermittelten Verlauf des zeitabhängigen Leistungsbedarfs und des daraus bestimmten Energieverbrauchs.

Synthetische Lastprofile werden als gemittelte Kurven für zyklisch wiederkehrende Zeitabläufe erstellt. Typische gemittelte Verläufe für den Leistungs- oder Strombedarf sollen möglichst gute Abschätzungen sein und deshalb auf einer möglichst guten Annäherung an das für den Betrieb zu erwartende Verbrauchsverhalten basieren.

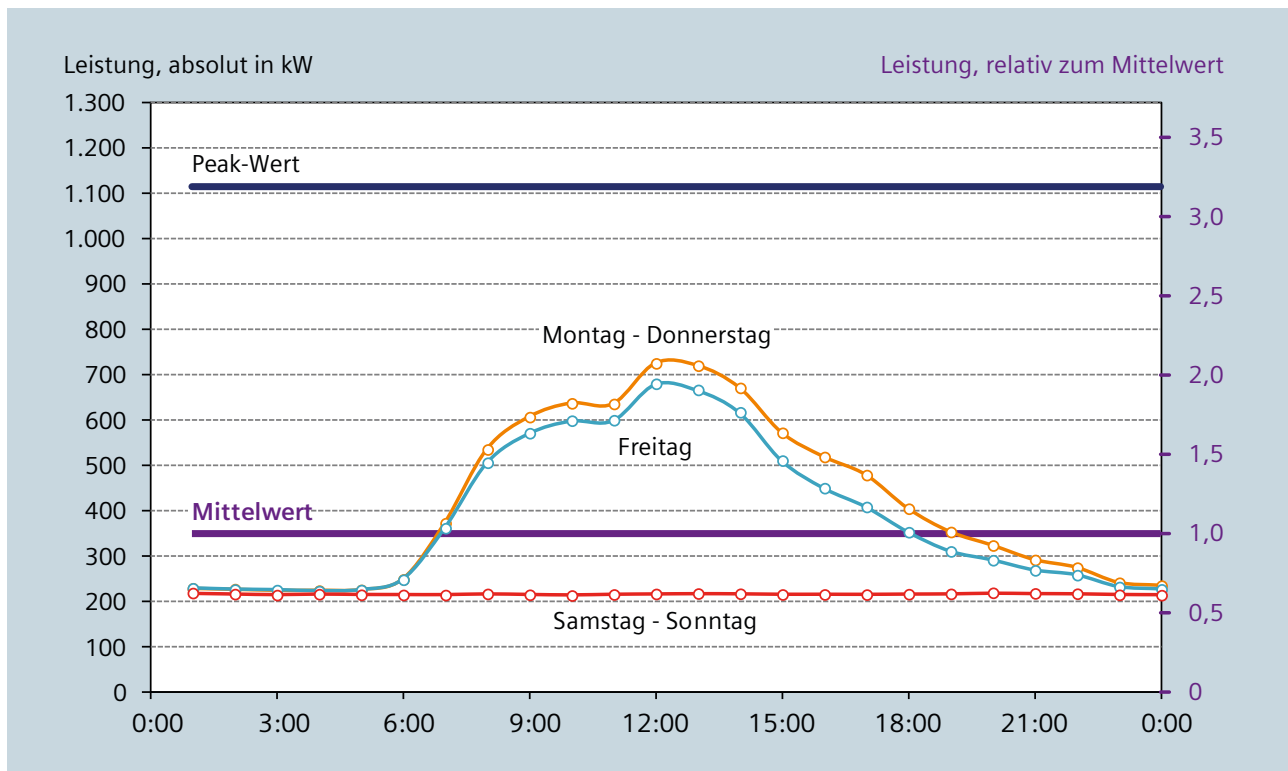


Abb. 2/10: Synthetische Lastprofile - charakteristisch für ein Bürogebäude

In Abb. 2/10 wird zwischen einer absoluten und einer relativen Skalierung unterschieden. Die „absolute“ Skala weist die physikalischen Werte aus, beispielsweise für Leistung oder Energie. Bei der „relativen“ Skala beziehen sich die Angaben auf den Mittelwert der jeweiligen Messgröße. Der Peak-Wert in Abb. 2/10 repräsentiert den größten angenommenen ¼-Stunden-Wert, der zur Dimensionierung der elektrischen Energieverteilung herangezogen wird.

Achtung: Der Peak-Wert eines synthetischen Lastprofils muss kein Messwert sein. Aufgrund von Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung (zum Beispiel der Einsatz eines Lastmanagementsystems) kann auch ein „synthetischer Peak-Wert“ angesetzt werden. In der Regel entspricht der Peak-Wert nicht dem Maximalwert eines synthetischen Lastprofils. Denn für das synthetische Lastprofil werden zahlreiche Werte für die einzelnen Zeitpunkte gemittelt.

Bei synthetischen Lastprofilen wird davon ausgegangen, dass sich Gebäude und Gewerke mit vergleichbarer Nutzung gleich verhalten. Allerdings können Unterschiede in den Rahmenbedingungen (Ausstattung, Nutzerverhalten, Umgebung) zu unterschiedlichen Kurvenformen, unterschiedlichen absoluten Mittelwerten und zu voneinander abweichenden Peak-Werten führen. In Abb. 2/11 werden zwei unterschiedliche Bürogebäudetypen einander gegenübergestellt.

Drei Faktoren sind für die Kennzeichnung von synthetischen Lastprofilen und deren Bedeutung für die Energietransparenz von besonderer Bedeutung:

- Kurvenverlauf:
z. B. als Beurteilungsgrundlage für Lastmanagement und Prognose
- Leistungsmittelwert für die „absolute“ Kurve:
z. B. bei Einschätzungen der Beeinflussbarkeit des Energieverbrauchs
- Peak-Faktor (Belastungsfaktor):
der Quotient aus Peak-Leistungswert und Leistungsmittelwert kennzeichnet die Jahresnutzungsdauer (der Energieverbrauch ist das Produkt aus Peak-Leistungswert und Jahresnutzungsdauer).

Für die Dimensionierung der Schutzgeräte in der elektrischen Energieverteilung ist der maximale Leistungsbedarf zu beachten. Dieser entspricht dem Produkt aus Leistungsmittelwert und Peak-Faktor. Meist werden noch

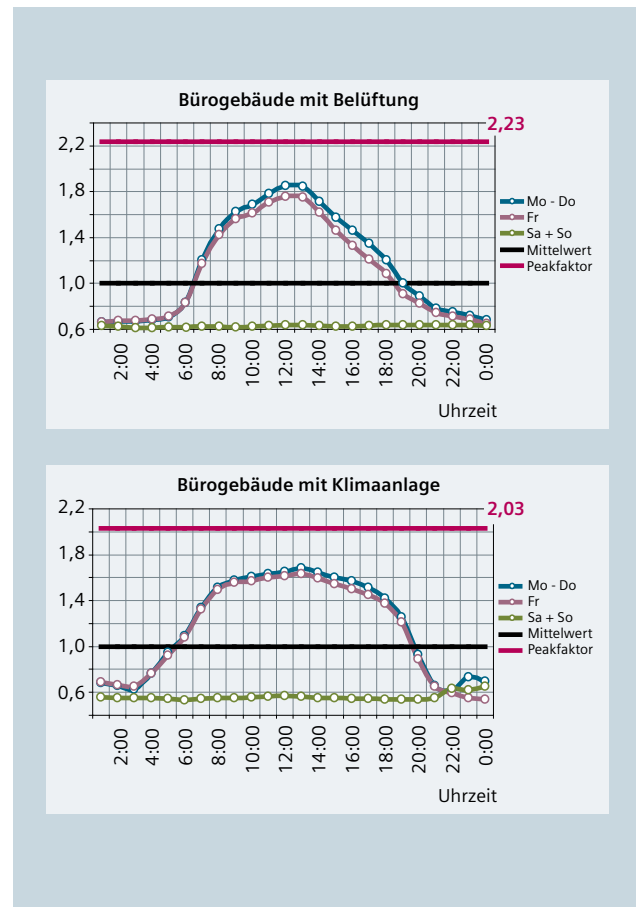


Abb. 2/11: Unterschiedliche synthetische Lastprofile für den gleichen Gebäudetyp: oben für ein Bürogebäude mit Belüftung über Fenster und Umgebung; unten für ein Bürogebäude mit Vollklimatisierung

Sicherheitsaufschläge berücksichtigt, die Sonderfälle und mögliche Besonderheiten einschließen sollen. In Anhang 8.1 werden Literaturangaben zu Leistungsbedarf, Energieverbrauch und Jahresnutzungsdauer für unterschiedliche Bürogebäude zusammengestellt, sodass die Problematik der zahlreichen Randbedingungen und Variationsmöglichkeiten beispielhaft verdeutlicht wird.

Achtung: In Abb. 2/11 ist der Peak-Faktor für das Bürogebäude mit Klimaanlage niedriger als für das belüftete Bürogebäude. Jedoch wird der auf den Faktor „1“ normierte Leistungsmittelwert wegen des Leistungsbedarfs der Klimaanlage vom Absolutwert her deutlich größer sein.



Kapitel 3

Messwerterfassung im Verteilungs- netz und Bedeutung im Strommarkt

3.1	Mess- und Kenngrößen im Kundennetz	22
3.2	Ableitung von synthetischen Ganglinien	24
3.3	Prognosen und Strommarkt	25

3 Messwerterfassung im Verteilungsnetz und Bedeutung im Strommarkt

Für die Energietransparenz im Verteilungsnetz werden Messwerte erfasst in den drei Ebenen

- Einspeisung,
- Verteilung und
- Anwendung.

An der Einspeisung, dem Energieübergabepunkt zum Kunden, wird vom Messstellenbetreiber die bezogene, bzw. die in das Verteilnetz zurückgespeiste Energie gemessen. Um die Daten, die der Messstellenbetreiber dem Kunden zur Verfügung stellt, überprüfen zu können und um umfangreichere Informationen zu erhalten, kann der Kunde zusätzliche Kontrollmessungen durchführen (Abb. 3/1).

Die Kostenermittlung erfolgt anhand der Messwerte, die der Messstellenbetreiber liefert. Die Gesamtkosten setzen sich aus den in Tab. 3/1 aufgeführten Bestandteilen zusammen. Der Stromabnehmer selbst bestimmt den Energieverbrauch, den Leistungsbezug und den Umfang der gewünschten Daten, die der Messstellenbetreiber bereitstellen soll.

Als Quelldaten werden die ¼-Stunden-Wirkenergiemesswerte für den Bezug aus dem Verteilnetz verwendet. Für den Arbeitspreis wird ein zulässiger Bereich für den Wirkfaktor (üblicherweise $\cos \varphi \geq 0,9$ induktiv) vereinbart. Bei einem Verlassen des Bereichs weist der Messstellenbetreiber die gesamte Blindenergie der jeweiligen ¼-Stunden-Intervalle aus, sodass sie über den vereinbarten Arbeitspreis für Blindenergie abgerechnet werden kann.

Für die Rückspeisung von Energie liefert der Messstellenbetreiber ebenfalls die entsprechenden Wirkenergiemesswerte. Bei einem Verlassen des vereinbarten Wirkfaktorbereichs gilt analog, dass die gesamte Blindenergie des jeweiligen ¼-Stunden-Intervalls abgerechnet werden kann.

Der Messstellenbetreiber bietet die ¼-Stunden-Energiemesswerte nur aufsummiert über alle drei Phasen an. Diese können frühestens am Ende der Viertelstunde bereitgestellt werden. Kunden mit einem Lastgangzähler stehen die Werte frühestens am Folgetag zur Verfügung.

Hat der Kunde an aktuellen Messwerten und Kenngrößen Interesse und möchte mehr als nur reine Energieangaben auswerten, muss er eine Kontrollmeseinrichtung installieren (Abb. 3/1). Dafür eignen sich Messgeräte mit Netzanalysefunktionen. Sie bieten neben der Erfassung der Summenenergie über die drei Phasen die Energiewerte je Phase als Wirk- und Blindanteil für Bezug und Rückspeisung, entsprechende Leistungswerte, Wirkfaktoren, Leistungsfaktoren, Oberschwingungsanteile von Spannung (THD_U) und Strom (THD_I) an und können geräteabhängig (siehe Kap. 2) auch Flicker etc. erfassen (Tab. 3/2).

Aus Kostengründen wird die Kontrollmeseinrichtung normalerweise auf der Niederspannungsseite installiert. Bei einer mittelspannungsseitigen Einspeisung sind beim Vergleich der Kontrollmessung auf der Niederspannungsseite mit der Übergabemessung des Messstellenbetreibers die Einflüsse des Transformators und der Kabel zu berücksichtigen. Bei einem eigenen Mittelspannungsnetz nach der Einspeisung durch den Verteilnetzbetreiber kann die Kontrollmessung selbstverständlich auf der Mittelspannungsebene des Nutzers nach dem Übergabezähler erfolgen.

Zusätzlich zur Kontrollmessung bei der Einspeisung sollten weitere Messstellen im Verteilnetz des Anwenders vorgesehen werden, um detailliertere Informationen zu erhalten und damit Energietransparenz zu schaffen. Die Erfassung von Messwerten bei typischen Komponenten der Verteilnetzebenen nach der Einspeisung wird in Abb. 3/1 und Tab. 3/2 dargestellt.

Strommarktteilnehmer	Kostenart	Liefergröße
Netzbetreiber	Leistungspreis (aus Netzanschlusskosten und Netznutzungskosten)	Vorhaltung der Netzinfrastruktur (leistungsabhängig) und Ausgleich der Netzverluste (energieabhängig)
Messstellenbetreiber	Messstellenkosten und Datenbereitstellungskosten	Übergabezähler und Datenauswertungen
Stromlieferant	Energiekosten	Energielieferung (Arbeitspreise für Wirk- und Blindenergie)
Staat, Kommunen	Steuern, Abgaben und Umlagen	Verwaltung, kommunale und staatliche Infrastruktur, Energie- und Wirtschaftspolitik

Tab. 3/1: Bestandteile der Stromkosten und zugehörige Marktteilnehmer

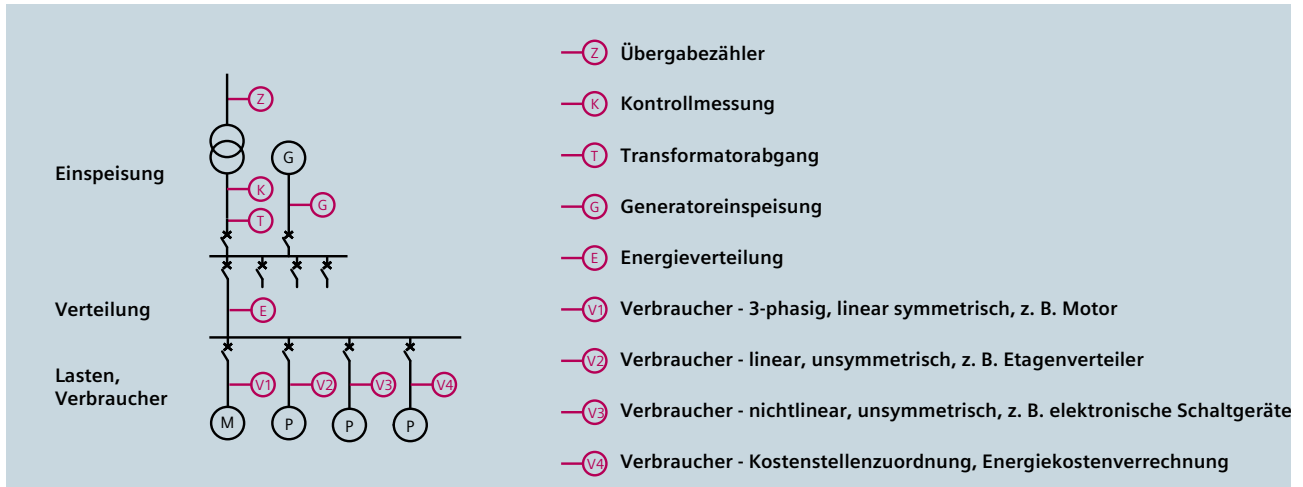


Abb. 3/1: Messwerte und Kenngrößen in den verschiedenen Verteilungsebenen

Messgröße, Kenngröße		Wirkenergie Bezug	Wirkenergie Rückspeisung	Blindenergie Bezug	Blindenergie Rückspeisung	Scheinleistung Summe	Scheinleistung der Phasen	Wirkleistung Summe	Wirkleistung der Phasen	Blindleistung Summe	Blindleistung der Phasen	Spannung Phase-Phase	Spannung Phase-Neutralleiter	Phasenstrom	Neutralleiterstrom	Wirkfaktor Summe	Wirkfaktoren der Phasen	Leistungsfaktoren	Oberschwingungsanteil der Phasenströme	Oberschwingungsanteil der Spannungen zwischen den Phasen
Kurzzeichen		$\bar{W}$	$\bar{W}_Q$	$\bar{W}_Q$	$\bar{W}_Q$	S_z	S_{L1}, S_{L2}, S_{L3}	P_z	P_{L1}, P_{L2}, P_{L3}	Q_z	Q_{L1}, Q_{L2}, Q_{L3}	$U_{L1-L2}, U_{L2-L3}, U_{L3-L1}$	$U_{L1-N}, U_{L2-N}, U_{L3-N}$	I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	I_N	$\cos \varphi_z$	$\cos \varphi_{L1}, \cos \varphi_{L2}, \cos \varphi_{L3}$	$\lambda_{L1}, \lambda_{L2}, \lambda_{L3}$	$THD_{IL1}, THD_{IL2}, THD_{IL3}$	$THD_{UL1-L2}, THD_{UL2-L3}, THD_{UL3-L1}$
Einheit		kWh	kWh	kvarh	kvarh	kVA	kVA	kW	kW	kvar	kvar	V	V	A	A				%	%
Messung des Messstellenbetreibers	Z	•	• ¹⁾	• ¹⁾	• ¹⁾															
Kontrollmessung	K	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Transformatorabgang	T													•	•		•	•	•	
Generatoreinspeisung	G	•												•	•		•			
Energieverteilung	E													•	•					
Verbraucher mit symmetrischer linearer Last	V1								•					•	•	•				
Verbraucher mit unsymmetrischer linearer Last	V2								•	•				•	•		•	•		
Verbraucher mit unsymmetrischer nichtlinearer Last	V3								•	•				•	•		•	•	•	
Verbraucher Kostenstellenzuordnung, Energiekostenverrechnung	V4	•		• ¹⁾										•	•					

¹⁾ optionale Messung

Tab. 3/2: Mess- und Kenngrößen an verschiedenen Stellen im Kundennetz

3.1 Mess- und Kenngrößen im Kundennetz

Neben den zuvor bei der Kontrollmessung beschriebenen Größen können die Neutralleiterströme und phasenspezifische Leistungsfaktoren interessieren. Neutralleiterströme entstehen durch die ungleiche Auslastung der drei Phasen und durch Oberschwingungen, die von Verbrauchern erzeugt werden.

Oberschwingungen kennzeichnen auch den Unterschied zwischen Leistungsfaktor λ und Wirkfaktor $\cos \varphi$. Der Wirkfaktor $\cos \varphi$ ist das Verhältnis von Wirkstrom zu Scheinstrom für die Grundschiwingung von 50 Hz. Dagegen werden beim Leistungsfaktor λ auch die jeweiligen Anteile der Oberschwingungen beim Wirk- und Scheinstrom berücksichtigt:

$$\begin{aligned} \text{Wirkfaktor} \quad \cos \varphi &= \frac{P}{S} \\ \text{Leistungsfaktor} \quad \lambda &= \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 + THD_I^2}} \end{aligned}$$

Der THD-Wert (en: total harmonic distortions) kennzeichnet den Prozentsatz der Summe aller Oberschwingungsanteile einer Größe relativ zum Wert der Grundschiwingung. Abhängig von der Messstelle und von der Charakteristik der Verbraucher kann die Anzeige und Sammlung unterschiedlicher Mess- und Kenngrößen Sinn machen (Tab. 3/2).

