

SIEMENS



Totally Integrated Power

Technische Schriftenreihe Ausgabe 10

Liberalisierter Energiemarkt – Smart Grid, Micro Grid

www.siemens.de/tip-cs

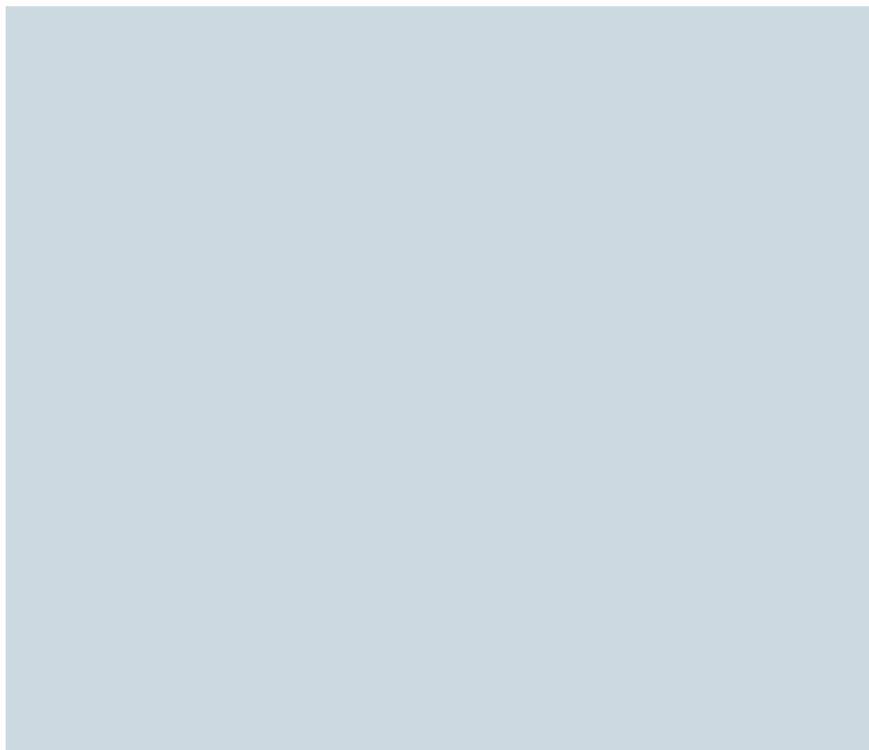
Die Begriffe Smart Grid, Energiewende und zu modernisierende Stromnetze werden in letzter Zeit vielfach diskutiert. Um die Inhalte dieser Diskussionen besser verstehen und beurteilen zu können, ist Wissen über den liberalisierten Energiemarkt mit seinen gesetzlich festgeschriebenen Strukturen und Aufgaben grundlegend.

Beschrieben werden die Zusammenhänge und Teilnehmer des liberalisierten Strommarktes sowie die Beschaffungsprozesse von Stromlieferanten und Verbrauchern.

Durch die Energiewende – hin zur regenerativen, dezentralen Energieerzeugung – ergeben sich neue Möglichkeiten des Stromeinkaufs für Verbraucher. Smart Grid und Micro Grid bilden den Rahmen für diese Möglichkeiten.

In dieser Ausarbeitung wird Wert gelegt auf die Sichtweise des Verbrauchers als Teil eines liberalisierten Strommarktes sowie als Teilnehmer innerhalb eines Smart Grids.

Verschiedene Szenarien zeigen die Möglichkeiten des Verbrauchers als Teilnehmer eines Smart Grids auf. Desweiteren werden Vorschläge skizziert, wie aus Verbrauchersicht sowohl das Verbrauchs- als auch das Einkaufsverhalten optimiert werden können.



Liberalisierter Energiemarkt

Der liberalisierte Energiemarkt ist seit der Jahrtausendwende innerhalb der Europäischen Union (EU) gesetzlich festgeschrieben. Die hieraus folgenden Marktveränderungen wurden umgesetzt. Der liberalisierte Strommarkt ist Teil des liberalisierten Energiemarktes.