Viele Größen lassen sich mit den Formeln aus Abb. 3/2 von gemessenen Werten ableiten. Ergänzend gilt:

$$\begin{aligned} P_{\text{Phase}} &= W_{\text{Phase}} \cdot 4 \text{ h}^{-1} \text{ (auf } 1/4\text{-Stunde bezogen)} \\ S_{\text{Phase}} &= \frac{P_{\text{Phase}}}{\cos \varphi_{\text{Phase}}} \text{ (ohne Oberschwingungen)} \\ S_{\text{Phase}} &= \frac{P_{\text{Phase}}}{\lambda_{\text{Phase}}} \text{ (mit Oberschwingungen)} \\ I_{\text{Phase}} &= \frac{S_{\text{Phase}}}{U} = \frac{S_{\text{Phase}}}{400 \text{ V} / \sqrt{3}} \\ |S_N| &= |\vec{S}_{L1} + \vec{S}_{L2} + \vec{S}_{L3}| \text{ (siehe Abb. 3/3)} \\ I_N &= \frac{S_N}{U} \end{aligned}$$

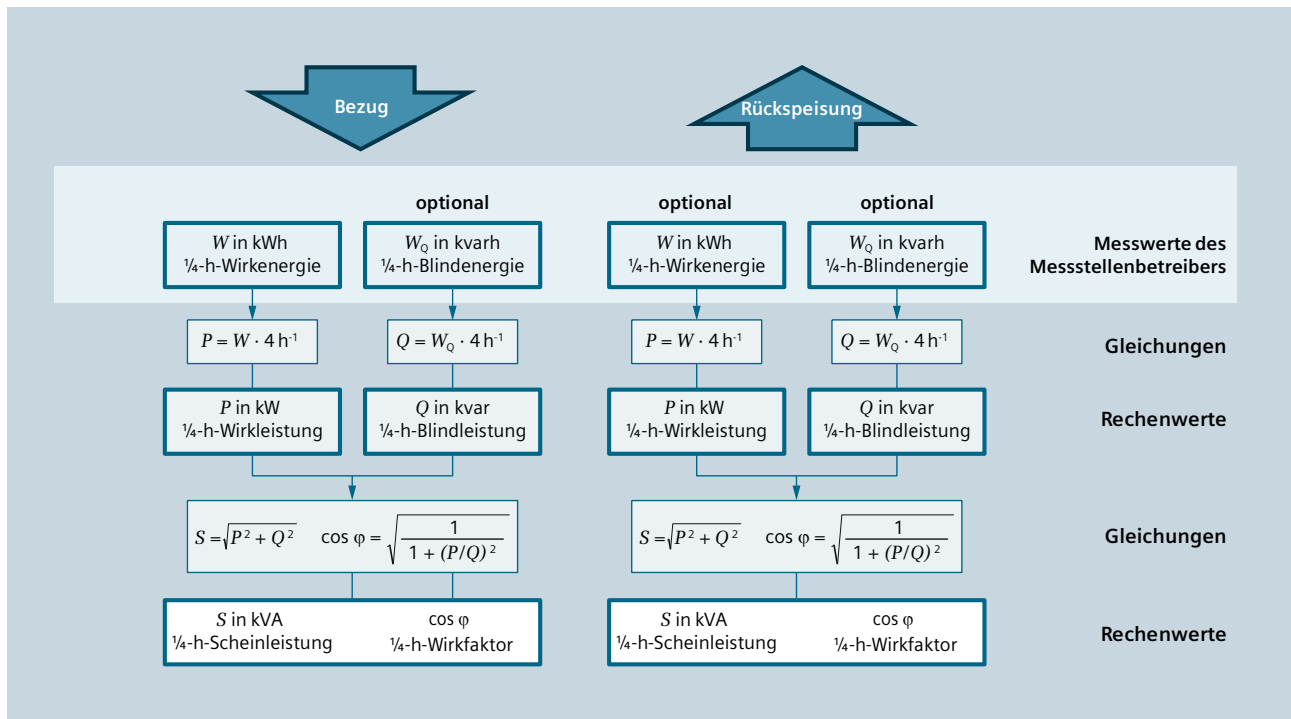


Abb. 3/2: Zusammenhang zwischen Energie- und Leistungswerten

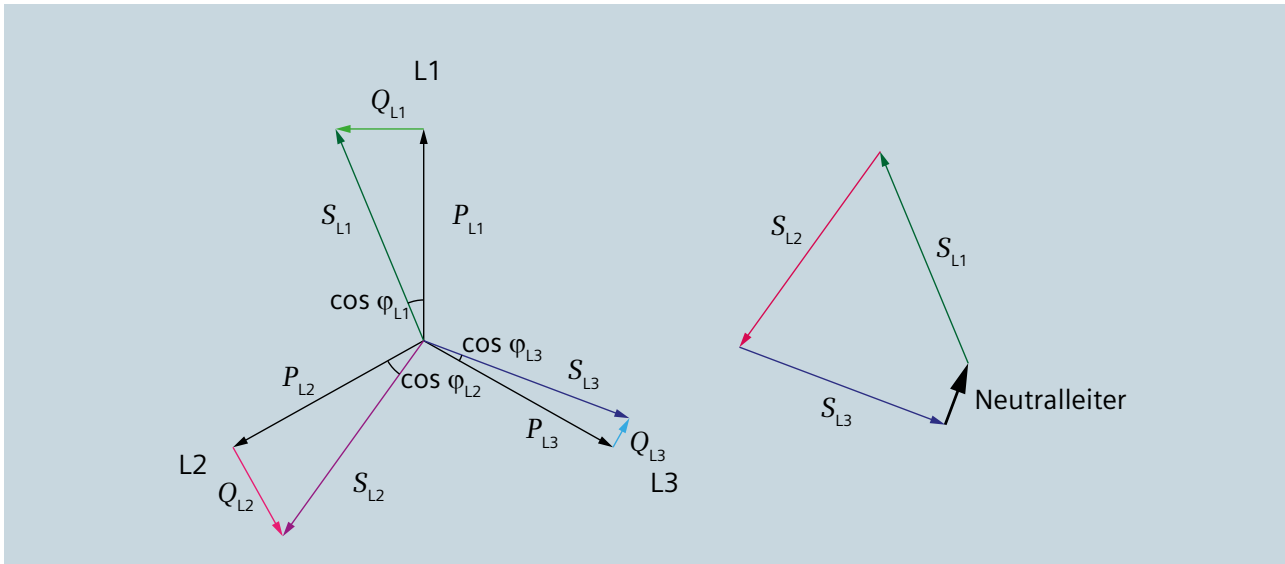


Abb. 3/3: Vektorielle Bestimmung der Neutralleiterscheinleistung

Die Daten können genutzt werden für:

- **Phasenströme:**
Bestimmung von Reserven durch den Vergleich mit den maximal zulässigen Strömen im Stromzweig (Einstellwerte des Überlastschutzes, Dimensionierung von Sicherungen)
- **Wirkfaktor:**
Einschätzung der benötigten Blindleistung und damit ein Kriterium für den Bedarf einer Kompensationsanlage
- **THD_I, THD_U-Werte:**
Hohe Oberschwingungsströme können Probleme beim Einsatz von Generatoren und USV-Anlagen verursachen
- **Lastprofil der Wirkenergie (Summenwert):**
Beschreibt den Kundenbedarf, zeigt Lastspitzen und Grundlast sowie tagesspezifische Verbrauchsverhalten, die für ein Energiemanagementsystem (ISO 50001) genutzt werden können.

Zusätzliche Informationen werden durch den Vergleich von Mess- und Kenngrößen an unterschiedlichen Stellen im Verteilungsnetz gewonnen. Ein typisches Beispiel ist die Aufzeichnung der Auslastung von einzelnen Abgängen und der Vergleich dieser Werte in Relation zur Einspeisung. Bei Erweiterungen oder Strukturänderungen in der Verteilung können solche Informationen zu vorteilhafteren Umverteilungen oder Neuebelegungen auf die verschiedenen Abgänge genutzt werden (Abb. 3/4).

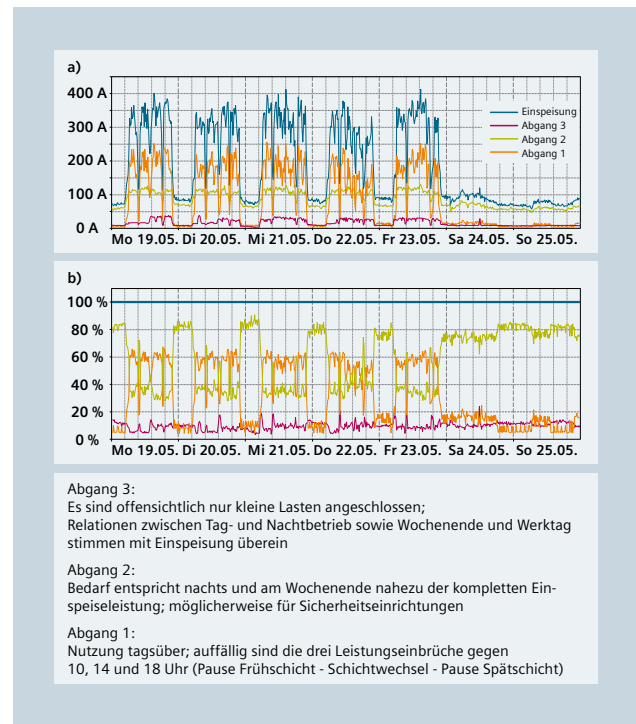


Abb. 3/4: Beispiel für Abgangsströme und den zugehörigen Einspeisestrom in der Verteilung; a) Absolutwerte und b) Relativwerte zum Einspeisestrom (100 %)

3.2 Ableitung von synthetischen Ganglinien

Der grafische Vergleich einzelner Tagesverläufe in der Absolut- oder Relativdarstellung (Abb. 3/5) kann als Vorstufe zur Erzeugung von synthetischen Ganglinien genutzt werden. Bei der Absolutdarstellung werden die Tagesverläufe gemittelt und zusammen mit den Tageskurven für die Maximal- und Minimalwerte aufgetragen. Bei der Relativdarstellung werden die relativen Abweichungen der einzelnen Messwerte (z. B. ¼-Stunden-Leistungswerte) prozentual für die verschiedenen Wochentage gegenüber dem Mittelwert (entspricht 100 %) aufgetragen. Bei zeitlich begrenzten Nutzungen im Gebäude, wie beispielsweise Küchen oder beim Schichtbetrieb, können Effekte für das Spitzenlastmanagement (Betrachtung der Spitzenwerte in Absolutdarstellung von Abb. 3/5) und für die Prognosetreue (Abweichungen in der Relativdarstellung von Abb. 3/5 erkannt werden. Damit kann das Aufwand-Nutzen-Verhältnis für ein Lastmanagement besser abgeschätzt werden.

Die ¼-h-Mittelwerte aus der Absolutdarstellung können durch eine weitere Mittelung auf ganze Stunden als synthetische Ganglinien für Prognosen und zukunftsorientierte Laststeuerungen genutzt werden. Um den Einfluss von Einzelereignissen und von externen Faktoren wie Witterung und Jahreszeit möglichst klein zu halten, sollten die vergleichbaren Tagesganglinien von mindestens einem Jahr für die Synthetisierung der Lastprofile verwendet werden. Umgekehrt lassen sich manchmal aus Vergleichen zwischen der synthetischen Ganglinie mit spezifischen Tagesganglinien (zum Beispiel über die Relativedarstellung) Anpassungsparameter für systematische Einflussfaktoren (Temperaturabhängigkeit, Einfluss der Bewölkung, Einfluss der Belegschaftszahl, Anzahl der Personen im Raum oder auf der Etage, ...) gewinnen. Diese Faktoren können dann zu einer Verbesserung der Prognosequalität genutzt werden.

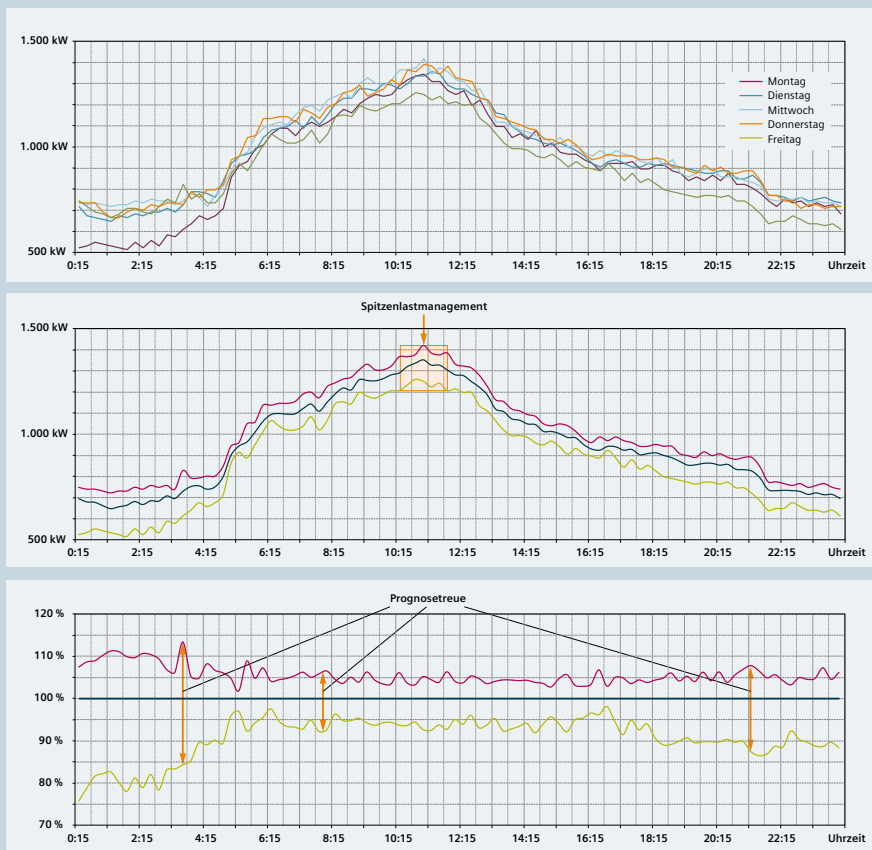


Abb. 3/5: Tageslastlinien für Werktage (Montag – Freitag) sowie Absolut- und Relativedarstellung für Minimal- und Maximalwerte mit orangefarbener Kennzeichnung interessanter Betrachtungszeitpunkte für Spitzenlastmanagement und Prognosetreue

3.3 Prognosen und Strommarkt

Die Bedeutung der Verbrauchsprognosen wird weiter zunehmen. Während Smart Meter bisher durch den Messstellenbetreiber erst ab einem Jahresenergieverbrauch über 100.000 kWh/a installiert wurden, werden diese zukünftig bereits ab einem Stromverbrauch von mehr als 60.000 kWh/a eingebaut. Mit den Daten, die der Messstellenbetreiber liefert, kann der Stromlieferant das Nutzerverhalten beurteilen. Da der Stromlieferant seinen Stromerwerb mit Prognosen hinterlegen muss, werden ihm bei Abweichungen von dieser Prognose Mehrkosten verrechnet. Diese Mehrkosten werden er anhand der Daten an die Kunden, die ihre Prognose nicht einhalten, weitergeben.

Für größere Zeiträume als eine Woche werden Langfristprognosen erstellt. Entsprechend langfristig decken die Stromlieferanten ihren Bedarf direkt über die Kraftwerksbetreiber und/oder über die Strombörse. Bei der Energieprognose zur Folgeweche (üblicherweise am Donnerstag für die 7 Tage der Folgeweche) entstehen ziemlich genaue Lastprofile. In diese Prognosen gehen die Wetterprognosen für die Berechnung der Wind- und Solarenergie ein. Die Wetterprognosen werden von speziellen Firmen mit einer Vorhersagegenauigkeit von größer 90 % angeboten.

Die im Betrieb auftretenden Abweichungen gegenüber der Langfristprognose und der Wochenprognose werden durch Zu- bzw. Verkauf - so weit möglich - über die Börse ausgeglichen. Um kurzfristige Änderungen zu berücksichtigen, wird der Abgleich zwischen Wochen- und Tagesprognose für den Folgetag täglich ausgeführt. Auch hier werden die Differenzen wieder über die Börse (Day-ahead-Handel) ausgeglichen. Die kleinste Einheit eines Soll-Ist-Abgleichs ist eine Viertelstunde innerhalb der Folgestunde. Im

sogenannten Intraday-Handel an der Börse werden diese Differenzmengen gehandelt (siehe Kap. 1 und [3.1]).

Für den Verbraucher gilt es, seinen Bedarf für jede Viertelstunde möglichst gut an die abgegebene Prognose anzupassen (siehe Abb. 1/3). Mehrverbrauch muss meist teuer eingekauft werden, da der Stromlieferant die Zusatzmenge über die Regelreserve ordern muss. Umgekehrt kann es sein, dass Minderverbrauch zu keiner Kostenminderung für den Verbraucher führt.

Aggregation zu einer Gesamtprognose

Um dem Stromlieferanten eine Gesamtprognose übermitteln zu können, muss das energetische Verhalten des Gebäudes mit den verschiedenen Anwendungen und Produktionseinrichtungen sowie deren Abhängigkeiten bekannt sein. Eine wichtige Voraussetzung für die Prognostizierung ist die Planbarkeit, wie sie zum Beispiel durch die Automationstechnik in Produktionsanlagen möglich wird. Durch den Steuerungszugriff des Fertigungsmanagementsystems (Produktionsleitsystem oder Manufacturing Execution System MES) werden im Automationssystem die Prozesse gesteuert. Bei der Produktionsplanung werden die einzelnen Prozessschritte und die zugehörigen Zeitverläufe festgelegt und über das Fertigungsmanagementsystem die entsprechenden Automationsabläufe gesteuert (Abb. 3/6). Für die aktive Planung des elektrischen Energiebedarfs müssen die typischen Lastgänge der einzelnen Prozessschritte im Automationssystem hinterlegt sein. Das Fertigungsmanagementsystem kann durch eine geeignete Aggregation von Lastgängen den Energiebedarf für den Produktionsablauf unter Berücksichtigung der Fertigungsziele optimieren.

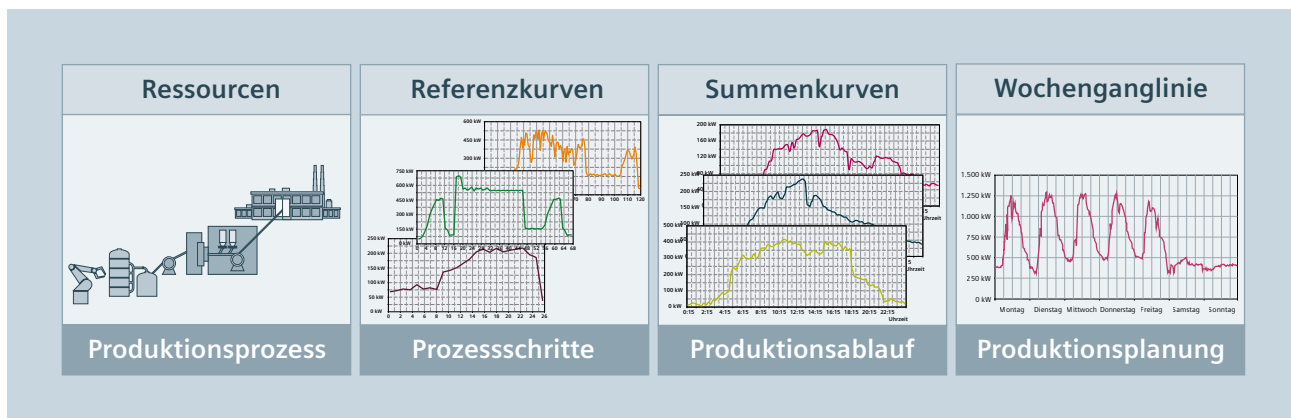


Abb. 3/6: Aggregation zur Gesamtprognose

Regeln und Schalten

Um Abweichungen von den abgegebenen Prognosen auszutariieren, können Lasten über ein Lastmanagement ab- und zugeschaltet sowie herunter- und heraufgeregelt werden (Abb. 3/7). Meist sind unzählige Schalt- und Regelstrategien anwendbar, die von den jeweiligen Anwendungen und Zielen abhängen.

Für die Erstellung passender Strategien und deren jeweiliger Umsetzung ist die Prioritätenliste mit Schalt- und Regelungsangaben zu den verschiedenen Lasten ein wichtiges Hilfsmittel. Darin wird festgehalten, wann und

wie, welcher Verbraucher, Energieerzeuger oder Energiespeicher sowie welches Schalt-, Regelungs- oder Steuergerät eingesetzt werden kann (Schlagwort: „Charakteristik“). Das heißt, für die regelbaren Verbraucher sind unter anderem der Regelbereich und die Reaktionszeit zu definieren. Der Einsatz von Schaltgeräten für das Lastmanagement muss entsprechend den produktspezifischen Schaltspielzahlen und den zu erwartenden Profilen gewählt werden. Flexibilität beim Lastmanagement wird also durch die Überlagerung und Verknüpfung von Reaktionsmöglichkeiten gekennzeichnet, die entsprechend den Randbedingungen zu bestimmten Zeitpunkten und den gegebenen Nutzungszielen möglich sind.

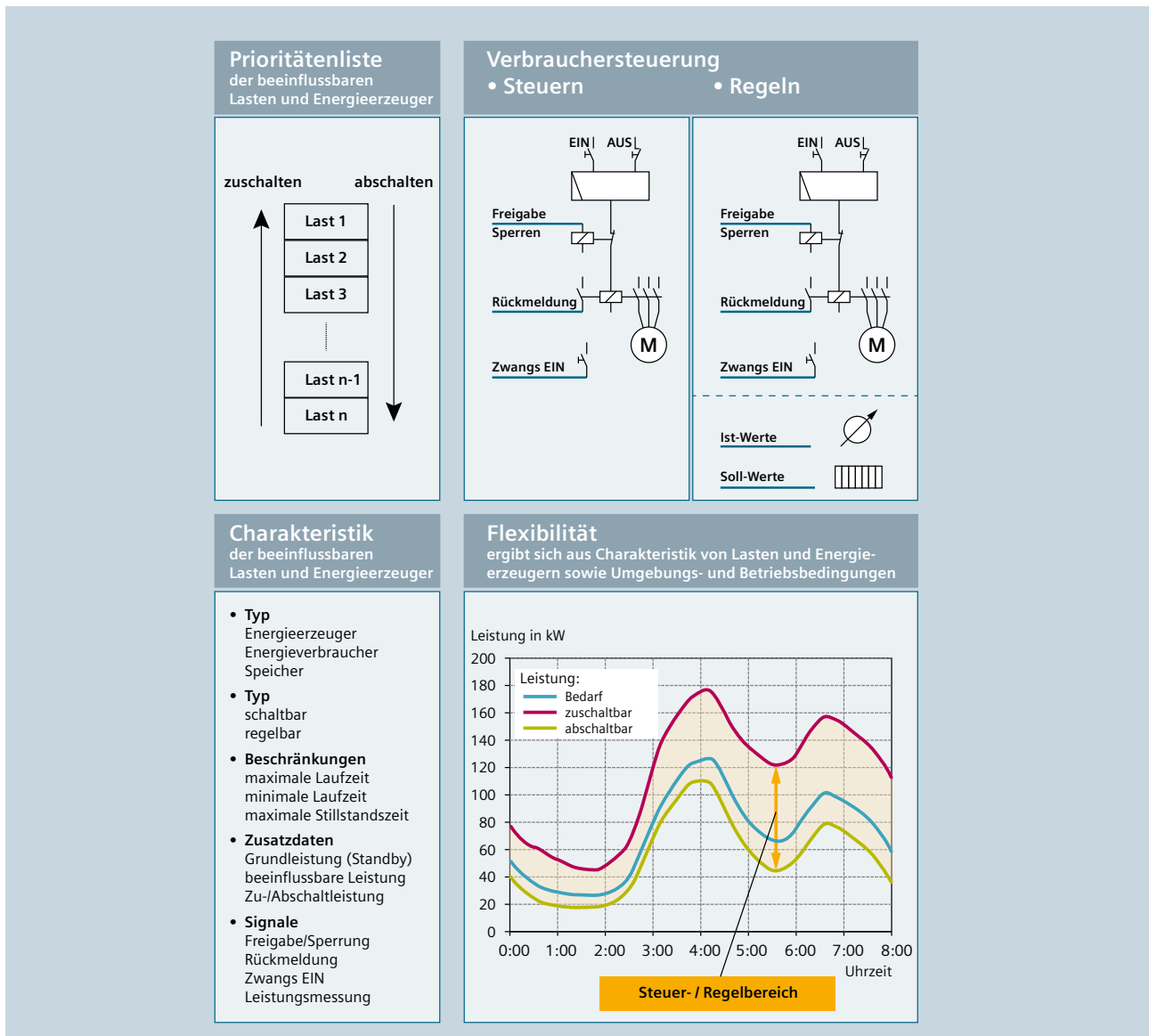


Abb. 3/7: Verbrauchsanpassung über ein strategisch ausgerichtetes Lastmanagement

Prosumer

Bei der Kombination von Eigenerzeugung, zum Beispiel durch regenerative Stromerzeugungs- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, mit dem Eigenverbrauch und Energiebezug über das Versorgungsnetz (Abb. 3/8), sollte bereits bei der Planung darauf geachtet werden, dass zum Beispiel eine Verknüpfung mit möglichst vielen Randbedingungen für das Lastmanagement möglich wird:

- Synthetische Ganglinien für den Eigenbedarf
- Leistungsprognose für eine Photovoltaikanlage verknüpft mit den Wetterdaten für die Sonneneinstrahlung
- Leistungsabgabe verknüpft mit dem Zeitverlauf des Wärmebedarfs bei einer wärmegeführten KWK-Anlage

Darüberhinaus sind aktuelle Änderungen bei der Produktionsplanung und bei den Prozessschritten bis hin zu den Anlauf- und Abschaltbedingungen für Maschinen und Produktionslinien zu beachten. Ebenso können Personaleinsatzmöglichkeiten und weitere Betriebs- und Servicebedingungen genutzt werden, um einen verlässlichen Verbrauchsfahrplan zu planen. Energietransparenz und die daraus ableitbaren Relationen und Prognosen sind für einen sogenannten „Prosumer“ (gleichzeitig Produzent und Konsument) wichtig, um die Prognosestreue zu optimieren oder vorhandene Flexibilität geeignet nutzen zu können.

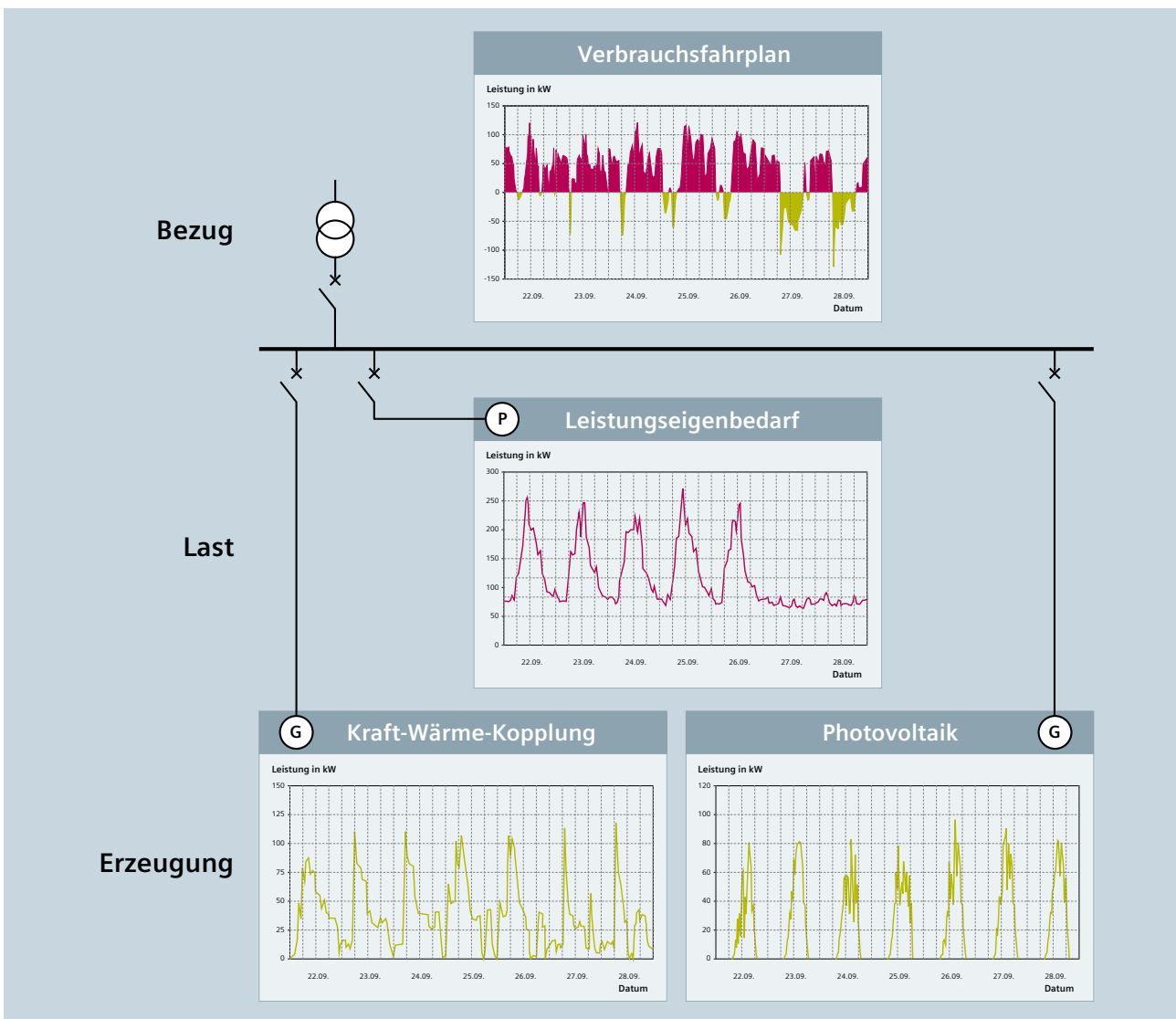


Abb. 3/8: Kombination von Stromverbrauch und -erzeugung

Strommarkt

Mit der Zunahme der Eigenerzeugung von Strom geht in Deutschland die Umstrukturierung des Strommarkts („Strommarkt 2.0“, siehe Entwurf für Strommarktgesetz [3.2]) einher. Der zunehmende Bedarf an regelbaren Kraftwerken und Spitzenlastkraftwerken sowie eine stärkere Nachfrage nach Flexibilität beim Verbrauchsverhalten oder nach Speichermöglichkeiten sind eine mögliche Folge davon. Gleichzeitig soll der Stromhandel effizient über verschiedene Teilmärkte (Strombörse und außerbörslich „Over the counter“) gehandelt werden [3.3]. Das heißt, über Preise im Energie- und Leistungsmarkt können Stromerzeugung und -verbrauch gesteuert werden.

Anreize zur Bilanzkreistreue werden verstärkt. Abweichungen von der Bilanzkreistreue sollen verursachergerecht über das teure Ausgleichsenergiesystem mit den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet werden. Für Dienstleistungsanbieter im Bereich des Lastmanagements wird der Zugang zum Sekundärregelenergiemarkt erleichtert [3.2].

Insbesondere können ferngesteuerte Leistungsreduktionen oder Abschaltungen von Energieerzeugungsanlagen zum Maßnahmenkatalog der Netzbetreiber gehören (negative Regelleistung in Abb. 3/9). In Deutschland regeln das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) [3.2] und [3.4] und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) [3.5] die Anforderungen zur Leistungsregelung und zur Leistungsmessung durch den Netzbetreiber, abhängig von der

Einspeiseleistung ($> 100 \text{ kW}$) regenerativer Energieerzeugungs- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Nach EEG und KWKG besteht für regenerative Energieerzeugungsanlagen und für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (nach KWKG) eine Netzanschlussverpflichtung für den Netzbetreiber, sodass der eingespeiste Strom gehandelt werden kann. Die unterschiedlichen Abnahmeverpflichtungen und Vergütungen samt Zuschlagszahlungen sind den aktuellen Ausgaben der beiden Gesetze zu entnehmen. Für den Strom aus KWKG-Anlagen gibt es aktuelle Preise auf den Internetseiten der Leipziger Strombörse EEX als „KWKG-Index“. Abb. 3/9 gibt einen groben Überblick über Teilnehmer und Handelsbeziehungen im liberalisierten Strommarkt, wie im „Weißbuch“ [3.3] näher beschrieben.

Für die Teilnahme am Strommarkt 2.0 wird die Energietransparenz für Eigenerzeugung, Speicherung und Stromverbrauch immer wichtiger werden. Der „Verbrauchsfahrplan“ wird zum Gesamtfahrplan, da nicht nur Verbrauchsanteile, sondern auch Lieferanteile (siehe Abb. 3/8) auftreten können. Der Prosumer kann seine Flexibilität vermarkten, wobei in der Regel die Verbesserung der Prognosestreue im Vordergrund stehen wird. Mit der Flexibilität kann er alternativ helfen, die Bilanzkreistreue zu verbessern oder über Händler am Energie- oder Leistungsmarkt agieren (siehe „Weißbuch“ [3.3]). Dazu kommt, dass er die Transparenz bei der Netzqualität, die für kritische Verbraucher wichtig ist, zu seinem eigenen Vorteil nutzen kann.

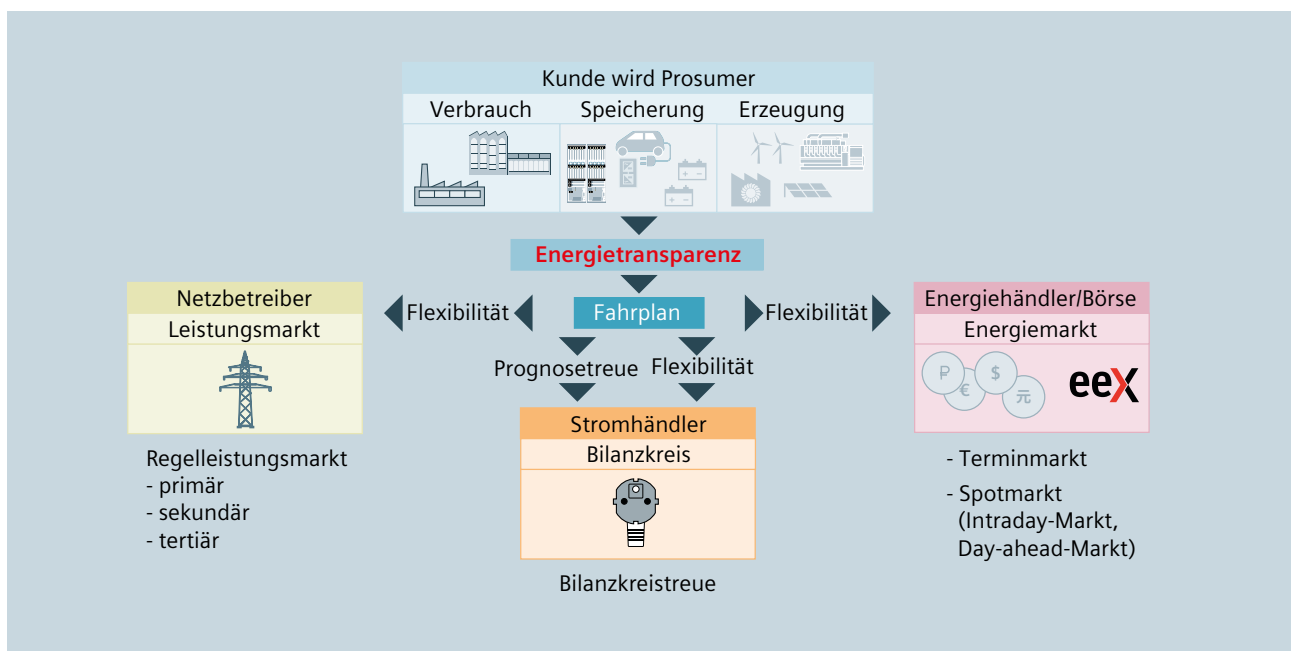


Abb. 3/9: Rollen innerhalb des liberalisierten Energiemarkts schematisiert für Netzbetrieb und Stromhandel



Kapitel 4

Betriebsverhalten und Effizienz in der elektrischen Energieverteilung

4.1	Betriebsverhalten von Transformatoren	30
4.2	Betriebsverhalten von Generatoren	32
4.3	Kontrolle und Regelungen von Motoren und Aggregaten	33
4.4	Eigenerzeugung der elektrischen Energie	34

4 Betriebsverhalten und Effizienz in der elektrischen Energieverteilung

Bei der Energieverteilung und der Energienutzung durch die Verbraucher entstehen Verluste, die ein Betriebskostenfaktor sind, den der Nutzer gerne minimieren möchte. Größere Beiträge zur Verlustleistung und damit zu den Energieverlusten liefern Motoren und Antriebe als Verbraucher sowie Transformatoren und Generatoren im Rahmen der Energieverteilung.

Wichtigste Kenngröße ist der Wirkungsgrad eines Geräts. Der Wirkungsgrad η ist als Quotient aus Nutzenergie und zugeführter Energie (= Ausgangsenergie + Verlustenergie) beziehungsweise von Nutzleistung zur zugeführten Leistung (= Nutzleistung + Verlustleistung) definiert und wird üblicherweise als Prozentwert angegeben. Der Gesamtwirkungsgrad η_{gesamt} einer Anlage oder eines Systems ist das Produkt der einzelnen Wirkungsgrade:

$$\eta_{\text{gesamt}} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \dots$$

Der Wirkungsgrad kann von Betriebs- und Umgebungsbedingungen abhängen. Jedoch genügt meist bereits die Beachtung der Belastung, da Umgebungseinflüsse wie Betriebstemperatur und Wärmeabtransport bei normalen Betriebsbedingungen gering sind. Durch Leistungs- und/oder Energiemessungen vor und nach einem Gerät kann der Wirkungsgrad messtechnisch unter den gegebenen Betriebsbedingungen bestimmt werden.

4.1 Betriebsverhalten von Transformatoren

Im Folgenden wird auf die Einflüsse von Oberschwingungen und Betrachtungen zum Parallelbetrieb von Transformatoren nicht eingegangen. Hierzu wird auf die „Technische Schriftenreihe“ auf den Internetseiten von Siemens TIP CS (siehe: siemens.de/tip-cs) und auf die Unterstützung durch Siemens Fachberater verwiesen. Für die theoretische Bestimmung von Transformatorverlusten gibt Siemens die Leerlauf- und die Kurzschlussverluste der angebotenen Transformatoren an. Die Gesamtverluste in Abhängigkeit von der Betriebsscheinleistung errechnen sich über:

$$P_V = P_0 + (S_{\text{Last}} / S_r)^2 \cdot P_k$$

mit

P_V	Transformatorverlustleistung
P_0	Leerlaufverluste des Transformators
P_k	Kurzschlussverluste des Transformators
S_{Last}	Scheinleistungsbedarf im Betrieb
S_r	Bemessungsscheinleistung des Transformators

Die Ökotransformatoren von Siemens entsprechen der Verordnung Nr. 548/2014 der EU-Kommission (damit auch der Norm IEC 60076-20; VDE 0532-76-20) und erfüllen zumeist die Anforderung der höchsten Klasse EEPL4 (en: energy efficiency performance level) nach IEC 60364-8-1 (VDE 0100-801) mit einem Wirkungsgrad von 99 % und mehr (einzig die aktuellen GEAFOL Öko-Transformatoren mit einer Bemessungsscheinleistung unter 250 kVA haben einen Wirkungsgrad zwischen 98,5 % und 99 %).

Wie an den Ganglinien (siehe Abb. 4/1) zu erkennen ist, ändert sich der Leistungsbedarf im Betrieb oft ziemlich stark. Darum kann durch einen Vergleich des Belastungsprofils mit den Wirkungsgradkurven von Transformatoren (Abb. 4/1) grob abgeschätzt werden, welcher Transformatortyp geringere Verluste im gegebenen Betrieb ausweisen dürfte. Genauere Aussagen lässt aber nur der Vergleich der mit dem Belastungsprofil errechneten Verlustwerte für unterschiedliche Transformatortypen zu, wie in IEC 60364-8-1 (VDE 0100-801) gefordert. Meist genügt es, Transformatoren genauer zu betrachten, bei denen die mittlere Belastung im +/- 20%-Intervall um den Leistungswert für den maximalen Wirkungsgrad liegt. Der Leistungswert zum maximalen Wirkungsgrad $\eta_{\max}$ kann errechnet werden aus

$$S(\eta_{\max}) = k \cdot S_r$$

mit

$$k \quad \text{Lastfaktor} \left(k = \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \right)$$

S_r Bemessungsscheinleistung des Transformators

Achtung: Bei den grafischen Vergleichen spielt die Kurvenform des Belastungsprofils eine wichtige Rolle. Der Einfluss des Belastungsprofils bei höheren Leistungen sollte stärker beachtet werden als der bei niedrigeren Leistungen. Gleichzeitig muss bedacht werden, ob sich die höheren Investitionen für größere Transformatoren lohnen, da neben den Raumanforderungen auch die Wahl geeigneter Schalt- und Schutzmittel berücksichtigt werden müssen.

Beim Vergleich der Wirkungsgradkurven in Abb. 4/1 liegt der mittlere Belastungswert der betrachteten Belastungskurve im jeweiligen Leistungsbereich $S(\eta_{\max}) \pm 20\%$ des 1.000-kVA- und des 1.200-kVA-Transformators. Bei einer Kostenbetrachtung über die Transformatorlebensdauer (nach IEC 60364-8-1, VDE 0100-801 sollen mindestens 25 Jahre angesetzt werden) müssen Investitionen und Betrieb berücksichtigt werden (siehe [4.1]).

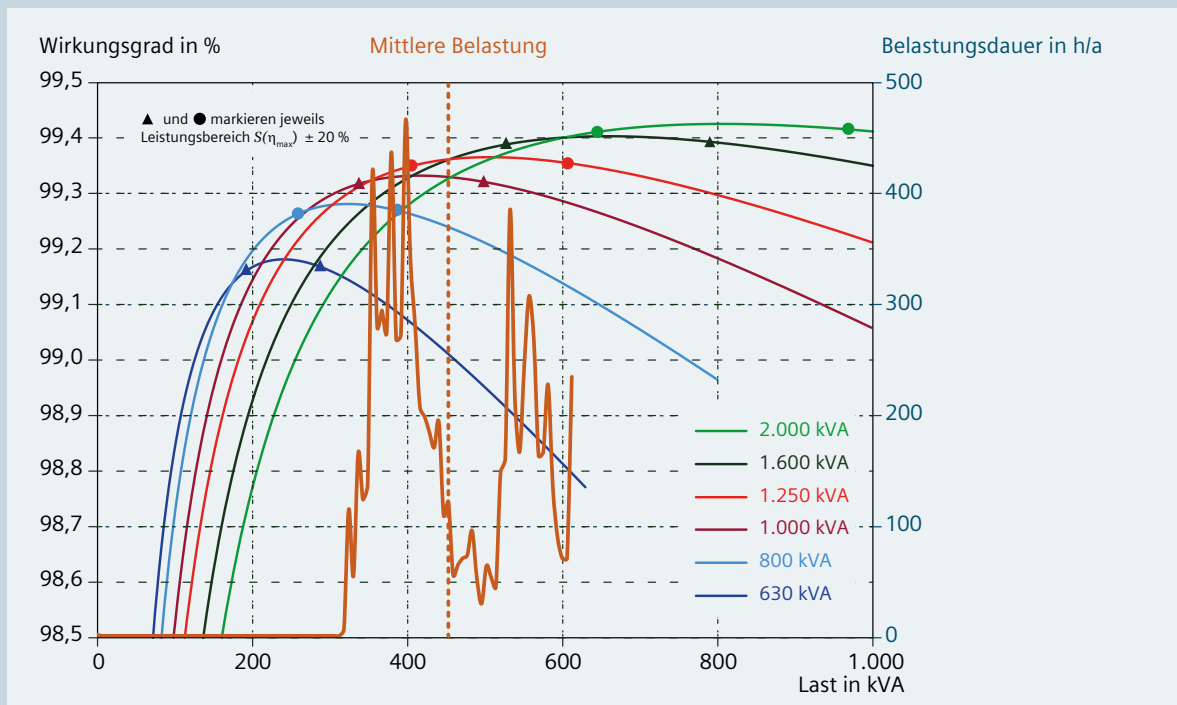


Abb. 4/1: Vergleich von Wirkungsgradkurven für GEAFOL-Transformatoren und dem Belastungsprofil eines Gewerbebetriebs mit 610 kVA
Maximalleistungsbedarf

4.2 Betriebsverhalten von Generatoren

Neben der Wirkleistungsabgabe spielt für Generatoren die Fähigkeit, Blindleistung abzugeben, eine wichtige Rolle. Gerade kapazitive Verbraucher können Probleme bereiten, da viele Generatoren bei kapazitiver Belastung sehr schnell an ihre Leistungsgrenzen kommen. Typischerweise wird der zulässige Generatorleistungsbereich im sogenannten P/Q-Diagramm dargestellt (Abb. 4/2). Dabei wird die maximal zulässige Belastung als Kurve im Rechteckkoordinatensystem mit Wirkleistung P als y-Achse und Blindleistung Q als x-Achse aufgetragen. Der Wirkfaktor $\cos \varphi$ kennzeichnet den Winkel zu den jeweiligen Betriebspunkten.

Während des Anlagenbetriebs ist es sinnvoll, den Wirkfaktor zu messen und ihn mit den Leistungsdaten des eingesetzten Generators zu vergleichen. Zum einen kann die Signalisierung problematischer Betriebszustände im

Lastmanagement integriert werden, und zum anderen kann eine zeitliche Aufzeichnung des Wirkfaktors (Abb. 4/3) zeigen, ob und welche Art der Blindleistungskompensation sich anbieten könnte. Dabei ist zu unterscheiden, ob der Phasenwinkel φ zwischen Spannung und Strom größer (induktive Last) oder kleiner (kapazitive Last) Null ist.

In Abb. 4/3 werden die Probleme einer Darstellung des $\cos \varphi$ bei Netzurückspeisung durch eine Photovoltaikanlage deutlich. Solange keine Rückspeisung erfolgt, ist der $\cos \varphi$ induktiv. Sobald aber knapp mehr PV-Leistung als zum Eigenverbrauch nötig zur Verfügung steht und nur zeitweise in das Versorgungsnetz zurückgespeist wird, kann der $\cos \varphi$ bei ständig wechselnder Stromflussrichtung zwischen positiven und negativen Werten schwingen.