Geschichte des liberalisierten Energiemarktes

Bereits seit der Einführung der Verteilung elektrischer Energie zu Ende des 19. Jahrhunderts etablierten sich Monopole. In Deutschland wurde das Monopol über die Erzeugung, Verteilung und Verkauf durch das Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahre 1935 mit dem GWB § 103(a) Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung festgeschrieben. Innerhalb der EU wollte man jedoch später dieses Monopol der Energiewirtschaft nicht weiterverfolgen, sondern den Strommarkt europaweit liberalisieren.

Im Dezember 1996 wurde die Liberalisierung des Strommarktes durch eine EU-Richtlinie festgelegt. Die Umsetzung in das Recht der einzelnen Mitgliedsländer wurde 1999 abgeschlossen.

Die Monopolstellung der Energieversorger (EVU) wurde aufgehoben. Es erfolgte eine Trennung in die Bereiche

- Stromerzeugung,
- Stromübertragung,
- Stromverteilung und
- Stromlieferung.

Diese Entflechtung (Unbundling) durch die Trennung von Erzeugung, Verteilung und Verkauf soll die Wettbewerbsfähigkeit der Stromlieferanten stärken. Die Netze selber wurden in Übertragungs- und Verteilnetze aufgeteilt, wobei hier das Monopol bestehen blieb. Die Bundesnetzagentur in Deutschland überwacht den diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen und die Vorbeugung der Übervorteilung der Nutzer beim Netznutzungsentgelt und den Netzanschlussbedingungen.

Um einen marktgerechten Stromhandel zu ermöglichen, wurde eine Strombörse etabliert.

Der Verbraucher hat seit der Liberalisierung des Strommarktes die Möglichkeit, den Stromlieferanten seinen Prämissen folgend (CO₂ neutraler Strom, preisoptimaler Strom, ...) frei zu wählen.

Die Liberalisierung des Strommarktes teilt die einzelnen Teilnehmer in eine physikalische und in eine kaufmännische Sicht ein.

Der Energie-/Leistungsfluss vom Kraftwerk zum Verbraucher erfolgt nach den physikalischen Gesetzen der Elektrizität über die Stromnetze. So teilt sich der Stromfluss zum Beispiel in einem vermaschten Netz nach den Kirchhoff'schen Regeln auf.