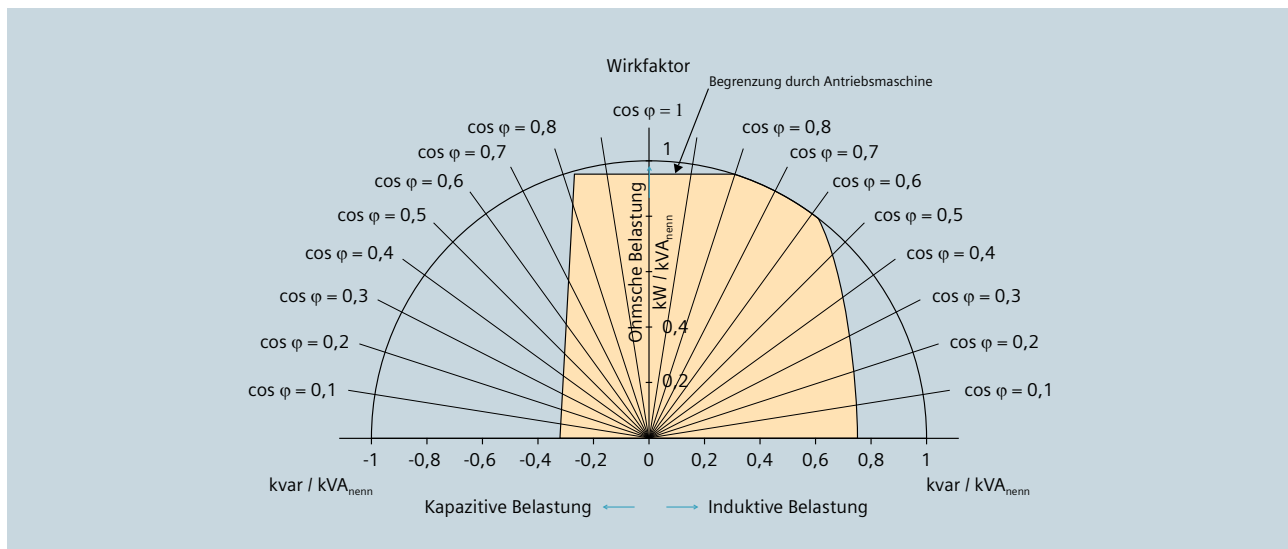


Abb. 4/2: P/Q-Diagramm für einen Generator

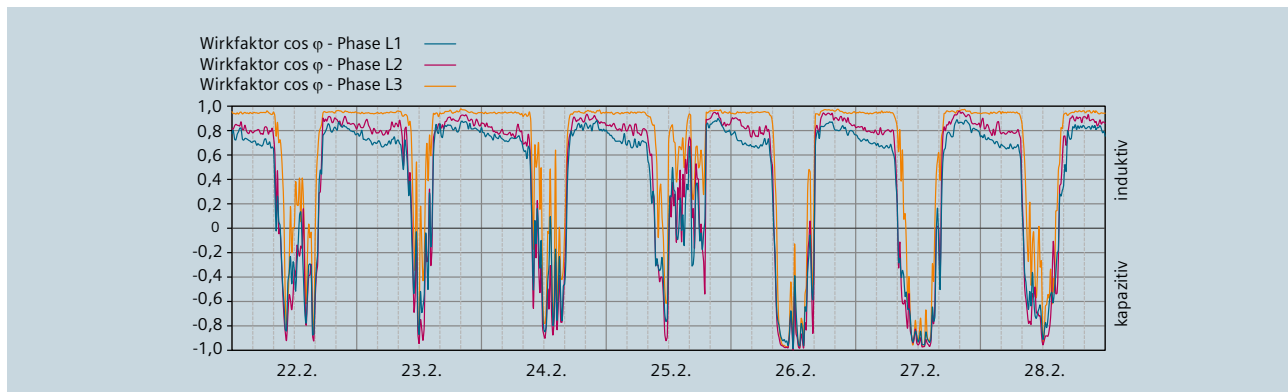


Abb. 4/3: „Schwingen“ des Wirkfaktors beim Wechsel der Stromrichtung durch Rückspeisung

4.3 Kontrolle und Regelung von Motoren und Aggregaten

Strom- bzw. Leistungsmessungen in der elektrischen Energieverteilung bieten eine kostengünstige Art der Auslastungskontrolle. Allerdings muss dazu das Auslastungsprofil für den ausführenden Motor bzw. für das Aggregat bekannt sein. Dazu kann einmalig der Strom für bestimmte Arbeitspunkte des Motors bzw. des Aggregats gemessen und in ein Auslastungsprofil übertragen (Abb. 4/4) werden.

Selbst ohne Last benötigt der Motor bzw. das Aggregat einen gewissen Leerlaufstrom. Bei elektronischen Geräten wird dieser häufig als Stand-by-Strom bezeichnet. Letztlich ergibt sich aus Verlusten, Leerlauf- und Stand-by-Strömen die Grundlast für die elektrische Energieverteilung.

Wird das Auslastungsprofil mit der Ganglinie für Strom oder Leistung verknüpft, kann auf die Auslastung des Motors bzw. des Aggregats geschlossen werden (Abb. 4/5).

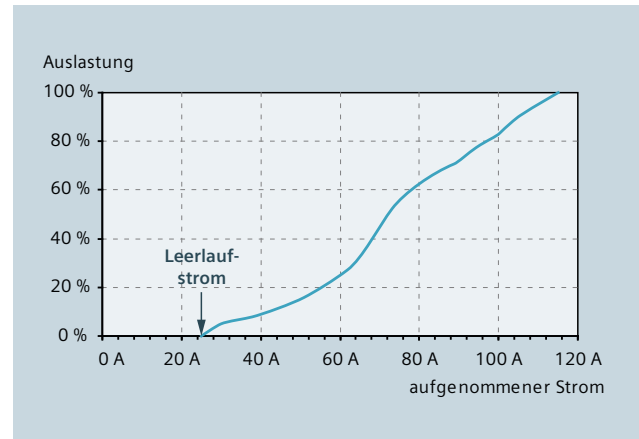


Abb. 4/4: Beispiel für ein Auslastungsprofil

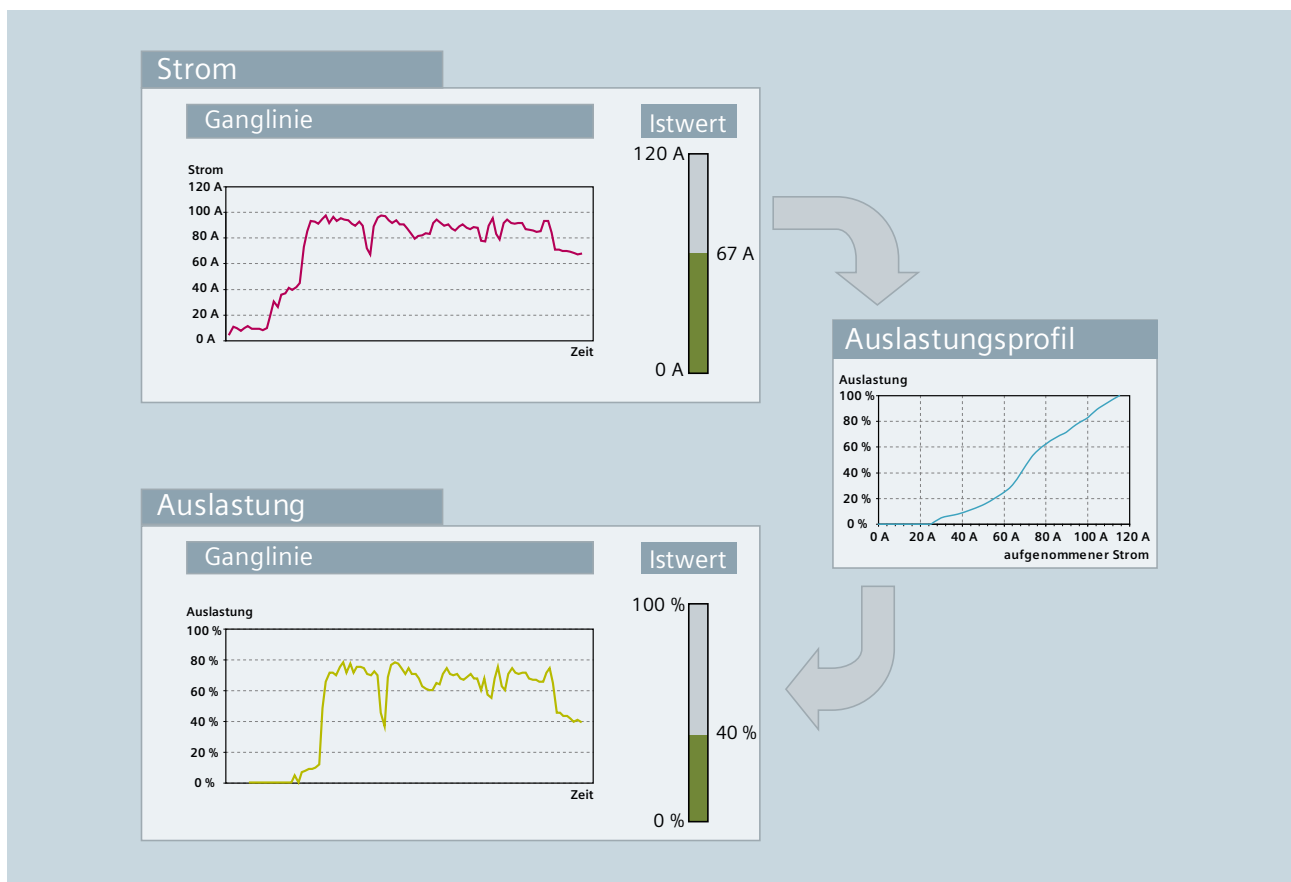


Abb. 4/5: Überleitung einer Stromganglinie zu einer Kennlinie für die Auslastung

4.4 Eigenerzeugung der elektrischen Energie

Bei der Eigenerzeugung spielen Betriebsführung und Verfügbarkeit der Energiequelle eine wichtige Rolle. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind zumeist wärmegeführt, und für regenerative Energieträger muss die praktisch nicht beeinflussbare Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen beachtet werden. Im Folgenden wird nur die Eigennutzung vorausgesetzt. Eine Rückspeisung in das Verteilnetz des Verteilnetzbetreibers findet nicht statt.

4.4.1 Regenerative Energieträger

Da keine Rückspeisung erfolgen soll, ist der Vergleich zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch wichtig. Insbesondere an Wochenenden oder Feiertagen mit geringer Auslastung kann es zu Problemen kommen. Auf der sicheren Seite ist der Nutzer, wenn durch die maximal lieferbare Leistung der regenerativen Energieträger gerade die Grundlast bedient werden kann (Abb. 4/6). Für das Beispiel aus Abb. 4/6 sollte der Leistungsbedarf auch während der Mittagszeit am Wochenende nicht unter 400 kW betragen.

Interessant wird eine höhere maximale Leistung, wenn durch ein Lastmanagement Verbraucher zugeschaltet oder hochgeregelt werden können, falls kurzzeitige Leistungsspitzen in das Nutzernetz abgegeben werden sollen. Dies wird planbar, wenn die inzwischen sehr guten lokalen Wetterprognosen (Windgeschwindigkeiten für Windkraftanlagen und Sonnenscheinintensität für Photovoltaikanlagen) beim Lastmanagement berücksichtigt werden können.

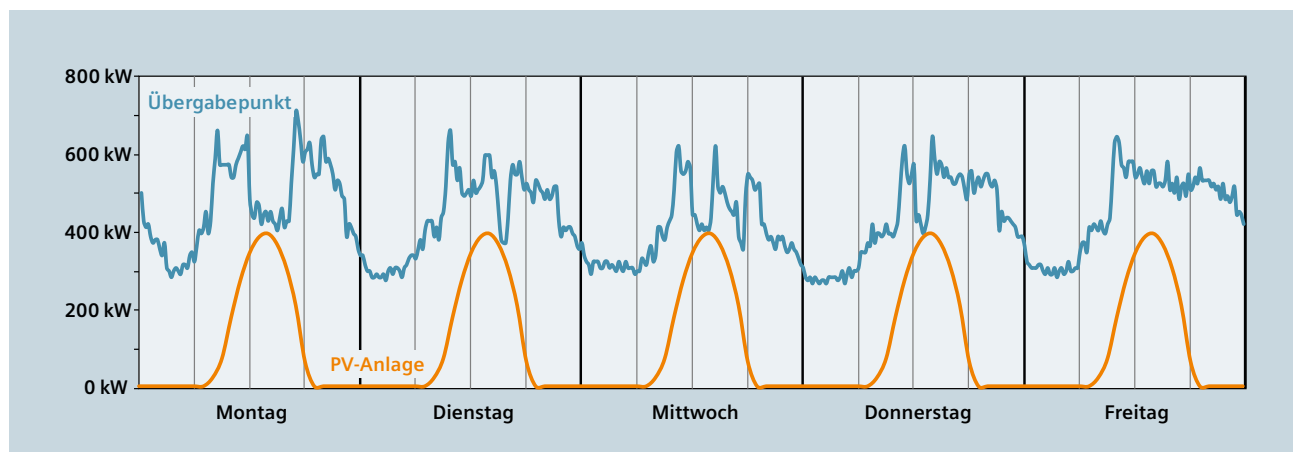


Abb. 4/6: Vergleich eines Lastprofils mit dem theoretischen Leistungsvermögen einer Photovoltaikanlage (Zellenfläche, Leistungsfähigkeit der Zellen, Aufstellung und Standortrandbedingungen spielen dafür eine Rolle)

4.4.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Für die Auslegung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage) muss das Lastprofil des Wärmebedarfs ausgewertet werden, da KWK-Anlagen in der Regel wärmegeführt sind. Das heißt, die Anlage geht dann in Betrieb, wenn ein hinreichend großer Wärmebedarf zum Beispiel für Heizung und/oder Warmwassererzeugung gegeben ist. Dann kann der Strom, quasi als Abfallprodukt, genutzt werden. Da sich aus dem Wärmelastprofil eines Gebäudes oder einer Anlage kaum Aussagen über die Relation zwischen der Größe der KWK-Anlage und deren Rentabilität machen lassen, wird üblicherweise das Lastprofil in eine Häufigkeitsverteilung für den Wärmebedarf umgewandelt (Abb. 4/7).

Abhängig von den betriebswirtschaftlichen Randbedingungen für eine KWK-Anlage muss die Betriebsdauer ausreichend lang sein, um rentabel zu sein, zum Beispiel 5.000 Stunden im Jahr. Aus der Häufigkeitsverteilung in Abb. 4/7 lässt sich für eine Betriebsdauer von 5.000 Stunden ein Wärmebedarf von 19 kW ablesen. Für KWK-Anlagen wird für das Verhältnis von Wärme zu Strom häufig von einer Aufteilung von etwa 60 zu 40 ausgegangen. Das bedeutet, dass eine KWK-Anlage, die 19 kW Wärme liefern soll, dann etwa 12,7 kW elektrischer Leistung bereitstellen kann. Insgesamt dürfte dies angesichts eines

maximalen Wärmebedarfs von über 200 kW sowohl ein kleiner Beitrag zur Wärmeerzeugung als auch ein eher geringer Beitrag zur Stromversorgung sein. Es wird im Betrieb kaum die Grundlast (Strom) erreicht und für eine Spitzenlastabsenkung kann die KWK-Anlage aufgrund der Wärmeführung auch nicht genutzt werden.

Selbst wenn die Wirtschaftlichkeit bereits bei einer Wärmeerzeugung für nur 1.300 Stunden im Jahr gegeben wäre, würde sich die Leistung der KWK-Anlage auf 27 kW thermisch und dementsprechend 17 kW elektrisch beschränken. Dies wäre immer noch eine sehr kleine Anlage. Und ein Energievergleich für die elektrische Energie ergibt

$$12,7 \text{ kW} \cdot 5.000 \text{ h} = 63.500 \text{ kWh}$$

gegenüber

$$17 \text{ kW} \cdot 1.300 \text{ h} = 22.100 \text{ kWh}$$

was aus Sicht des elektrischen Energieverbrauchs die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage für 1.300 Betriebsstunden unrealistisch erscheinen lässt.

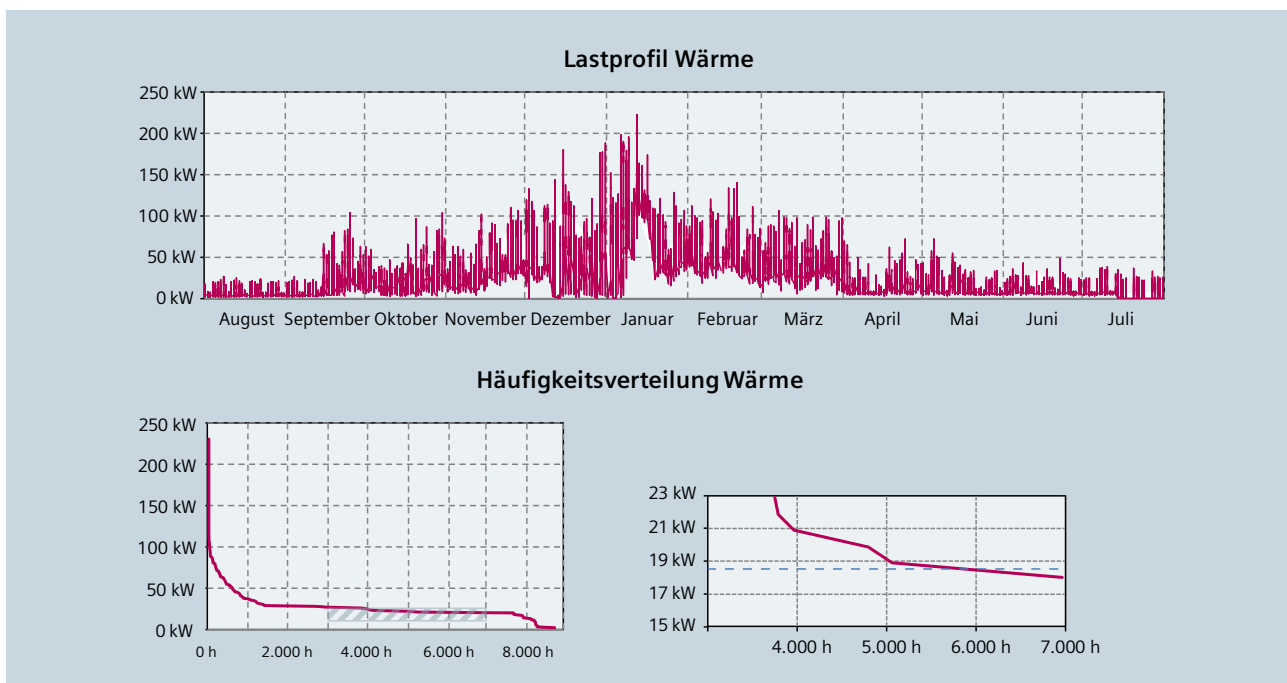


Abb. 4/7: Lastprofil und Häufigkeitsverteilung für den Wärmebedarf; unten rechts wird der schraffiert markierte Bereich der Häufigkeitsverteilung (unten links) vergrößert dargestellt



Kapitel 5

Checklisten

5.1	Checklisten für Messgrößen	38
5.2	Checkliste „Grafiken“ und Checkliste „Tabellen“	40

5 Checklisten

Zur Durchsprache von Projekten und zur Abklärung des Anlagenumfangs eignen sich Checklisten für die Festlegung von

- Art und Anzahl von Messgrößen
- Darstellungsformen der gewünschten Grafiken
- Ausprägungen von Kennwerttabellen.

In den Checklisten werden Messgrößen, Grafiken und Tabellen nach den zuvor beschriebenen einzelnen Ebenen der elektrischen Energieverteilung unterteilt:

- Einspeisung
- Transformator (Kontrollmessung)
- Generator, Energieerzeugung
- Verteilerebene
- Verbraucherebene
- Vermietung (Kundeninformation).

Bei kleineren Kundennetzen (bis etwa 300 kW Leistung) erfolgt eine Einspeisung aus dem öffentlichen Niederspannungsnetz, sodass zwar keine Transformatoren nötig sind, aber durchaus eine Kontrollmessung Sinn machen kann. Ebenso ist eine Eigenenergieerzeugung mit einem Generator nicht immer nötig.

5.1 Checklisten für Messgrößen

Zur Charakterisierung von gewünschten Messgrößen kann bereits bei der Planung eine einfache Checkliste aufgestellt werden. Die Checkliste kann zum Beispiel durch die Verteilungsstrukturebene (Einspeisung, Transformator, Generator, Hauptverteilung, ...) im Tabellenkopf gekennzeichnet werden. In den Spalten der Checkliste (Beispiele sind in Tab. 5/1 aufgelistet) sind vier Spalten und optional eine Kommentarspalte auszufüllen:

- Anzahl der Messungen
- Bedeutung der Messgröße (hier mit physikalischem Formelzeichen)
- Variante(n) der Messgröße (Erläuterungen siehe Tab. 5/2)
- Ausprägung, z. B. zur Kennzeichnung der Energieflussrichtung und erforderlicher Zertifizierung.

Tab. 5/2 ist eine Ausfüllhilfe für die Checkliste „Messgrößen“. Mit den Nummern für die Varianten und den Kleinbuchstaben für die Ausprägungen werden die Listen relativ übersichtlich, da die Angaben zu jeder Messgröße in eine Zeile passen. Die Messgrößen sind ¼-Stunden-Mittelwerte.

Die Energiewerte werden mit dem Faktor $4 \cdot h^{-1}$ multipliziert angegeben.

Ebene (z. B. Einspeisung, Transformator, ...)				
Anzahl Messungen	Messgröße	Variante	Ausprägung	Kommentar
1	W	①	a)	
...	...	...	...	...

Tab. 5/1: Vorlage für Checkliste „Messgrößen“

Mess-/Kenngröße		Variante		Ausprägung ¹⁾	
U	Spannung in V	①	Einphasige Messgröße	a)	Bezug/Import
I	Strom in A	②	Messgrößen für jede Phase L1, L2, L3	b)	Rückspeisung/Export
W	Wirkenergie in kWh	③	Messgröße als Summenwert über alle 3 Phasen	c)	MID-zertifiziert ²⁾
W_Q	Blindenergie in kvarh	④	Messgrößen als Werte zwischen den Phasen L1-L2, L2-L3, L3-L1		
P	Wirkleistung in kW	⑤	Messgrößen als Werte zwischen Phase und Neutraleiter L1-N, L2-N, L3-N		
Q	Blindleistung in kvar	⑥	Messgröße für Neutraleiter N		
S	Scheinleistung in kVA				
$\cos \varphi$	Wirkfaktor				
λ	Leistungsfaktor				
THD _U	Oberschwingungsanteil Spannung in %				
THD _I	Oberschwingungsanteil Strom in %				

¹⁾ nur für Arbeit / Energie relevant

²⁾ zertifiziert nach Messgeräte-Richtlinie (en: measuring instruments directive) 2004/22/EG

Tab. 5/2: Ausfüllhilfe für Checkliste „Messgrößen“

In der Beispieltabelle Tab. 5/3 werden der Übergabezähler und die Messungen nach dem Transformator betrachtet. Da keine Rückspeisung erfolgt, wird nur der Bezug vom Messstellenbetreiber festgehalten und an den Kunden übermittelt. An der Kundenmessstelle nach dem Transformator werden Ströme und Scheinleistungen phasenweise erfasst sowie die Spannungen zwischen den einzelnen Phasen. Für den Wirkfaktor und die prozentualen Oberschwingungsanteile der Spannung interessieren die Summenwerte über die einzelnen Phasen.

Einspeisung				
Anzahl Messungen	Messgröße	Variante	Ausprägung ¹⁾	Kommentar
1	W	③	a), b)	wird vom Messstellenbetreiber gestellt, nur Datenkopplung
Transformator				
Anzahl Messungen	Messgröße	Variante	Ausprägung ¹⁾	Kommentar
1	U	⑤		
	I	②		
	S	②		
	$\cos \varphi$	③		
	THD_U	③		
¹⁾ nur für Arbeit / Energie relevant				

Tab. 5/3: Beispiel für Checkliste „Messgeräte“

5.2 Checkliste „Grafiken“ und Checkliste „Tabellen“

Zur Auswahl der Grafiken, die für eine Veranschaulichung ausgewählt werden, genügt eine Matrix (Tab. 5/4), bei der zum Beispiel Punkte kennzeichnen, welche grafischen Darstellungsformen für die einzelnen Ebenen der

elektrischen Energieverteilung genutzt werden. Für tabellarische Auswertungen können Tabellen und zugehörige grafische Umsetzungen (Balken-, Torten- oder Punktdiagramme) verwendet werden (Tab. 5/5).

	Einspeisung	Transformator	Generator	Verteilung	Verbraucher	Vermietung
Lastprofil						
- Jahr						
- Monat						
- Woche						
- Tag						
Häufigkeitsverteilung						
- Jahr						
- Monat						
Belastungsprofil						
- Jahr						
- Monat						
Maximaauswertung						
- Jahr / Höchstwertabfolge						
- Jahr / Tagesverteilung						
- Monat / Höchstwertabfolge						
- Monat / Tagesverteilung						

Tab. 5/4: Checkliste für grafische Auswertungen zum Controlling

		Einspeisung	Transformator	Generator	Verteilung	Verbraucher	Vermietung
Kennwerte tabellarisch							
Leistung	Maximalwerte						
	Minimalwerte (arithmetisch)						
	Minimalwerte						
Arbeit / Energie	absolut						
	kumuliert						
Spitzenlastanteil							
Volllaststunden							
...							
Tabellenwerte grafisch (Balken-, Kreisdiagramme, ...)							
Energieverbrauch und Leistungsspitzen							
Leistung pro Monat	Maximalwerte						
	Minimalwerte (arithmetisch)						
	Minimalwerte						
Energieverbrauch	absolut						
	kumuliert						
...							

Tab. 5/5: Checkliste für tabellarische Auswertungen und daraus abgeleitete Grafiken zum Controlling

Kapitel 6

Hard- und Software für die
Messwerterfassung und
-auswertung



HAUPTSCHALTER



6 Hard- und Software für die Messwerterfassung und -auswertung

Siemens bietet ein breites Spektrum an Geräten und Hilfsmitteln zur Erfassung und Auswertung von Messwerten in der elektrischen Energieverteilung. Durch kommunikationsfähige Schaltgeräte, Zähler, Multifunktionsmessgeräte und Netzanalysatoren lassen sich die unterschiedlichsten Anforderungen des Nutzers realisieren, ebenso wie die Übergabe zu Datenverarbeitungssystemen (Abb. 6/1).

Energiemonitoringsysteme für die Prozess- und Fertigungsindustrie lassen sich mit SIMATIC-basierten Lösungen (Abb. 6/2) aufbauen. Motorsteuerungen, Frequenzumrichter, Signalgeber und Messgeräte lassen sich ebenso integrieren wie kommunikationsfähige Schaltgeräte.

Tab. 6/1 auf der übernächsten Seite gibt einen knappen Überblick über Zähler und Messgeräte, die zum Energiemonitoring verwendet werden können.

Wie aus Abb. 6/1 und Abb. 6/2 ersichtlich wird, lassen sich kommunikationsfähige Schalter und Motorsteuerungen für die Informations- und Datenübertragung für die Energie-transparenz nutzen. Die elektronischen Auslöseeinheiten der offenen Leistungsschalter 3WL (ETU45B und ETU76B) und der Kompaktleistungsschalter 3VA2 können - zum Teil über optionale Schnittstellenmodule - an eine Datenübermittlung per Modbus, Ethernet, PROFINET oder PROFIBUS angebunden werden. Die Messfunktionalitäten des 3VA2 mit integrierten Rogowski-Spulen entsprechen beim Einsatz einer ETU der 8-er Reihe sogar denen eines Messgeräts 7KM PAC3200, wobei beim 3VA2 zusätzlich die Wirkenergie phasenweise gemessen wird (siehe Tab 6/2 drei Seiten weiter).

Für die industrielle Kommunikation werden die Daten an SIMATIC S7 Steuerung übertragen. Tab. 6/2 gibt eine Übersicht der Mess- und Kenngrößen, die von den verschiedenen Geräten erfasst werden. Darüber hinaus können bei den Schaltern und Industriegeräten etliche Zustandsinformationen erfasst und die Bedienung gesteuert werden.

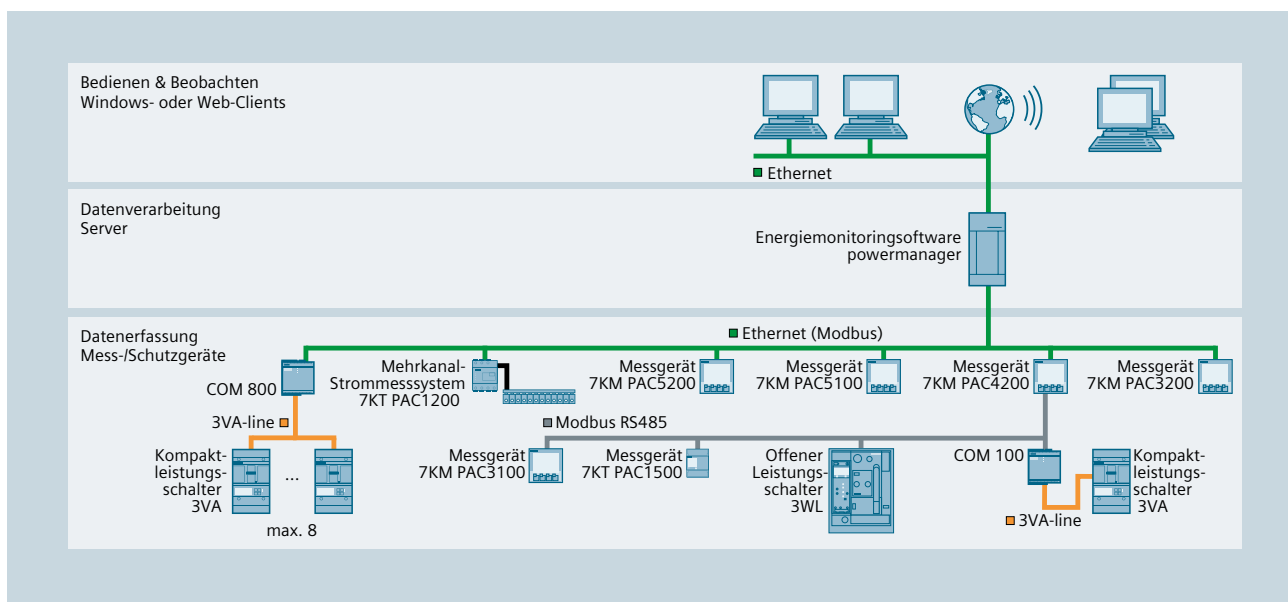


Abb. 6/1: Systemaufbau für ein Energiemonitoring in der elektrischen Energieverteilung

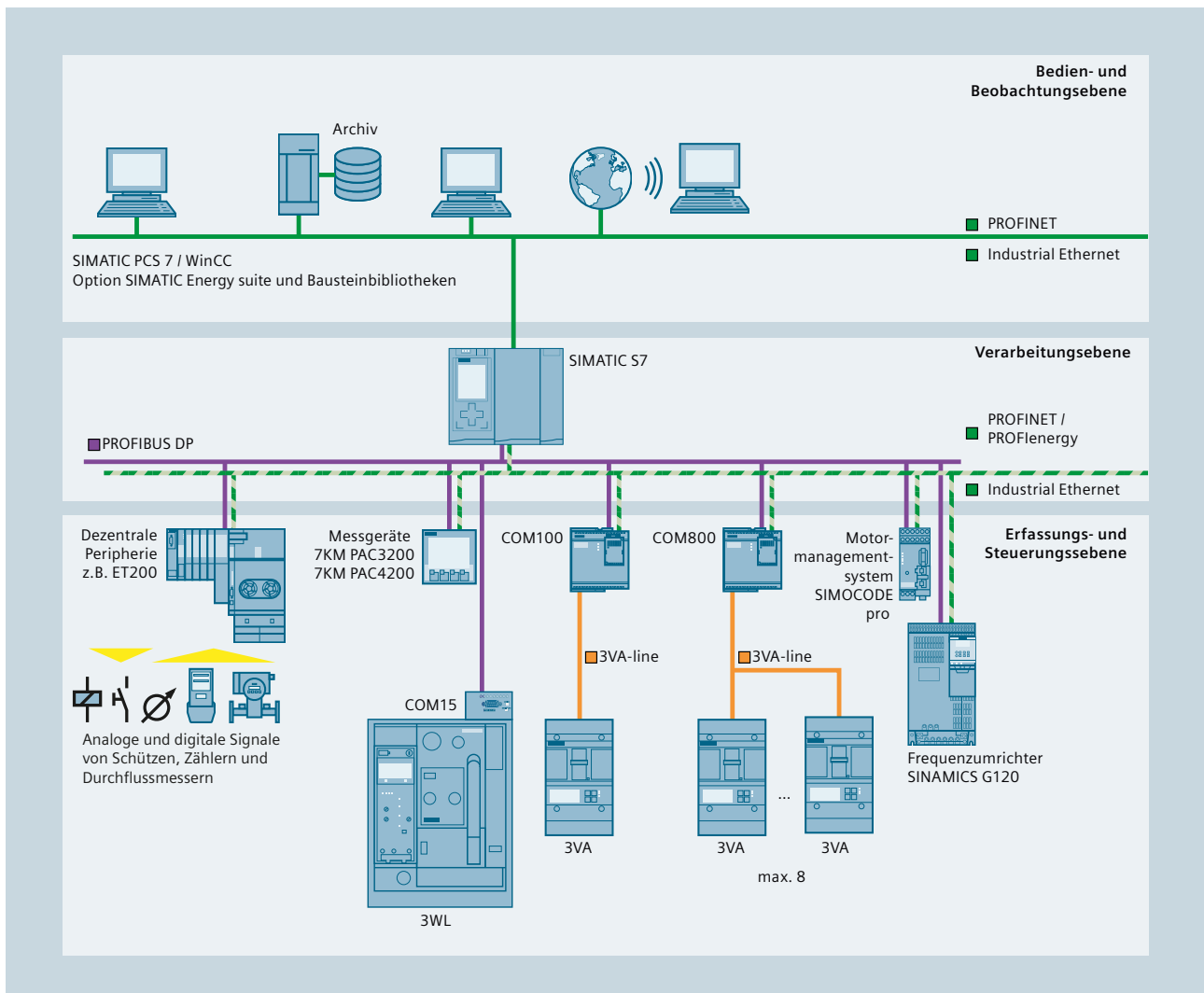


Abb. 6/2: Systemaufbau für das Energiemonitoring in der Prozess- und Fertigungsindustrie

Geräte	Anwendung	Standards	Einsatz		
			Zweckbau	Wohnbau	Industrie
Messgeräte 7KT PAC					
	Mehrkanal-Strommesssystem 7KT PAC1200 - Reiheneinbaugerät für Wechselstrom - Datenmanager für Hutschienenmontage - Sensoren nachträglich installierbar	Messung von gelieferter und verbrauchter Energie und Leistung, Verbrauchswerten in verzweigten Netzen von Industrieanlagen, Bürogebäuden, Infrastruktureinrichtungen oder Ferienwohnanlagen und lokale Anzeige über Webserver und App möglich. Modularer Aufbau mit Sensoren und Datenmanager zur Anzeige des Energieverbrauchs von bis zu 96 Abgängen. Der interne Speicher von 1 GByte macht Langzeitdatenerfassung über ein Jahr möglich.	EN 50470-1, EN 50470-3 IEC 62052-23, IEC 62053-31	✓	✓
	Messgerät 7KT PAC1500 1-/3-phasig	Zur Messung von Verbrauchswerten in ein- oder dreiphasigen Netzen, z. B. in Industrieanlagen, Büros und Wohnungen in Mehrfamilienhäusern; auch entsprechend der Messgeräte-Richtlinie 2004/22/EG (MID-zertifiziert; en: MID = Measuring Instruments Directive) möglich.	EN 50740-1, EN 50470-3 IEC 62053-31 (IEC 62052-23 für 3-phasig)	✓	✓
Messgeräte 7KM PAC					
	Messgerät 7KM PAC3100 AC/DC Weitspannungsnetzteil, Schraubanschluss	Schalttafeleinbaugerät mit Grafikdisplay, integrierten Digitalein- und -ausgängen sowie einer RS485-Schnittstelle zur Übertragung von Messwerten und zur Konfiguration. Anzeige von über 30 elektrischen Messwerten und Verbrauchszählung in Schaltanlagen, Einspeisungen oder Abgängen. Internationale Standards und mehrsprachige Anzeigen für weltweiten Einsatz.	Messgenauigkeit für Energie nach IEC 61557-12	✓	✓
	Messgerät 7KM PAC3200 / PAC4200 je 3 Varianten: - AC/DC Weitspannungsnetzteil, Schraubanschluss - DC Kleinspannungsnetzteil, Schraubanschluss - AC/DC Weitspannungsnetzteil, Ringkabelschuhanschluss	Schalttafeleinbaugeräte mit Grafikdisplay, benutzerdefinierbaren Anzeigen, Speicher, Uhrzeit- und Kalenderfunktion, Digitalein- und -ausgängen (PAC3200: 1DI/1DO; PAC4200: 2DI/2DO) sowie integrierte Ethernet-Schnittstelle (PAC4200: mit Gatewayfunktion zur Messwertübertragung u. Konfiguration). Erfassung von über 50 (PAC3200) bzw. über 200 (PAC4200) elektrischen Messwerten in Schaltanlagen, Einspeisungen oder Abgängen. Umfangreiche Funktionen zur präzisen Energieerfassung für Bezug und Rückspeisung sowie für PAC4200 zur Beurteilung der Netzqualität. Folgende Erweiterungsmodule sind verfügbar: 7KM PAC Switched Ethernet PROFINET 7KM PAC RS485 7KM PAC PROFIBUS DP 7KM PAC 4DI/2DO (nur PAC4200)	Messgenauigkeit für Energie nach IEC 62053-22/23 und IEC 61557-12	✓	✓
	Messgerät 7KM PAC5100 / PAC5200 je 2 Varianten: - Schalttafeleinbaugeräte mit Grafik-Display - Hutschienengeräte ohne Display	Schalttafeleinbaugerät mit Grafikdisplay und benutzerdefinierbaren Anzeigen oder Gerät für Hutschienenmontage gemäß IEC 60715, Web-Server für Parametrierung, Visualisierung und Datenverwaltung, 2 Binärausgänge, galvanisch getrennte Spannungseingänge, Synchronisierung über interne RTC Uhr oder extern über NTP, 4 frei parametrierbare LEDs für Gerätestatus oder Grenzwertverletzungen sowie integrierter RJ45-Ethernet-Schnittstelle. Erfassung von über 250 elektrischen Messwerten in Schaltanlagen, Einspeisungen oder Abgängen. Umfangreiche Funktionen zur präzisen Energieerfassung für Bezug und Rückspeisung sowie zur Beurteilung der Netzqualität. Nur PAC5200: Flicker nach IEC 61000-4-15, 2-GB-Speicher, integrierter Störschreiber, Report nach EN 50160, Effektivwertschreiber.	Messgenauigkeit für Energie nach IEC 62053-22/23 und IEC 61557-12	✓	✓
SIMATIC ET 200SP AI Energy Meter					
	Energiezählmodul AI Energy Meter ST Steckbares Modul für dezentrales Peripheriesystem SIMATIC ET 200SP - für 1- und 3-phasige Netze bis 400 V AC - Genauigkeit von +/- 0,5 %	Bei Industrieanwendungen ist das Automatisierungssystem SIMATIC weit verbreitet. Auf Basis des skalierbaren Peripheriesystems SIMATIC ET 200SP zur Anbindung von Prozesssignalen an eine Zentralsteuerung können Energiemessmodule gesteckt werden, die die Funktionalität eines Multifunktionsmessgeräts besitzen. Bis zu 42 Energiemessmodule AI Energy Meter ST können pro ET 200SP Station gesteckt werden. Das Messmodul erfasst und berechnet über 200 Werte, wie Spannungen, Ströme, Phasenwinkel, Leistungen, Energie und Frequenz. Die Werte werden typischerweise alle 50 ms aktualisiert und zyklisch oder azyklisch der überlagerten Steuerung bereitgestellt. Sie können auch mittels Webserver überwacht und sogar als CSV-Datei für eine PC-Tabellenkalkulationssoftware exportiert werden. Weitere Energiewerte von Messgeräten mit Impulsgebern oder mit Analogschnittstellen können über entsprechende Schnittstellen an das modulare, mit bis zu 64 Modulen bestückbare System übermittelt werden.	Messkategorie CAT II; CAT III bei garantiertem Schutzpegel von 1,5 kV für Spannung nach IEC 61010-2-030 Messgenauigkeit für Energie nach IEC 62053-22/23	✓	✓

Tab. 6/1: Hardware zum Energiemonitoring

Mess- / Schaltgerät, Messmodul	SENTRON 7KT PAC1200	SENTRON 7KT PAC1500 ¹⁾	SENTRON 7KM PAC1100	SENTRON 7KM PAC3200	SENTRON 7KM PAC4200	SENTRON 7KM PAC5100	SENTRON 7KM PAC5200	SENTRON 3VA	SENTRON 3WL	SIMATIC ET 200SP AI Energy Meter ST
Energie										
Wirkenergie - Bezug Summe $W_{\Sigma\text{-Bezug}}$	●	●	●	●	●	●	●	●		●
Wirkenergie - Rückspeisung Summe $W_{\Sigma\text{-Rück}}$	●	●	●	●	●	●	●	●		●
Blindenergie - Bezug Summe $Q_{\Sigma\text{-Bezug}}$	●	●	●	●	●	●	●	●		●
Blindenergie - Rückspeisung Summe $Q_{\Sigma\text{-Rück}}$	●	●		●	●	●	●	●		●
Wirkenergie Phase W_{L1}, W_{L2}, W_{L3}	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Leistung										
Wirkleistung Phase P_{L1}, P_{L2}, P_{L3}	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Wirkleistung Summe P_{Σ}	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Scheinleistung Phase S_{L1}, S_{L2}, S_{L3}	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Strom										
Strom Phase I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Strom Neutralleiter I_N				●	●	●	●	●	●	●
Spannung										
Spannung Phase-Phase $U_{L1-L2}, U_{L2-L3}, U_{L3-L1}$		●	●	●	●	●	●	●	●	●
Spannung Phase-Neutralleiter $U_{L1-N}, U_{L2-N}, U_{L3-N}$	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Wirk- und Leistungsfaktor, Oberschwingungen										
Wirkfaktor Phase $\cos \varphi_{L1}, \varphi_{L2}, \varphi_{L3}$					●	●	●			
Wirkfaktor Summe $\cos \varphi_{\Sigma}$						●	●			
Leistungsfaktor Phase $\lambda_{L1}, \lambda_{L2}, \lambda_{L3}$	●	●		●	●	●	●	●	●	●
Leistungsfaktor Summe λ_{Σ}	●	●	●	●	●	●	●	●		●
Oberschwingungsanteil Spannung/Strom THD_U/THD_I				● ²⁾	●	●	●		● ³⁾	
Flicker entsprechend IEC 61000-4-15							●			

¹⁾ Am Display nur Energie- und Leistungswerte. Weitere Messgrößen werden über optionale Erweiterungsmodule 7KT Modbus / 7KT M-Bus übertragen

²⁾ THD-Indikation

³⁾ Mit Messfunktion Plus und Breaker Status Sensor

Tab. 6/2: Übersicht zu den Mess- und Kenngrößen von Mess- und Schaltgeräten

Um die Messdaten für nutzungsspezifische Prozesse aufzubereiten, werden verschiedene applikations- und aufgabenspezifische Software-Tools angeboten. Die Aufgabenmatrix in Abb. 6/3 soll eine erste Einschätzung ermöglichen, ohne auf Details einzugehen (siehe Kap. 3). Die zunehmend komplexeren Anforderungen für die Aufgaben in der Automatisierungspyramide liefern die Stufen für die Unterscheidung der Software-Tools. Zusätzlich werden die Tools nach den Einsatzbereichen Industrieausrüstung, Gebäudetechnologie und Infrastrukturtechnik aufgeteilt.

Die Einordnung der Tools kann nur eine schematische Orientierungshilfe sein. Darüber hinaus bietet Siemens mit „Energy Analytics“ ein Serviceprogramm mit bedarfspezifisch wählbaren Leistungen rund ums Energiemanagement an, wobei die Energietransparenz mit der weltweiten Expertise aus den verschiedenen Industriebranchen kombiniert wird. Durch die fortlaufende Anpassung an dynamische Verhältnisse lassen sich kontinuierliche Verbesserungen entsprechend einem Energiemanagement nach ISO 50001 bewerkstelligen und belegen.