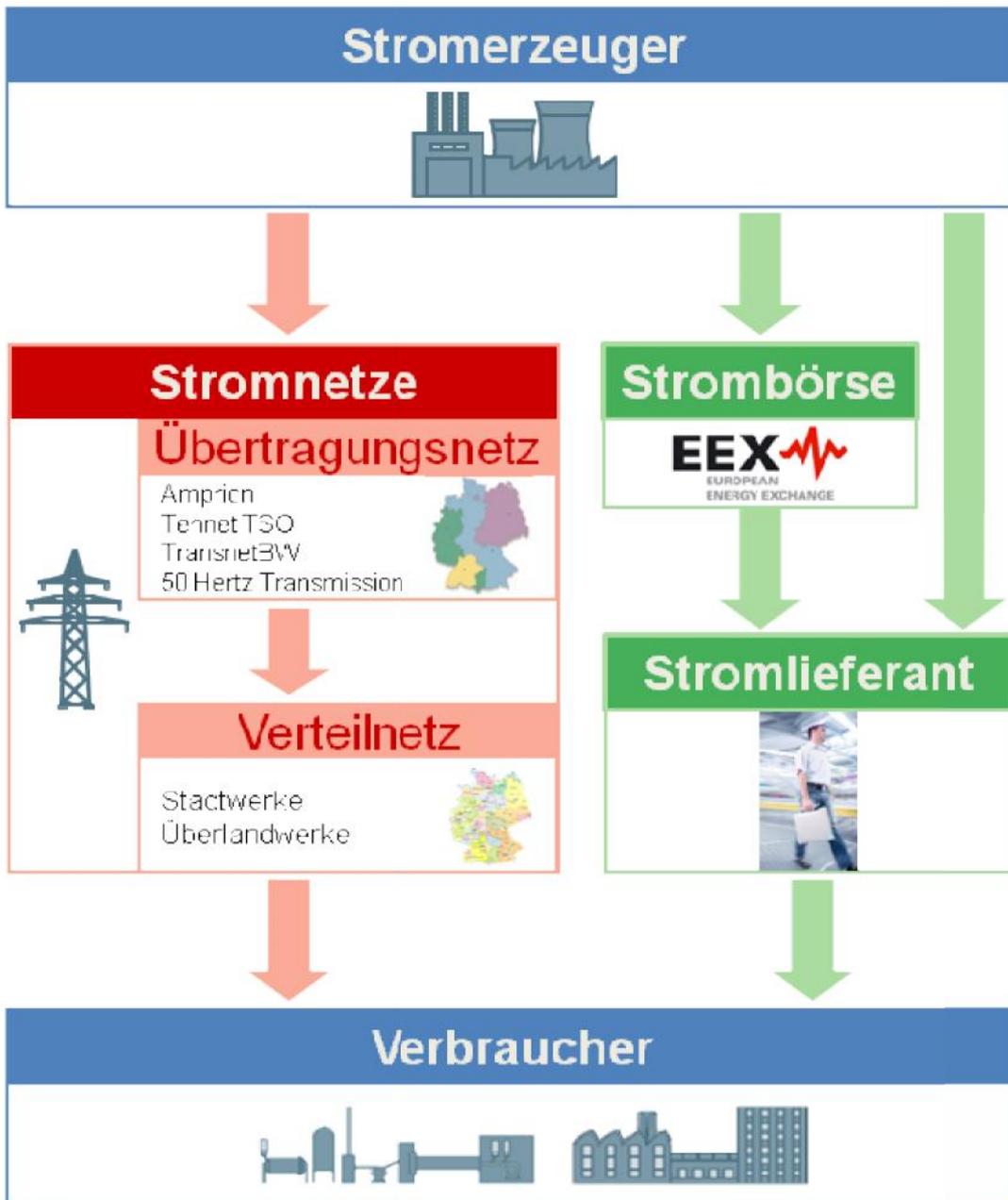
Der Handel und die Verrechnung der Energie spiegeln sich in der kaufmännischen Sicht.

Der Kunde wird vom Stromlieferanten mit Strom beliefert, wobei der Stromlieferant diesen Strom wiederum bei Kraftwerken bzw. über die Börse einkauft.

In Deutschland gibt es 300 Stromerzeuger (Kraftwerke), die mehr als 1 MW erzeugen können. Bei den Stromnetzbetreibern gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber und ca. 940 Verteilnetzbetreiber.

Jeder Verbraucher in Deutschland kann aus 1.150 Stromlieferanten auswählen. Die Stromlieferanten sind über 125 akkreditierte Stromhändler an der Börse vertreten.

Zählt man alle Verbraucher – vom Haushalt über das Gewerbe bis zu Großunternehmen – zusammen, ergeben sich 45 Millionen Verbraucher. Neben der Strombörse in Leipzig gibt es innerhalb Europas noch mehr als zehn weitere Strombörsen.



 physikalische Sicht
 kaufmännische Sicht

Bild 1: Liberalisierter Strommarkt

Funktionen und Rollen der Teilnehmer des liberalisierten Energiemarktes

Stromerzeuger

Der Stromerzeuger erzeugt den Strom in Kraftwerken und speist ihn in das Übertragungsnetz (> 100 MW) bzw. Verteilnetz (< 100 MW) ein. Die RWE Power AG betreibt im rheinischen Braunkohlerevier in Niederaußem Kraftwerksblöcke mit zusammen 3.864 MW und in Grevenbroich mit 4.400 MW elektrischer Bruttoleistung. Neben der RWE Power AG betreiben die EnBW Kraftwerke AG, Vattenfall Europe AG und die Steag GmbH große Kraftwerksblöcke. VW in Wolfsburg als großes Industriekraftwerk weist beispielsweise eine elektrische Bruttoleistung von 440 MW auf.

Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist ein überregionales Stromnetz, das große Energiemengen über lange Strecken überträgt. Die Betriebsspannungen betragen hier 380 kV bzw. 220 kV.

Deutschland ist in vier Übertragungsnetze aufgeteilt, die von AMPRION, Tennet TSO, TransnetBW und 50Hertz Transmission betrieben werden.

Neben der Energieübertragung sorgt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Frequenz- und Spannungsregelung innerhalb der Grenzen der Europeanorm EN 50160. Da dem Übertragungsnetzbetreiber nur die Infrastruktur gehört, muss er sich die Regelleistungen (Primär-, Sekundär-, Tertiärreserven) für die Leistungserbringung der Frequenz- und Spannungsregelung auf dem Markt beschaffen und bei Bedarf abrufen.

Die Aufgaben und Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers sind im TransmissionCode als Regelwerk hinterlegt.

Verteilnetz

Das Verteilnetz übernimmt die Versorgung der Fläche mit Strom, der Betrieb obliegt dem Verteilnetzbetreiber (VNB). Das Verteilnetz bezieht den Strom aus dem Übertragungsnetz und stellt ihn dem Verbraucher zur Verfügung. Neben der störungsfreien, kontinuierlichen Energieübertragung ist der Verteilnetzbetreiber für Spannungsregelung innerhalb der Grenzen der EN 50160 zuständig. Die Versorgung der Verbraucher kann sowohl auf der Niederspannungsebene als auch auf der Mittelspannungsebene erfolgen. Verteilnetzbetreiber sind rechtlich eigenständige Firmen, die aus den Stadtwerken bzw. Überlandwerken hervorgegangen sind.

Da der Verteilnetzbetreiber nur die Infrastruktur besitzt, muss er die in seinem Netz entstehende Verlustenergie auf dem Markt zu seinen Lasten beschaffen.

Die Aufgaben und Pflichten des Verteilnetzbetreibers sind im Distribution Code als Regelwerk hinterlegt.

Der Verbraucher schließt mit dem Verteilnetzbetreiber für den Betrieb des Anschlusses am Verteilnetz einen Netzananschlussvertrag, für die Nutzung des Verteilnetzes einen Netznutzungsvertrag.

Messstellenbetreiber

Der Messstellenbetreiber betreibt die Messeinrichtung zwischen Verteilnetzbetreiber und Verbraucher. Er stellt die Messungen dem Verbraucher, Verteilnetzbetreiber und Stromlieferanten zeitnah zur Verfügung.

Der Verbraucher hat das Recht, den Messstellenbetreiber frei zu wählen.

Bilanzkreis

Jeder Verbraucher ist einem Bilanzkreis zugeordnet. Verbraucher mit einem Verbrauch < 100.000 kWh/a werden nach Standardlastprofilen bewertet, Verbraucher mit einer größeren Abnahmemenge definieren sich durch ihr eigenes Lastprofil.

Über die Bilanzkreise wird der Bedarf in ¼ Stunden-Raster prognostiziert.

Lastprofil

Lastprofile bezeichnen den zeitlichen Verlauf der abgenommenen Leistung innerhalb einer zeitlichen Periode.

Der Messstellenbetreiber misst bei Kunden > 100.000 kWh/a die Energie im ¼-Stunden-Raster, beginnend bei jeder neuen Stunde. Aus den gemessenen Energiewerten entstehen die ¼ -Stunden-Leistungswerte.

Lastprofile werden teilweise auch als Lastgang, Lastkurve, Tages- oder Jahresgang bezeichnet.

Börse

Die European Energy Exchange (EEX) ist ein Marktplatz für Energie und energienahe Produkte. Die EEX unterliegt als öffentlich-rechtliche Institution dem deutschen Börsengesetz.

Der Strom wird im Spotmarkt, Intraday-Markt und Terminmarkt gehandelt.