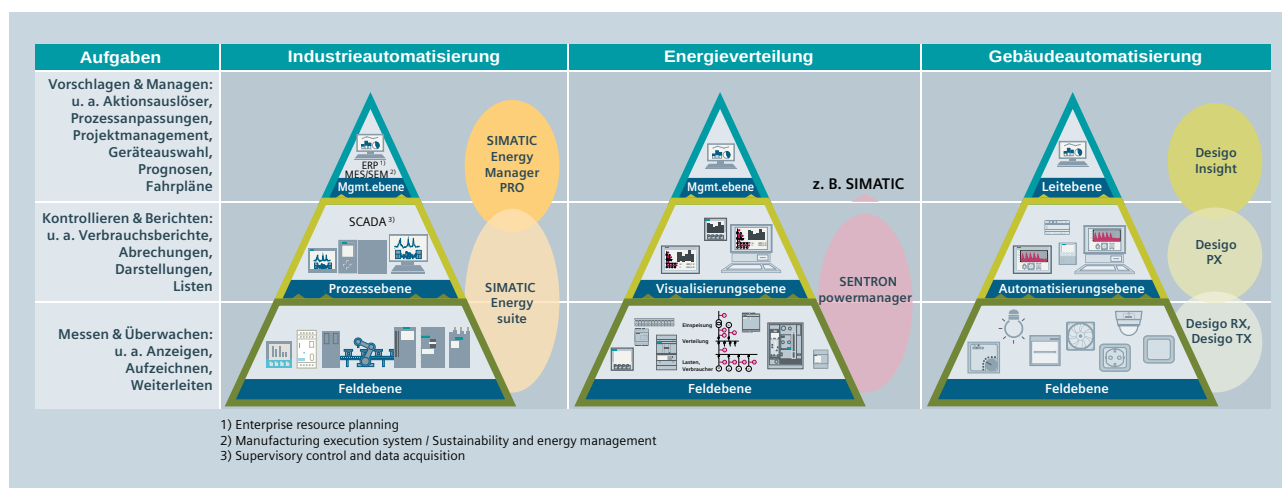
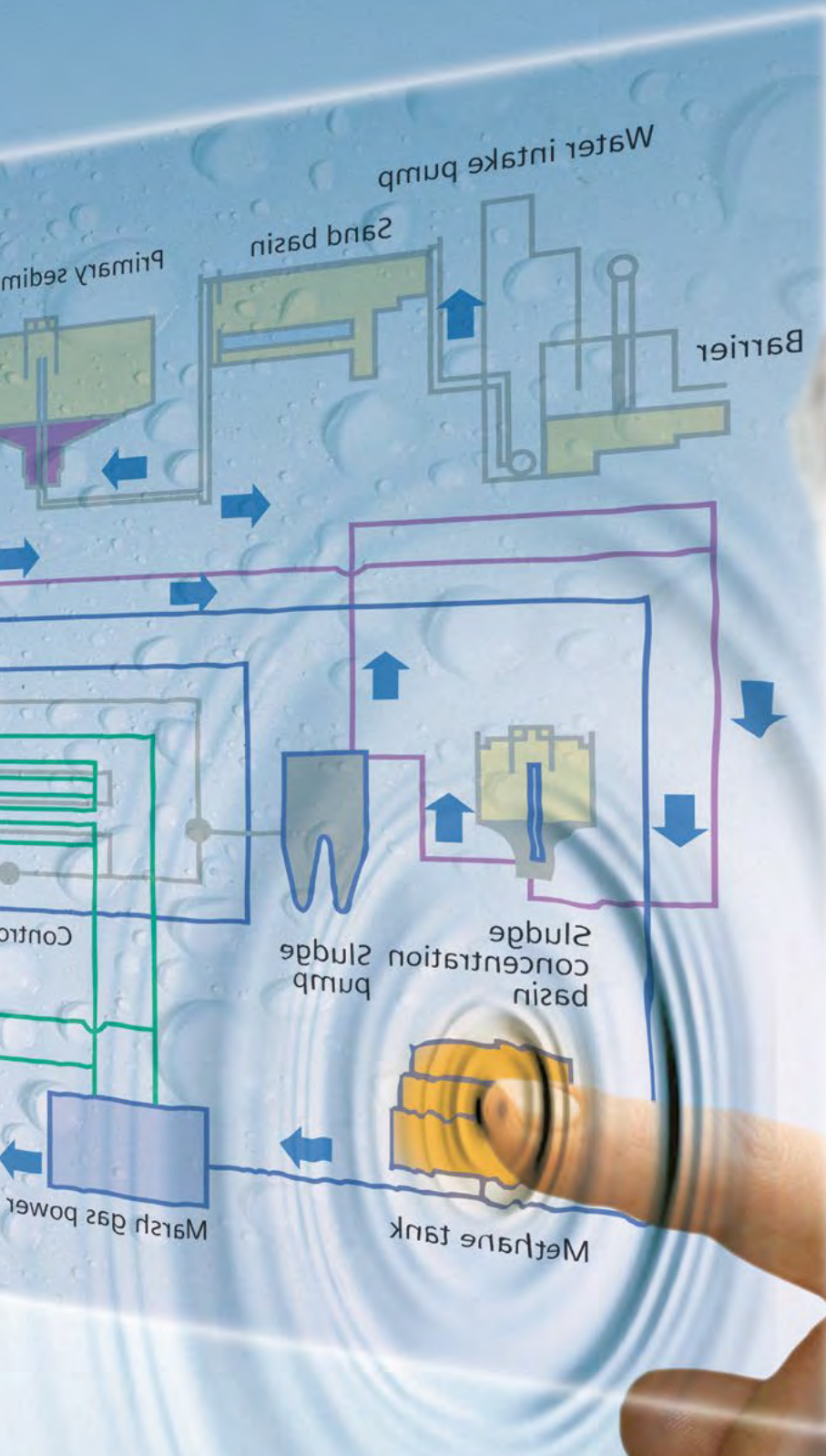


Abb. 6/3: Positionierung der Software-Tools von Siemens

Kapitel 7

Energiecontrolling für verschiedene Anwendungsfälle

7.1	Einkaufszentrum	49
7.2	Rechenzentrum	50
7.3	Industrieanlage	51
7.4	Supermarkt	52
7.5	Verteilte Liegenschaften	53



7 Energiecontrolling für verschiedene Anwendungsfälle

Das Energiemonitoring mittels Messgeräten und das dadurch mögliche Energiecontrolling durch geeignete Auswertungen der Messdaten führen zu einer Verbesserung der Energieeffizienz mit (Tab. 7/1):

- Senkung der Betriebskosten
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit
- Effizienzverbesserung beim Engineering.

Als Beispiele für das Controlling durch die Erzeugung von Energietransparenz (siehe Entwurf der deutschen VDI-Richtlinie VDI 2166-Blatt 1) werden auf den folgenden Seiten in Abb. 7/1 bis Abb. 7/5 gezeigt:

- Einkaufszentrum
- Rechenzentrum
- Industrieanlage
- Supermarkt
- Verteilte Liegenschaften.

Energietransparenz führt zu:		
Senkung der Betriebskosten durch	Erhöhte Anlagenverfügbarkeit durch	Effizientes Engineering durch
Unterstützen des Energieeinkäufers	Maximieren der Betriebszeiten	Parametrieren statt Programmieren
Profitieren von einem geringeren Leistungspreis	Vermeiden von Überlastsituationen	Zeit- und Kostenersparnis aufgrund der Nutzung von Software-Optionen
Verbessern des Energiekostenbewusstseins	Optimieren des Wartungsaufwands	Integration in TIA und TIP
Optimieren von Kapitalaufwendungen	Gesicherte Qualität der elektrischen Energie durch kontinuierliche Überwachung und Analyse	Vermeidung redundanter Datenhaltung
Identifizieren energieintensiver Verbrauchsgeräte		Vermeidung von Informationsinseln
		Aufbau auf Standardschnittstellen des Systems

Tab. 7/1: Kundennutzen durch Energietransparenz

7.1 Einkaufszentrum

Die Abrechnung mit einzelnen Nutzern von Läden im Einkaufszentrum (Abb. 7/1) erfordert innerhalb der Europäischen Union MID-fähige Messgeräte gemäß der Richtlinie 2004/22/EG sowie der Richtlinie 2014/32/EU für die Zertifizierung von Messgeräten (EU-Konformitäts-erklärung) nach dem 19. April 2016. Es besteht keine Notwendigkeit Zertifikate und Bescheinigungen umzuschreiben. In der Normenreihe EN 50470 sind entsprechende Anforderungen an die Messgeräte und deren Prüfung zusammengefasst.

Die Messdaten für die einzelnen Läden in Abb. 7/1 werden von 7KM PAC1500 Messgeräten aufgenommen und per Modbus RTU an das Gateway 7KM PAC4200 weitergeleitet. Die Aufzeichnung von Daten für gemeinsam genutzte

Geräte und Stromverbraucher, wie zum Beispiel die Rolltreppen, kann direkt durch kommunikationsfähige Schaltgeräte, wie den Kompaktleistungsschalter 3VA2, erfolgen. Die Daten werden per Modbus TCP zur weiteren Verarbeitung mittels der Auswertesoftware powermanager auf einen Windows-PC übertragen.

Für die vier Rolltreppen im Bild wird ein Leistungsbedarf von insgesamt etwa 14 kW angenommen, sodass sich bei einer mittleren Betriebsdauer von 10 Stunden am Tag ein Energiebedarf von rund 140 kWh ergibt. In Abb. 7/1 sind nur einige Läden exemplarisch herausgehoben und die Messung der Einspeisung für die angegebenen Geräte summiert. Beim Gesamtenergieverbrauch sind die weiteren Läden und die Beleuchtung in den Gängen berücksichtigt.

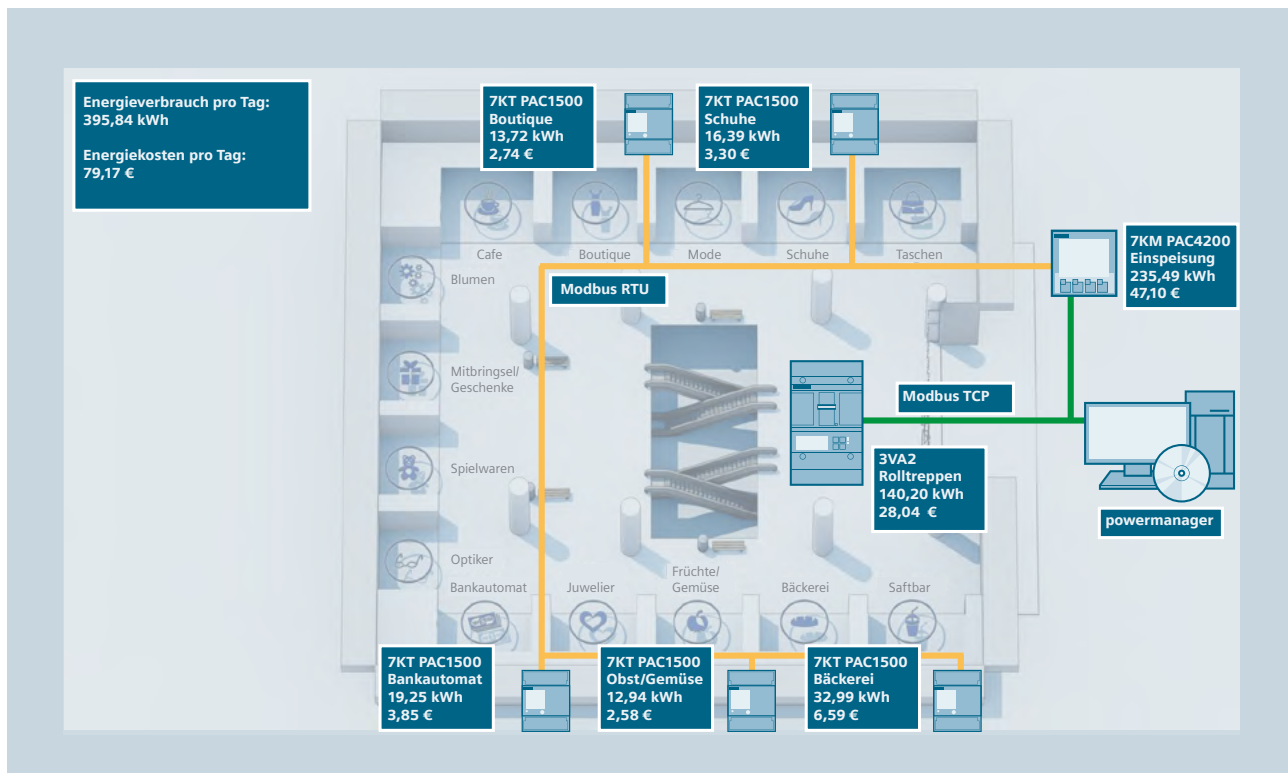


Abb. 7/1: Energiemonitoring für ein Einkaufszentrum

7.2 Rechenzentrum

Für das Rechenzentrum in Abb. 7/2 wird ein Redundanzkonzept mit der Versorgung von zwei getrennten Räumen betrachtet, bei dem die Serverracks über zwei separate Schienenverteilersysteme versorgt werden. In [7.1] ist eine umfassende Beschreibung für die elektrische Energieversorgung von Rechenzentren zu finden.

Die Rackversorgung kann dezentral mit standardmäßig erhältlichen Abgangskästen für das Verteilschienensystem BD2 erfolgen. Bei der Bestellung können die Messgeräte mitbestellt werden. Die Anbindung der einzelnen 7KM PAC3100 Messgeräte in den Abgängen zu den Racks erfolgt über die Gateway-Messgeräte 7KM PAC4200 in den Abgangskästen des SIVACON 8PS Transportschienensystems LI.

In Abb. 7/2 wird exemplarisch nur die analoge Verteilschiene in den beiden redundanten Räumen betrachtet. Die Daten weisen eine gute Energieeffizienz aus, da der PUE-Wert (en: power usage efficiency; Verhältnis des Gesamtenergieverbrauchs bezogen auf den Energieverbrauch für das IKT-Equipment (IKT: Informations- und Kommunikationstechnik) in den Rechnerräumen nur etwa 1,5 beträgt.

Die Energiemessung der Rechenzentrums-klimatisierung kann über den Kompaktleistungsschalter 3VA2 erfolgen. Für die USV-Anlagen (USV: Unterbrechungsfreie Stromversorgung) macht die Bestimmung von Kenngrößen zur Netzqualität mit 7KM PAC5200 Messgeräten Sinn.

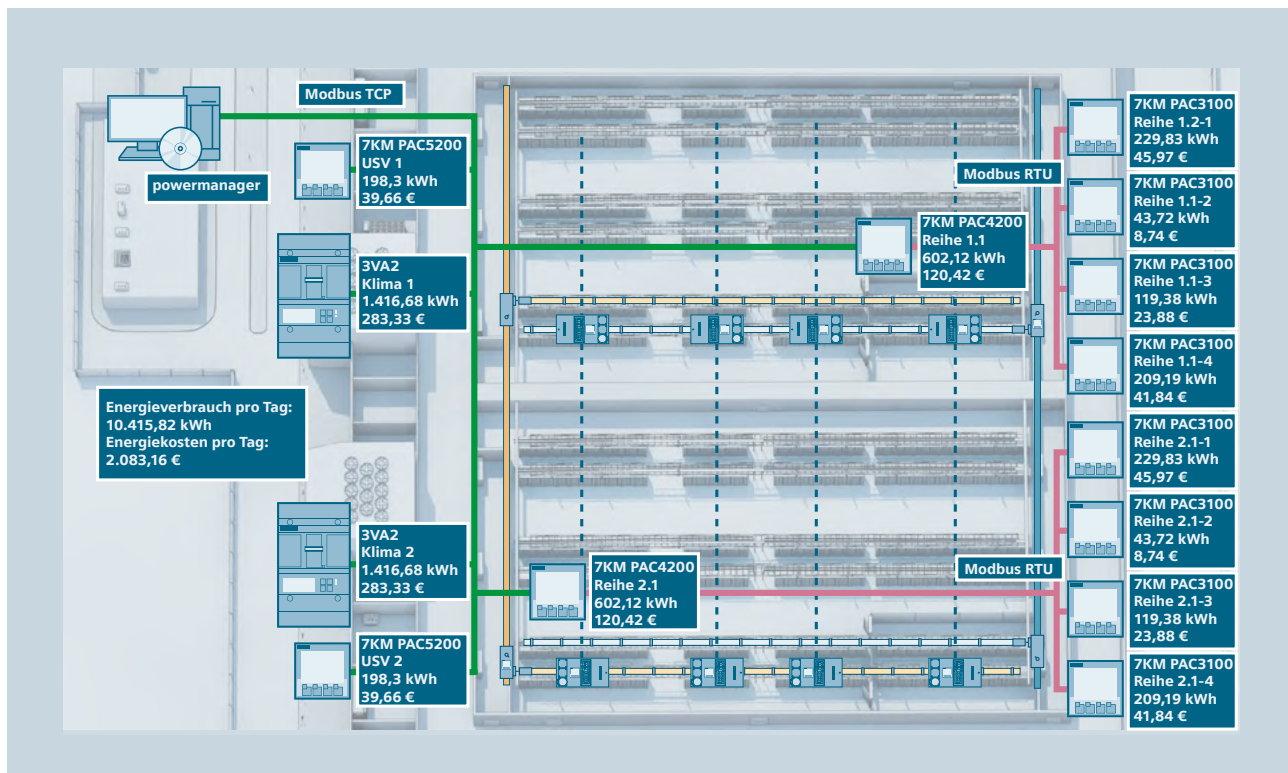


Abb. 7/2: Beispiel für das Energiemonitoring im Rechenzentrum

7.3 Industrieanlage

Um den Aufwand in einer rauen Industrieumgebung gering zu halten, wird im Beispiel von Abb. 7/3 ein zentrales Energiemonitoring konzipiert. Die Messwertverarbeitung für die Einspeisung und die elektrischen Abgänge erfolgt im Motor Control Center SIVACON S8. Der offene Leistungsschalter 3WL der Einspeisung kommuniziert über Profibus mit dem dezentralen Peripheriegerät SIMATIC ET 200SP. Die Verbindung zur zentralen SIMATIC S7 Automatisierungslösung erfolgt per Profinet. Durch ein Profinet-

Kommunikationsmodul kann die SIMATIC ET200SP Station ebenso mit dem Kompaktleistungsschalter 3VA2 für den Versorgungsabzweig der Pumpen in Kontakt treten. Die steckbaren Energiemessmodule AI Energy Meter für die SIMATIC ET 200SP erfassen die Wandlerdaten von den weiteren Abgängen der SIVACON S8. Für ein umfassendes Energiemonitoring können weitere Module mit digitalen Ein- und Ausgängen genutzt werden.

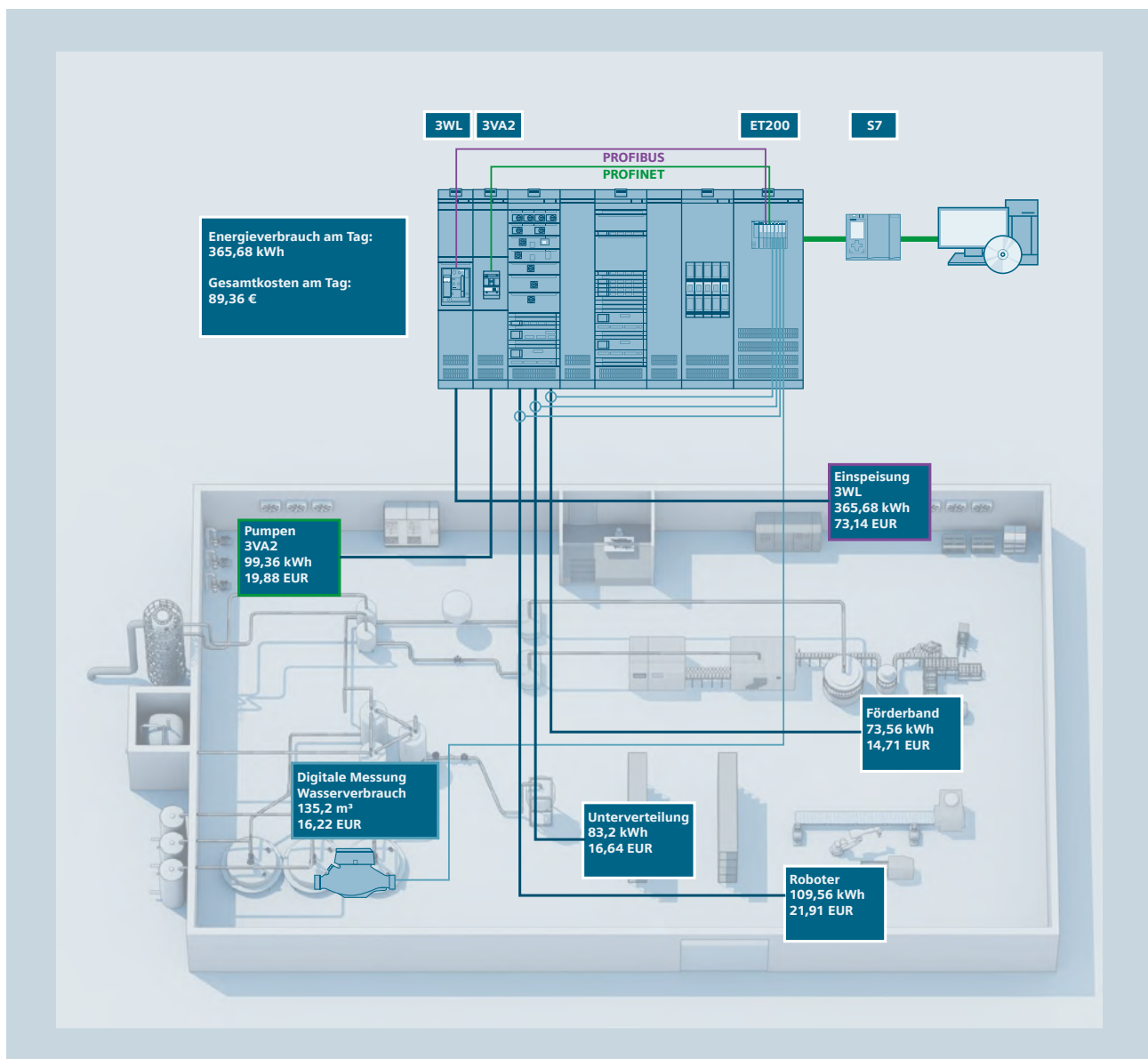


Abb. 7/3: Komponenten für das Energiemonitoring im industriellen Umfeld

7.4 Supermarkt

Da im Supermarkt nur eine Übersicht des Energieverbrauchs einzelner Verbraucher und keine Abrechnung erfolgen soll, müssen keine MID-geeigneten Messgeräte verwendet werden. Mit dem schnell und flexibel einsetzbaren Mehrkanal-Strommesssystem 7KT PAC1200 lassen sich einzelne Verbrauchsschwerpunkte wie Kühleinrichtungen, Backöfen oder Kassenbereiche (Abb. 7/4) erfassen

und eine Auswertung per PC mit einem Browser oder mit der spezifischen Webserver-App (iOS und Android) für 7KT PAC1200 oder mit SENTRON powermanager durchführen. Es genügt die zentrale Datenerfassung in der Schaltanlage, sodass einzig die Kommunikationsanbindung des Datenmanagers an einen PC nötig ist.

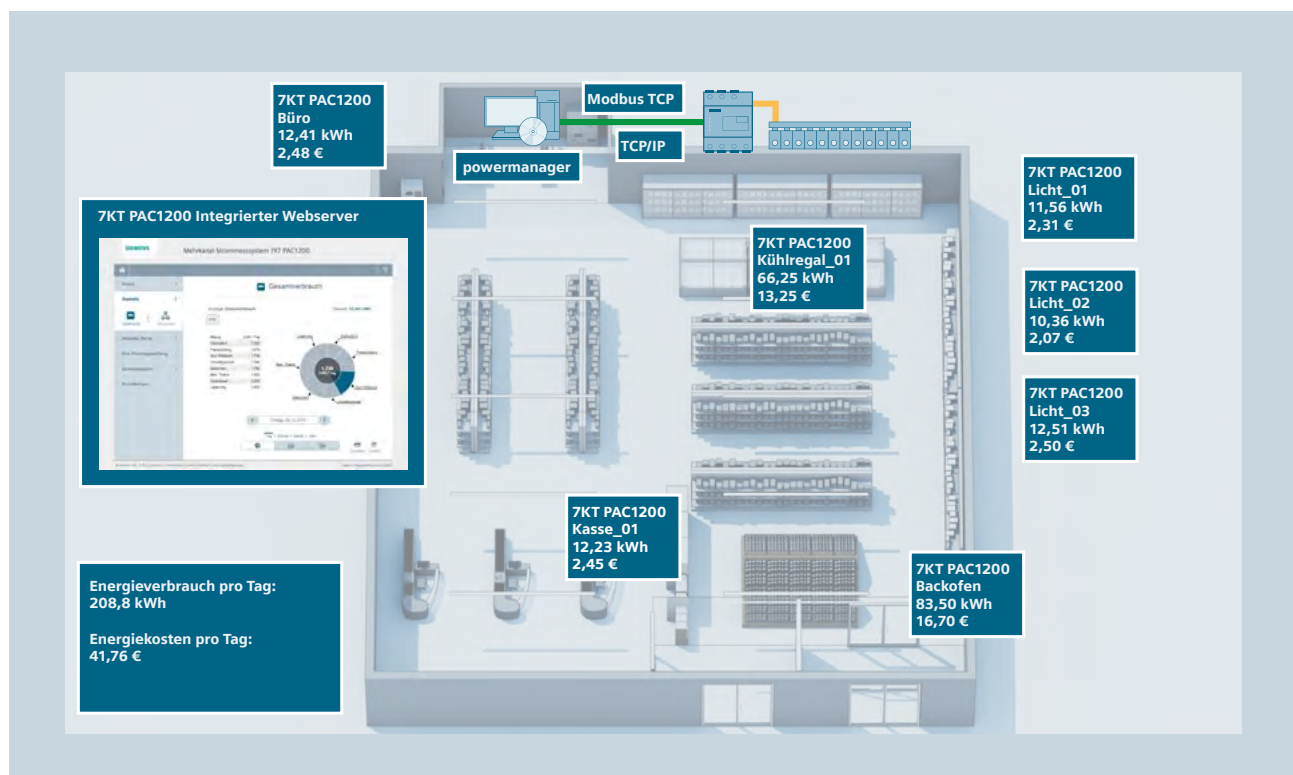


Abb. 7/4: Komponenten für das Energiemonitoring in einem Supermarkt

7.5 Verteilte Liegenschaften

Um eine Verbrauchs- und Kostenübersicht für den elektrischen Energieverbrauch in kommunalen Einrichtungen zu erhalten, werden an den einzelnen Standorten Gateway-fähige Multifunktionsmessgeräte verwendet. Die Daten werden per TCP/IP an eine zentrale Einrichtung übertragen und können mit dem PC-Tool SENTRON powermanager weiter verarbeitet werden (Abb. 7/5). Die Angaben können

wichtige Hilfen bei der Stadt- oder Gemeindeplanung sein. Selbstverständlich können auch die Messdaten von SIMATIC Automatisierungseinrichtungen, vergleichbar zu Industrieeinrichtungen, wie sie zum Beispiel in der Kläranlage oder der Müllverbrennungsanlage eingesetzt werden können, übermittelt werden.

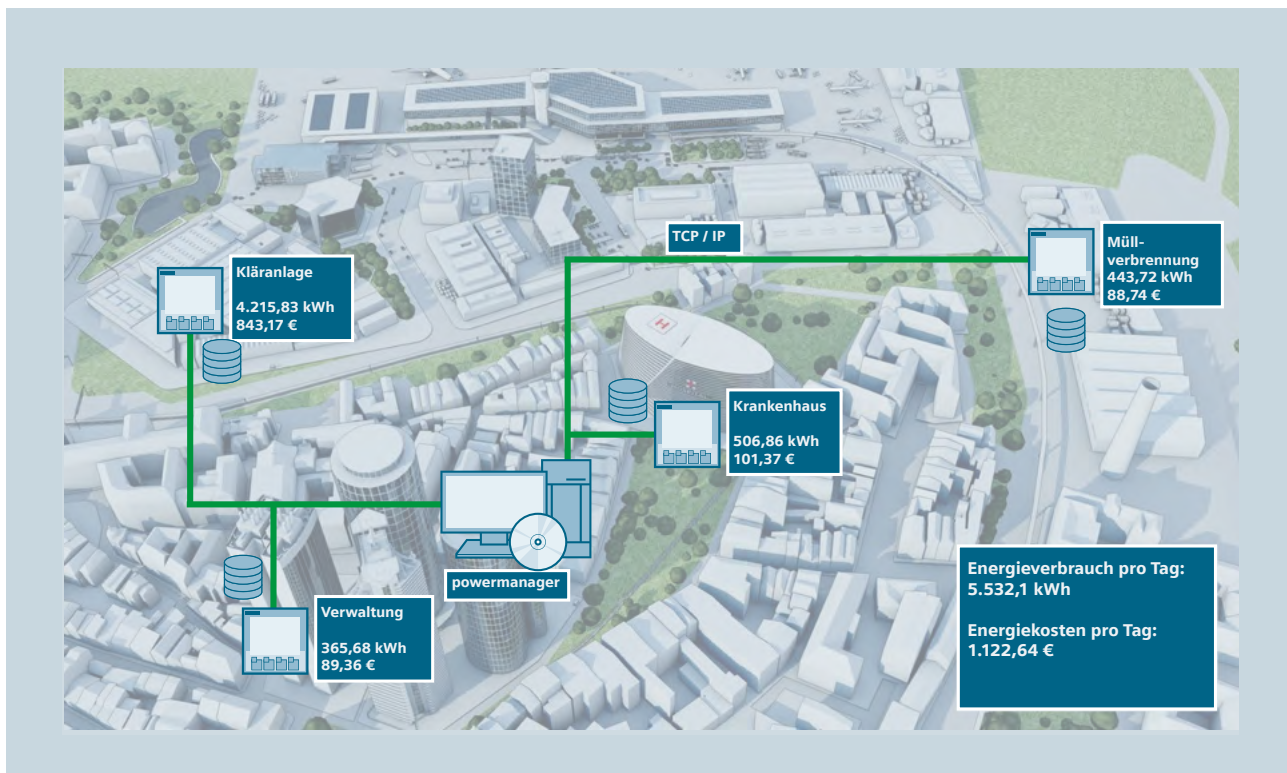


Abb. 7/5: Komponenten für das Energiemonitoring bei verteilten Liegenschaften



Kapitel 8

Anhänge

8.1	Wertebereiche für Energieverbrauch und Leistungsbedarf	56
8.2	Abkürzungen	62
8.3	Formelzeichen	62
8.4	Literaturverzeichnis	63

8 Anhänge

8.1 Wertebereiche für Energieverbrauch und Leistungsbedarf

Die Erfahrungen aus dem Energiemonitoring für einen Gebäudetyp können dem Planer auch bei der Bearbeitung neuer Projekte eine Hilfe sein. Wichtig ist dabei, dass die Randbedingungen zu den Angaben bekannt sind, sodass sich eine logische Einordnung der eigenen Projektvorgaben durchführen lässt. Darum werden als Beispiel in diesem Anhang die Literaturwerte für Bürogebäude zusammengetragen.

Bereits in den ersten Planungsphasen (Grundlagenermittlung, Vorplanung, Entwurfsplanung; siehe [8.28]) spielen Energiesparen und

Umweltverträglichkeit (z. B. ist die Norm IEC 60364-8-1 unter der Überschrift „Energieeffizienz“ veröffentlicht worden) eine wichtige Rolle. Darum muss zu Zeitpunkten, wenn dem Planer noch keine detaillierten Kenntnis zu Verteilungs- und Verbraucherstrukturen vorliegen, eine grobe Abschätzung des Energie- und Leistungsbedarfs für die elektrische Energieversorgung möglich sein, worauf letztlich auch die ersten Dimensionierungen und Kostenabschätzungen basieren.

Auf die genaue Abgrenzung zwischen Energieverbrauch und Leistungsbedarf ist zu achten, denn die Arbeitskosten (Produkt aus Energieverbrauch und Arbeitspreis) und die Leistungskosten (= Leistungsbedarf · Leistungspreis) können unterschiedlich zu den Energiekosten beitragen. Der Peak-Faktor ist - wie in Kap. 2 beschrieben - ein wichtiger Wert, der mit den Jahresnutzungsstunden verknüpft ist:

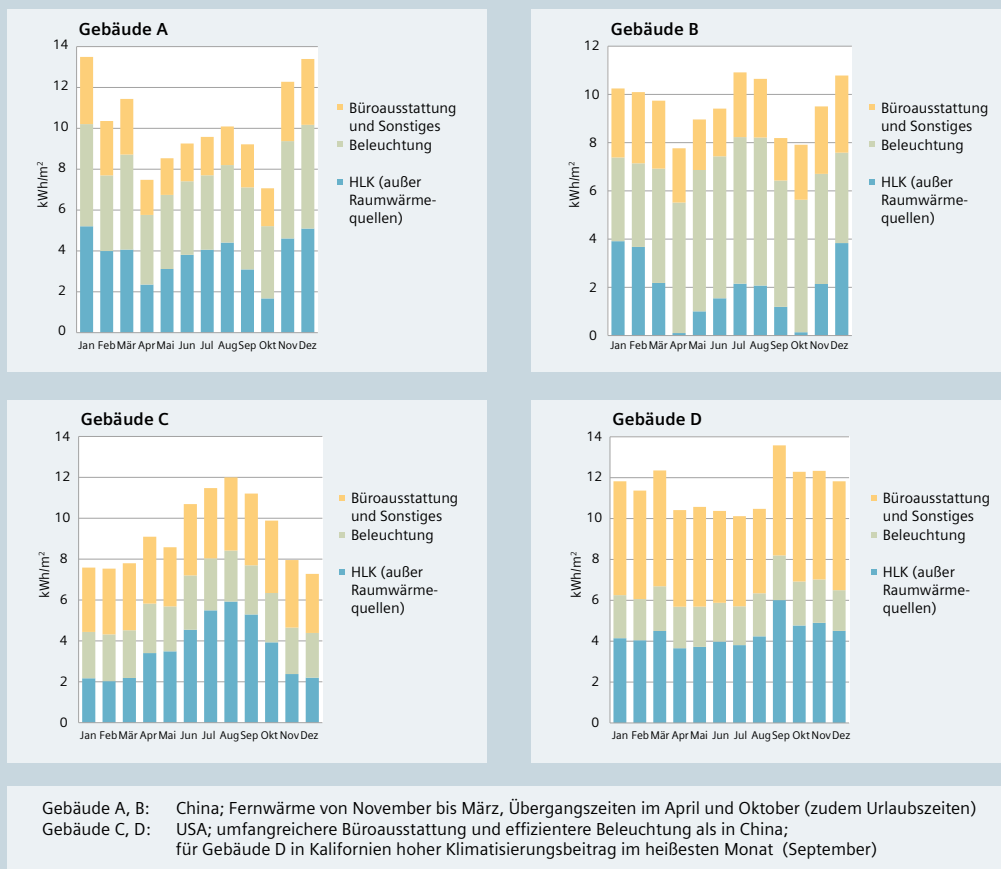


Abb. 8/1: Monatslastwerte für vier verschiedene Gebäude in China und USA [8.7]

$$P_{\text{peak}} = k_{\text{peak}} \cdot W_{\text{mittel}} / 8.760 \text{ h}$$

$$W_{\text{mittel}} = P_{\text{peak}} \cdot t_{\text{mittel}}$$

mit

P_{peak} maximaler Leistungsbedarf

k_{peak} Peak-Faktor ($= P_{\text{peak}} / P_{\text{mittel}}$)

W_{mittel} Energieverbrauch im Jahr

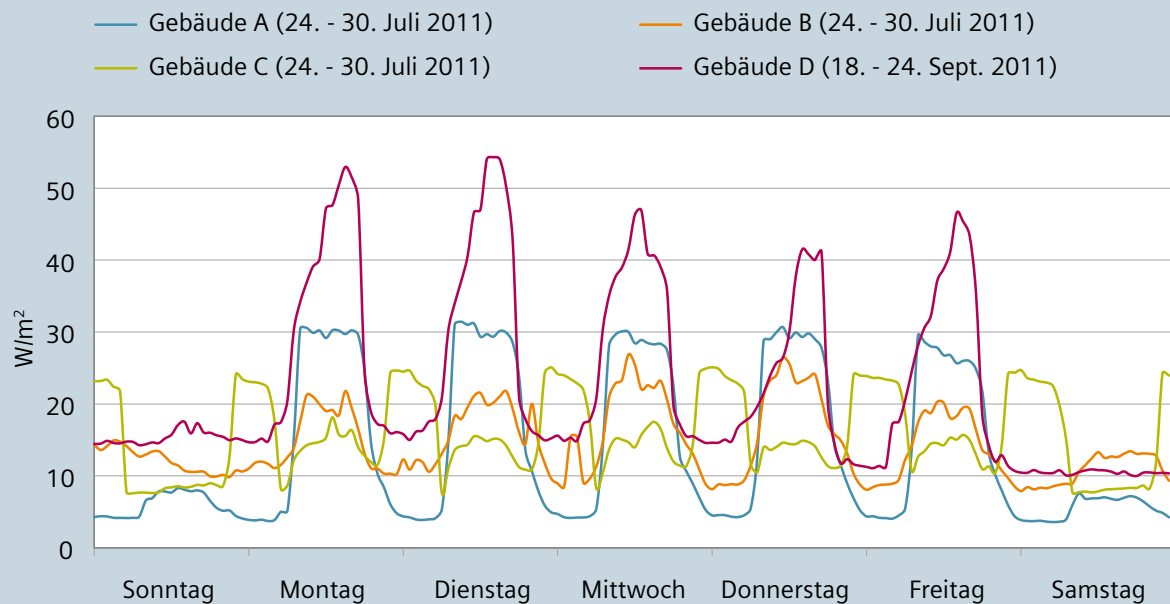
t_{mittel} Jahresnutzungsstunden

Daraus folgt:

$$k_{\text{peak}} = 8.760 \text{ h} / t_{\text{mittel}}$$

Achtung: Dieser einfache Zusammenhang zwischen k_{peak} und t_{mittel} gilt nur für näherungsweise rechteckige Lastkurven. Die Mittelungen „verschmieren“ Peaks und zeitliche Abhängigkeiten.

Die Messwerte sind 1/4-h-Mittelwerte, sodass unbedingt Sicherheitsfaktoren zu berücksichtigen sind. Bei der Planung muss zudem die Jahreszeitabhängigkeit beachtet werden, und dass Witterungs- und Nutzungsrahmenbedingungen lokal verschieden sind und sich während der vorzusehenden Betriebsdauer ändern können. Abb. 8/1 zeigt den monatlichen Stromverbrauch eines Jahres pro Quadratmeter für vier verschiedene Gebäude [8.7] in China und USA. Auch bei der Auswertung des Energieverbrauchs der vier Gebäude in einer Woche werden Unterschiede aufgrund der Nutzung und der Rahmenbedingungen deutlich (Abb. 8/2). Es wird ersichtlich, dass es kein simples Modell zur Abschätzung des Leistungs- und Energiebedarfs eines Gebäudes (hier am Beispiel von Büro- und Verwaltungsgebäuden) geben kann.



Gebäude A, B: China; bei A typischer, leichter Abfall am Freitag nachmittags erkennbar
Gebäude C: USA; Verbrauchspeaks in der Nacht wegen elektrischer Wasserabkühlung für Fernkälte (Nutzung tagsüber)
Gebäude D: USA, Kalifornien; Klimatisierung zur wärmsten Tageszeit im September; PV-Einsatz zur Reduktion der Spitzenlast denkbar

Abb. 8/2: Typische Wochenlastkurven für vier verschiedene Gebäude in China und USA [8.7]

Einige Referenz- und Erfahrungswerte aus der Literatur für den elektrischen Energieverbrauch von Büro- und Verwaltungsgebäuden sind in Tab. 8/1 zusammengestellt. In Abb. 8/3 wird die Bandbreite der möglichen Energieverbräuche für die Auswertung von etwa 400 Bürogebäuden in einem Land [8.13] dargestellt. Ebenso werden die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Möglichkeiten in verschiedenen Ländern deutlich (Abb. 8/4). Die Ausstattung, die beabsichtigte Nutzung und die unterschiedlichen technischen Möglichkeiten spielen eine mindestens ebenso große Rolle wie die Energieeffizienz einzelner Komponenten. Die Aufteilung des Stromverbrauchs in Abb. 8/5 kann nur als ein Beispiel angesehen werden.

Länder mit gemäßigttem Klima haben einen wesentlich geringeren Heizungs-, Lüftungs- und Klimatisierungsbedarf als nördliche Landstriche oder Länder mit feuchtem Klima wie Singapur. In Norwegen wird die vorhandene Wasserkraft als heimische Stromquelle auch für Heizzwecke eingesetzt, während in Großbritannien Gas genutzt wird und in Deutschland im Wesentlichen ein Mix aus Öl, Gas, Holz, Strom unter anderem zum Heizen eingesetzt wird. Denkbar ist allerdings, dass durch die regenerative Stromerzeugung die Heizung und Warmwasserbereitung mit Strom eine Renaissance erlebt.

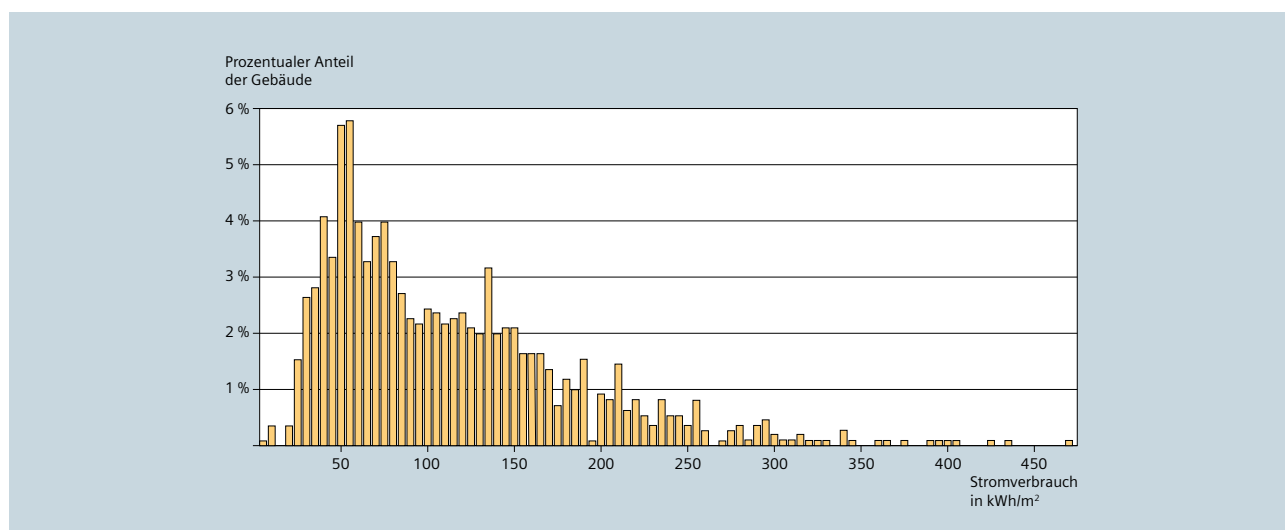


Abb. 8/3: Statistische Auswertung des elektrischen Energieverbrauchs von Bürogebäuden in Tschechien [8.9]

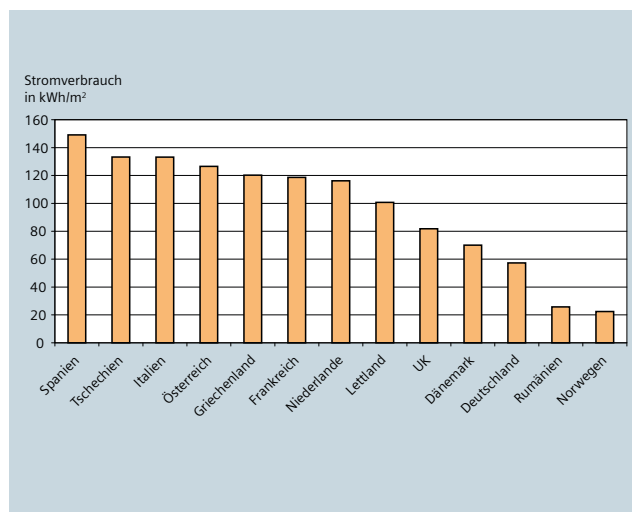


Abb. 8/4: Elektrischer Jahresenergieverbrauch von Bürogebäuden in verschiedenen europäischen Ländern [8.16]

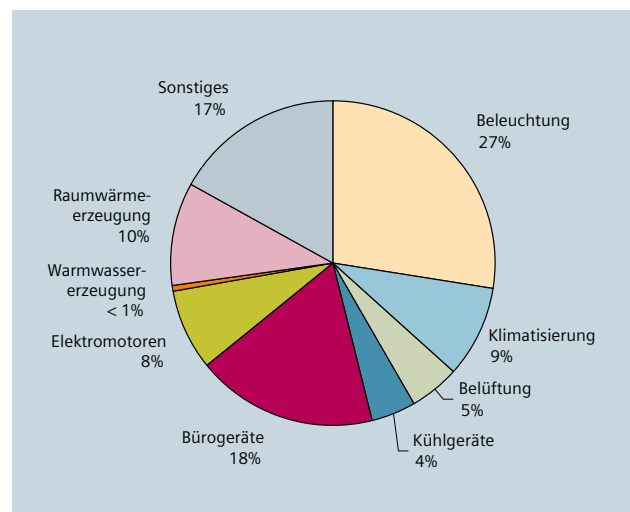


Abb. 8/5: Beispiel für die Aufteilung des Bürostromverbrauchs nach Anwendungszweck [8.16]