Stromhändler

An der Börse dürfen nur zugelassene Händler handeln. Sie setzen die Order der Stromlieferanten an der Börse um.

Stromlieferant

Die Lieferung der vereinbarten Strommengen an die Verbraucher erfolgt über die Stromlieferanten. Der Stromlieferant bündelt die Bestellungen seiner Kunden und kauft den Strom als Base-Load, Peak-Load, Off-Peak-Load bzw. Stundenkontrakten direkt bei den Kraftwerken und über die Stromhändler an der Börse.

Der Verbraucher schließt einen Stromliefervertrag mit dem Stromlieferanten ab.

Stromhandel

Die Base-Load bildet die Grundlast, bezieht sich auf einen kompletten Tag (24 h) mit einer Lieferung von 1 MW. Sie wird in 24 MWh-Einheiten gehandelt.

Die Peak-Load bildet die Mittellast, bezieht sich auf die Zeit von 8:00 bis 20:00 mit einer Lieferung von 1 MW. Sie wird in 12 MWh-Einheiten gehandelt.

Die Off-Peak-Load bildet die Spitzenlast im Stundenraster in der Zeit von 00:00 bis 08:00 und von 18:00 bis 24:00 mit einer Lieferung von 1 MW ab. Sie wird in 1 MWh-Einheiten gehandelt.

Die Stundenkontrakte bilden die Spitzenlast im Stundenraster in der Zeit von 08:00 bis 18:00 Uhr mit einer Lieferenergie von 1 MWh ab.

Im Intraday-Handel werden innerhalb des Tages für die Folgestunde Lieferenergien von 1 MWh gehandelt. Der Handel ist bis zu 45 Minuten vor der Lieferung möglich.