Land	Quelle	Energieverbrauch in kWh je m ² NGF und Jahr	Merkmale, Type	Ref.
Deutschland	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	35	Bürogebäude, nur beheizt	[8.1]
		85	Bürogebäude, temperiert und belüftet	
		105	Bürogebäude mit Vollklimaanlage	
	VDI Richtlinie 3807-2	22 (Richtwert 12)	Verwaltungsgebäude	[8.2]
	Stadt Heidelberg	Bereich 35 - 120	Bürogebäude, Standardausführung	[8.3]
		Bereich 25 - 45	Bürogebäude, effiziente Ausführung	
Schweiz	BfE	106 (Bereich 46 - 133)	Bürogebäude	[8.4]
Österreich	O.Ö. Energiesparverband Auswertungen 1997	143 ¹⁾ (Bereich 31 - 380 ¹⁾)	7 - 800 Mitarbeiter im Gebäude; 380 - 28.400 m ² BGF Ausstattungsunterschiede bezüglich Lüftung und Klimatisierung sowie Rechenzentrum, Küche und Kantine	[8.5]
	ÖGUT Stromsparen 2011	unter 30 (geringer Verbrauch)	ohne Lüftung und Heizung	[8.6]
		30 - 80 (mittlerer Verbrauch)		
		über 80 (hoher Verbrauch)		
USA / China	Tsinghua University (China), LBNL, ORNL (USA) (siehe Abb. 8/1 und Abb. 8/2)	122	Gebäude A - China	[8.7]
		114	Gebäude B - China	
		111	Gebäude C - USA	
		137	Gebäude D - USA	
		117	Mittelwert von 513 Bürogebäuden - China, Peking	
		154	Mittelwert von 112 Bürogebäuden - USA, Kalifornien	
USA	CBECs 2012 (US EIA)	139 ¹⁾	Bürogebäude mit einer BGF von 93 - 929 m ²	[8.8]
		173 ¹⁾	Bürogebäude mit einer BGF von 930 - 9.290 m ²	
		230 ¹⁾	Bürogebäude mit einer BGF von 9.300 m ² und mehr	
Tschechien	Enectiva - Blog	110 (Bereich 50,1 - 142,7)	Auswertung von 400 Verwaltungsgebäuden (siehe Abb. 8/3)	[8.9]
UK	CIBSE Guide F	33 (GP ²⁾), 54 (typical)	Gebäude "Type 1": natürlich belüftet, einfach, meist Einzelbüros; ca. 100 bis 3.000 m ² (treated floor area)	[8.10]
		54 (GP ²⁾), 85 (typical)	Gebäude "Type 2": natürlich belüftet, Großraumbüros mit einigen Einzelbüros und Spezialräumen; mehr Ausstattung als bei "Type 1"; ca. 500 bis 4.000 m ² (treated floor area)	
		128 (GP ²⁾), 226 (typical)	Gebäude "Type 3": Klimaanlage, Standardausführung; ca. 2.000 bis 8.000 m ² (treated floor area)	
		234 (GP ²⁾), 358 (typical)	Gebäude "Type 4": Klimaanlage, Prestige-Ausführung, meist Zentrale oder Firmenstammsitz; hoher Ausrüstungsstandard; ca. 4.000 bis 20.000 m ² (treated floor area)	
Belgien	EURAC research iNSPiRe Project	100 - 160	belüftet; relativ viele ältere Gebäude (> 50 Jahre)	[8.11]
		150 - 220	klimatisiert; relativ viele ältere Gebäude (> 50 Jahre)	
Griechenland	EURAC research iNSPiRe Project	70 (Bereich 62 - 88)	Bereich kennzeichnet Abhängigkeit von klimatischen Zonen (von etwa 42 im Jahr 1980 angestiegen auf 70 im Jahr 2010)	[8.11]
Italien	EURAC research iNSPiRe Project	120		[8.11]
Finnland	TU Delft	97		[8.12]
Niederlande	TU Delft	88		[8.12]
Norwegen	Statistics Norway	202 ¹⁾	Strom aus Wasserkraftwerken wird häufig zu Heizzwecken genutzt	[8.13]
Schweden	SINTEF Energy Research	108		[8.14]
Singapur	BCA	240 (Bereich 180 - 420)	Extremwerte: minimal ca. 50 - maximal ca. 1.667 kWh je m ² NGF und Jahr	[8.15]
Europäische Union	Intelligent Energy Europe	84 (Bereich 55 - 156)	Auswertung von 53 Bürogebäuden in Europa (siehe Abb. 8/4); mittlere Werte für die einzelnen Anwendungszwecke (siehe Abb. 8/5)	[8.16]

¹⁾ Angaben für Bruttogrundfläche wurden mit Faktor 1,1 multipliziert (BGF = 1,1 * NGF)

²⁾ GP: good practice; kennzeichnet die Anwendung bekannter und gut eingeführter energieeffizienter Eigenschaften und Managementmaßnahmen
typical: typisch für bestehenden Bürogebäudebestand

Tab. 8/1: Literaturangaben für den Energieverbrauch von Büro- und Verwaltungsgebäuden

Der Leistungsbedarf für die elektrische Energieverteilung lässt sich näherungsweise aus den mittleren, jährlichen Energieverbrauchswerten ableiten, wenn die mittlere Jahresnutzungsdauer bekannt ist. Die Jahresnutzungsdauer ist als die Zeitperiode in einem Jahr definiert, die ausreichen würde, den Jahresenergiebedarf bereitzustellen, wenn alle Verbraucher durchgängig voll versorgt werden müssten, das heißt, wenn die geplante Spitzenleistung über diesen Zeitraum benötigt wird.

Dies kann nur eine Näherung sein, da bei diesem Modell eine Ganglinienform, die nahezu rechteckig ist, angenommen wird. Diese Näherung kann nur einen unteren Grenzwert liefern, da mit anderen Formen der Ganglinien bei gleichem Energieverbrauch höhere Leistungswerte verknüpft sind. Abb. 8/6 zeigt den Flächenvergleich zwischen Rechteck und Dreieck.

Daher sollte bei einer Bestimmung des Leistungsbedarfs aus dem Jahresenergieverbrauch und der mittleren Jahresnutzungsdauer ein Sicherheitsfaktor berücksichtigt werden, der die Kurvenform der Lastganglinie annähernd beschreiben kann.

In der Literatur gibt es für die Jahresnutzungsdauer Unterschiede bezüglich der verschiedenen Gebäudecharakteristika (Tab. 8/2) und selbstverständlich wieder in Abhängigkeit von den Randbedingungen im betrachteten Land.

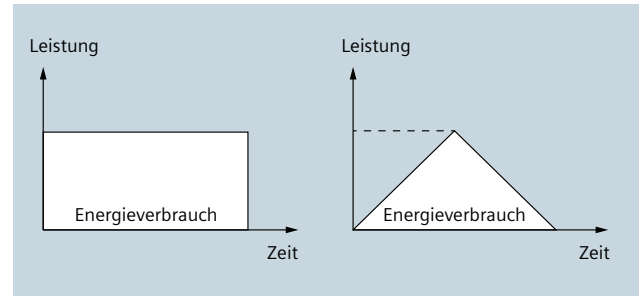


Abb. 8/6: Der Flächenvergleich Rechteck - Dreieck verdeutlicht Ganglinienabhängigkeit des Leistungsbedarfs

Aus Tab. 8/1 und Tab. 8/2 lässt sich unter der Annahme einer rechteckigen Lastganglinie eine immense Bandbreite von Werten für den flächenspezifischen Leistungsbedarf bestimmen:

Minimaler Energieverbrauch:	22 kWh/m ² a
Maximaler Energieverbrauch:	358 kWh/m ² a
Minimale Jahresnutzungsdauer:	1.000 h/a
Maximale Jahresnutzungsdauer:	5.000 h/a

Daraus ergeben sich:

Minimaler Leistungsbedarf:	4,4 W/m ²
Maximaler Leistungsbedarf:	358 W/m ²

Ein Faktor 80 zwischen den beiden Extremwerten ist sicher nicht realitätsnah, wie auch die Literaturangaben für den flächenspezifischen Leistungsbedarf in Tab. 8/3 zeigen.

Land	Quelle	Jahresnutzungsdauer in Stunden pro Jahr	Merkmale, Type	Ref.
Deutschland	AMEV Broschüre Nr. 128	1.000 - 2.000	Kleine und mittlere Verwaltungsgebäude; Einschichtbetrieb	[8.17]
		3.500 - 5.000	Kleine und mittlere Verwaltungsgebäude; Mehrschichtbetrieb	
		2.000 - 2.600	Große Verwaltungsgebäude	
	Leitfaden elektrische Energie im Hochbau	2.750	Bürogebäude	[8.22]
	DIN 18559-10	2.750	Tagzeit: 2.543 h/a und Nachtzeit: 207 h/a	
	Seminarunterlagen Stadt Frankfurt	1.000	Verwaltungsgebäude, Standardausführung	[8.23]
		1.800	Verwaltungsgebäude mit höherwertiger technischer Ausstattung	
Schweiz	Erläuterungen zu SIA 380/4	2.750	Nutzung an 250 Tagen für 11 Stunden	[8.24]
Hongkong	Statistische Auswertung von 120 Bürogebäuden	2.732	Typ A: Modern und hohe Qualität	[8.25]
		2.645	Typ B: Übliches Design und gute Qualität	
		2.635	Typ C: Einfache Basisausführung	
USA	National Action Plan for Energy Efficiency	2.860	Szenario mit 55 Betriebsstunden in der Woche	[8.18]

Tab. 8/2: Literaturangaben für die Jahresnutzungsdauer von Büro- und Verwaltungsgebäuden

Die Mehrzahl der Energieverbrauchswerte von Tab. 8/1 liegt zwischen 30 und 120 kWh/m²a. Die meisten Angaben für die Jahresnutzungsdauer in Tab. 8/2 befinden sich im Bereich zwischen 2.000 und 3.000 Stunden pro Jahr. Mit diesen vier Werten werden realitätsnähere Leistungswerte abgeschätzt:

Minimaler Leistungsbedarf: 10 W/m²

Maximaler Leistungsbedarf: 60 W/m²

Diese Werte decken sich gut mit einem Großteil der Angaben in Tab. 8/3.

Land	Quelle	Leistungsbedarf in W je m ² NGF	Merkmale, Type	Ref.
Deutschland	AMEV Broschüre Nr. 128	15 ¹⁾ (Bereich 5 - 25)	Verwaltungsgebäude mit normaler technischer Ausstattung	[8.17]
		20 ¹⁾ (Bereich 10 - 30)	Verwaltungsgebäude mit hoher technischer Ausstattung	
		23 ¹⁾ (Bereich 13 - 43)	Verwaltungsgebäude, normale Ausstattung, als Passivhaus mit kontrollierter Raumlüftung	
		26 ¹⁾ (Bereich 16 - 36)	Verwaltungsgebäude, teilklimatisiert (15%)	
		50 ¹⁾ (Bereich 40 - 60)	Verwaltungsgebäude, vollklimatisiert	
Kanada	Entwicklung in Toronto	39	Großes Bürogebäude; Anlehnung an [8.21], vergleichbar zu den Bedingungen in Chicago	[8.26]
	Immobilienfirma Oxford Properties Group	34 - 49	Auswertung eigener Gebäude, abhängig von Gebäudegröße, Gebäudealter und Standort	[8.27]
Italien	Energies 2013	24,9	Beleuchtung und Elektroanwendungen in einem mittelgroßen Bürogebäude	[8.19]
Österreich	O.Ö. Energiesparverband Auswertungen 1997	60 ^{1,2)} (Bereich 15 - 95 ²⁾)	7 - 800 Mitarbeiter im Gebäude 380 - 28.400 m ² BGF Ausstattungsunterschiede bezüglich Lüftung und Klimatisierung sowie Rechenzentrum, Küche und Kantine	[8.5]
USA	National Action Plan for Energy Efficiency	52,7	Szenario - Ausgangspunkt Bürohochhausfläche etwa 23.000 m ²	[8.18]
		50,3	Minderung durch effiziente Bürogeräte (ENERGY STAR) und Power Management	
		50,1	Minderung durch effiziente Beleuchtung (z. B. LED und Sensoren mit Steuerung)	
		37,8	Minderung durch alle Maßnahmen (auch Gebäudetechnik wie effiziente Motoren, Pumpen, Chiller)	
	Changes in Building Electricity use	44,6	¼-h-Messung für Bürogebäude in Martinez, USA	[8.20]
	Referenzgebäude US DoE	28 - 48	Kleine Bürogebäude; unterschiedliche Klimazonen	[8.21]
		38 - 69	Mittelgroße Bürogebäude; unterschiedliche Klimazonen	
		30 - 37	Große Bürogebäude; unterschiedliche Klimazonen	
UK	CIBSE Guide F	10 (GP ³⁾), 12 (typical)	Gebäude "Type 1": natürlich belüftet, einfach, meist Einzelbüros; etwa 100 bis 3.000 m ² (treated floor area)	[8.10]
		12 (GP ³⁾), 14 (typical)	Gebäude "Type 2": natürlich belüftet, Großraumbüros mit einigen Einzelbüros und Spezialräumen; mehr Ausstattung als bei "Type 1"; etwa 500 bis 4.000 m ² (treated floor area)	
		14 (GP ³⁾), 16 (typical)	Gebäude "Type 3": Klimaanlage, Standardausführung; etwa 2.000 bis 8.000 m ² (treated floor area)	
		15 (GP ³⁾), 18 (typical)	Gebäude "Type 4": Klimaanlage, Prestige-Ausführung, meist Zentrale oder Firmenstammsitz; hoher Ausrüstungsstandard; etwa 4.000 bis 20.000 m ² (treated floor area)	

¹⁾ Mittelwert

²⁾ Angaben für Bruttogrundfläche wurden mit Faktor 1,1 multipliziert (BGF = 1,1 * NGF)

³⁾ GP: good practice, typical: typisch für bestehenden Bürogebäudebestand (siehe Tab. 8/1)

Tab. 8/3: Literaturangaben für die flächenspezifischen Leistungsbedarf von Büro- und Verwaltungsgebäuden

8.2 Abkürzungen

AMEV	Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen
BCA	Building and Construction Authority (Singapur)
BFE	Bundesamt für Energie (Schweiz)
BGF	Bruttogrundfläche
CBECS	Commercial building energy consumption survey
DIN	Deutsches Institut für Normung (Deutschland)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEPL	Energieeffizienzklasse
EEX	Europäische Energiebörse
EG/EU	Europäische Gemeinschaft/European Union
EIA	Energy Information Administration
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnMS	Energiemanagementsystem
ERP	Ressourcenplanung im Unternehmen
ETU	Elektronische Auslöseeinrichtung
HLK	Heizung, Lüftung, Klimatisierung
HMI	Mensch-Maschine-Schnittstelle
IEC	Internationale elektrotechnische Kommission
ISO	Internationale Organisation für Normung
KW	Kalenderwoche
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratories
LED	Leuchtdiode
MES	Produktionsleitsystem
MID	Messgeräte richtlinie
MRL	Minutenreserveleistung
NGF	Nettogrundfläche
ÖGUT	Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik
ORNL	Oak Rich National Laboratories
PC	Personal Computer
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RTU	Fernbedienungsterminal
SCADA	Computergesteuerte Überwachung und Steuerung technischer Prozesse
SEM	Nachhaltigkeit und Energiemanagement
SRL	Sekundärregelleistung
TCP	Netzwerkprotokoll
TCP/IP	Netzwerkprotokoll für das Internet
TU	Technische Universität
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (Deutschland)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure (Deutschland)

8.3 Formelzeichen

Elektrische Energie	
W	Wirkenergie in kWh
W_S	Scheinenergie in kVAh
W_Q	Blindenergie in kvarh
$W_{\max, \frac{1}{4} h}$	Höchste Viertelstunden-Wirkenergie in kWh
W_{mittel}	Energieverbrauch (im Jahr) in kWh
Elektrische Leistung	
P	Wirkleistung in kW
$P_{\max, \frac{1}{4} h}$	Höchste Viertelstunden-Wirkleistung in kW
P_V	Verlustwirkleistung in kW
P_0	Leerlaufleistung in kW
P_k	Kurzschlussverlustleistung in kW
P_{peak}	Maximaler Leistungsbedarf in kW
k	Lastfaktor eines Transformators
η	Wirkungsgrad
S	Scheinleistung in kVA
S_r	Bemessungsscheinleistung in kVA
S_N	Neutralleiterscheinleistung in kVA
S_{Last}	Verbraucherscheinleistung in kVA
Q	Blindleistung in kvar
Strom und Spannung	
I	Strom in A
I_{PE}	Schutzleiterstrom in A
I_n	Neutralleiterstrom in A
I_r	Bemessungsstrom in A
$I_{b, \max}$	10-Sekunden-Wert für den maximalen Betriebsstrom in A
$I_{b, \text{mittel}}$	15-Minuten-Wert für den mittleren Betriebsstrom in A
I_{diff}	Differenzstrom in A
U	Spannung in V
U_n	Nennspannung in V
Phasenfaktoren und Oberschwingungen	
$\cos \varphi$	Wirkfaktor
λ	Leistungsfaktor
THD_I	Oberschwingungsanteil beim Strom
THD_U	Oberschwingungsanteil bei der Spannung
t_{mittel}	Jahresnutzungsstunden

8.4 Literaturverzeichnis

Nr.	Jahr	Herausgeber / Autoren / Schriftenreihe	Titel
1.1	2015	JLL Pressemitteilung	Büro-Nebenkosten steigen weiter - Die zweite Miete erreicht neuen Höchststand
1.2	2010	Energie.Agentur NRW	Leitfaden Energieeffizienz für Krankenhäuser
2.1	2010	M. Weiß; Siemens AG	Datenauswertung von Energiemanagementsystemen
2.2	2014	Siemens AG	Technische Schriftenreihe Ausgabe 11: Energiemanagement-Norm DIN EN ISO 50001
3.1	2014	Siemens AG	Technische Schriftenreihe Ausgabe 10: Liberalisierter Energiemarkt – Smart Grid, Micro Grid
3.2	2016	Deutscher Bundesrat	"EEG 2017 - Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien Drucksache 355/16"
3.3	2015	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)
3.4	2015	Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz	"EEG 2014 - ""Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist"" "
3.5	2015	Bundesgesetzblatt 2015/Teil I Nr. 55	Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)
4.1	2016	Siemens AG	Technische Schriftenreihe Ausgabe 16: Transformatorauswahl in Abhängigkeit von Belastungsprofilen
7.1	2013	Siemens AG	Applikationen für die elektrische Energieverteilung - Rechenzentren
8.1	2015	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand
8.2	2014	VDI	VDI 3807: Verbrauchskennwerte für Gebäude - Verbrauchskennwerte für Heizenergie, Strom und Wasser
8.3	2012	Stadt Heidelberg, Amt für Umweltschutz, Gewerbeaufsicht und Energie	Stromsparkonzept Heidelberg Bahnstadt
8.4	2010	BFE	ENERGIEVERBRAUCH VON BÜROGEBÄUDEN UND GROSSVERTEILERN
8.5	1997	Wirtschaftskammer OÖ, Ökologische Betriebsberatung & O.Ö. Energiesparverband	Energiekennzahlen und -sarpotenziale für Bürogebäude
8.6	2011	ÖGUT	Kennzahlen zum Energieverbrauch in Dienstleistungsgebäuden
8.7	2013	LBNL, ORNL, Tsinghua University (China)	"LBNL-6640E: Building Energy Monitoring and Analysis"
8.8	2016	US EIA	CBECs 2012 survey data table C21
8.9	2015	enectiva	Im Internet am 22.07.2016 aufgerufen: http://www.enectiva.cz/en/blog/2015/06/office-buildining-energy-insigts/
8.10	2004	CIBSE	CIBSE guide F (2nd edition): Energy efficiency in buildings
8.11	2014	iNSPiRe (EU-27 countries)	D2.1a - Survey on the energy needs and architectural features of the EU building stock
8.12	2008	L. Itard, F. Meijer - TU Delft	Towards a sustainable Northern European housing stock
8.13	2013	Statistics Norway	Im Internet am 22.07.2016 aufgerufen: https://www.ssb.no/en/entjeneste/ (Daten für 2011)
8.14	2010	SINTEF Energy Research	State-of-the-art: Projects for estimating the electricity end-use demand
8.15	2014	BCA	BCA building energy benchmarking report 2014
8.16	2008	Intelligent energy Europe (IEE)	EIE/05/144/SI2.419658; EL-TERTIARY; Monitoring Electricity Consumption in the Tertiary Sector

Nr.	Jahr	Herausgeber / Autoren / Schriftenreihe	Titel
8.17	2015	AMEV	Broschüre Nr. 128: Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden
8.18	2007	US national action plan for energy efficiency	Im Internet am 22.07.2016 aufgerufen: http://www.iluvtrees.org/wp-content/uploads/2009/05/iltoofficebuildingprofile.pdf
8.19	2013	P. Caputo, C. Gaia, V. Zanotto in <i>Energies</i> 2013, 6, 6274-6292; doi:10.3390/en6126274	A Methodology for Defining Electricity Demand in Energy Simulations Referred to the Italian Context
8.20	2011	J. Mathieu, P. Price, S. Kiliccote, M. Piette in LBNL-4944E	Quantifying Changes in Building Electricity Use, with Application to Demand Response
8.21	2012	U.S. Department of Energy	"Commercial Reference Buildings" Daten über http://energy.gov/eere/buildings/new-construction-commercial-reference-buildings
8.22	2000	Hessischen Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft und Forsten	Leitfaden Elektrische Energie im Hochbau
8.23	2015	Stadt Frankfurt	Seminarprogramm für Energiebeauftragte Teil 3: Stromeinsparung
8.24	1996	SIA	Leitfaden für die Anwendung der Empfehlung SIA 380/4: Elektrische Energie im Hochbau
8.25	2013	W. Chung, University of Hong Kong	A study of electricity use performance of Hong Kong office tenants (at 2013 World Congress ANBRE13 in Seoul)
8.26	2012	T. Beck, C. Jattan-logna, D. Nan, J. St. Paul Butler; University of Toronto	The Power to Grow: The Economic and Fiscal Benefits of Urban Development Facilitated by Local Generation and Conservation within a Constrained Grid
8.27	2009	Oxford Properties Group	Sustainable Intelligence - Operations guide for office buildings
8.28	2015	Siemens AG	Planung der elektrischen Energieverteilung - Technische Grundlagen

Siemens AG
Energy Management
Medium Voltage & Systems

Mozartstr. 31 c
91052 Erlangen, Deutschland

Artikel-Nr.: EMMS-T10066-00
Gedruckt in Deutschland
Dispo 27612
02171.0

Weitere Informationen finden Sie im
Internet unter:
siemens.de/tip-cs

Änderungen und Irrtümer vorbehalten.
Die Informationen in diesem Dokument
enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen
bzw. Leistungsmerkmale, welche im
konkreten Anwendungsfall nicht immer in der
beschriebenen Form zutreffen bzw. welche
sich durch Weiterentwicklung der Produkte
ändern können. Die gewünschten Leistungs-
merkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie
bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart
werden.

SENTRON®, SIMATIC® und SIVACON® sind
eingetragene Marken der Siemens AG. Jede
nicht autorisierte Verwendung ist unzulässig.
Alle anderen Bezeichnungen in diesem
Dokument können Marken sein, deren Ver-
wendung durch Dritte für ihre eigenen Zwecke
die Rechte des Eigentümers verletzen kann.

© Siemens AG 2017