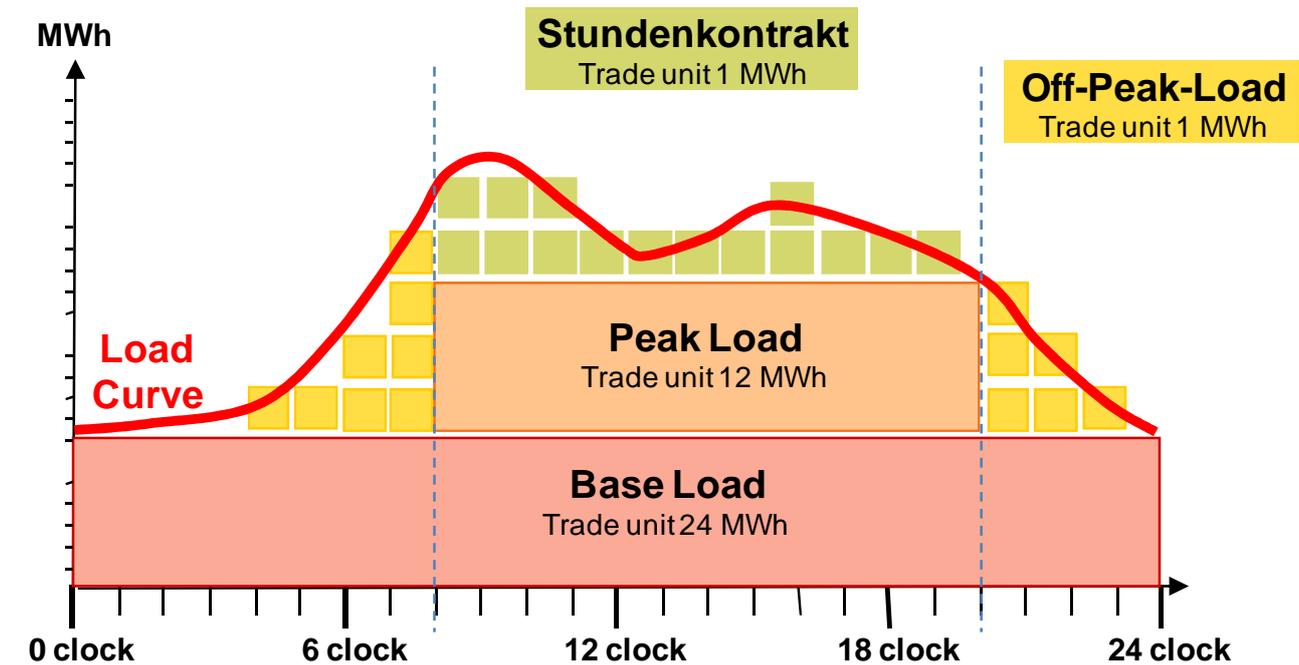


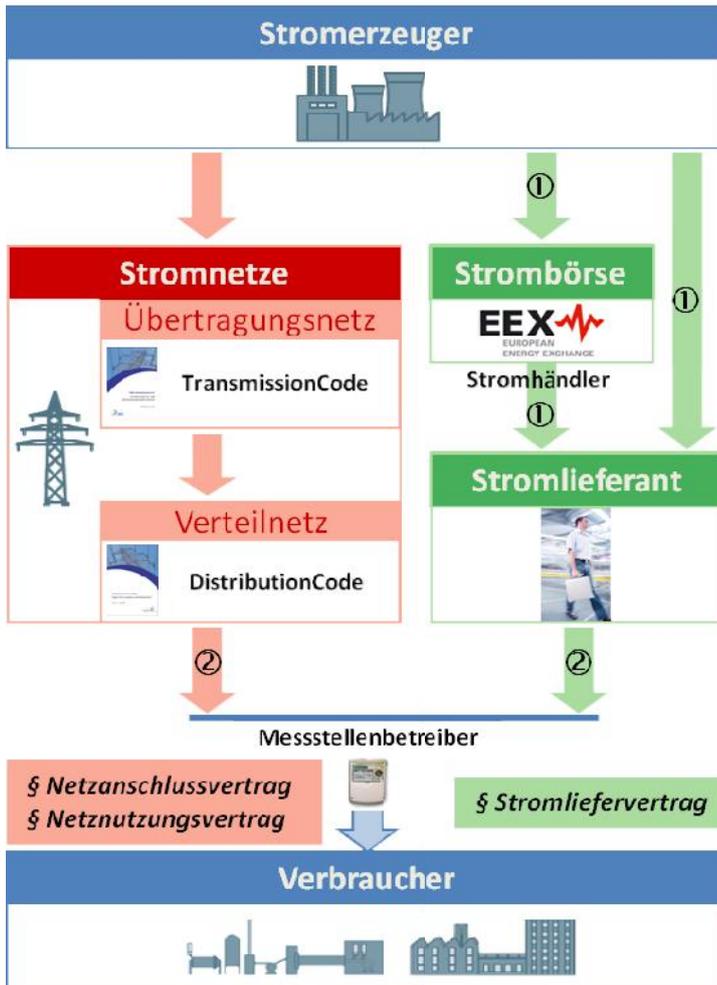
Bild 2: Stromhandel

Verbraucher

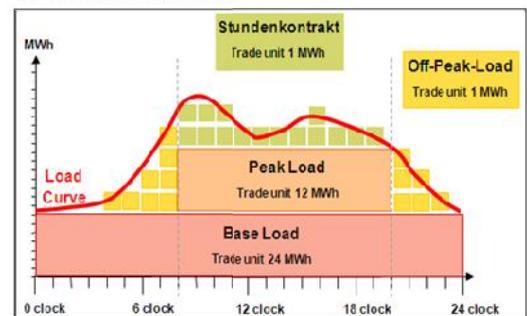
Der Verbraucher bezieht den Strom physikalisch über den Verteilnetzbetreiber und kaufmännisch über den Stromlieferanten.

Er erhält in Summe vier eigenständige Verträge:

- den Stromliefervertrag mit dem Stromhändler
- den Netznutzungsvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber
- den Netzanschlussvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber
- den Vertrag mit dem Messstellenbetreiber über den Betrieb der Messstelle am Abgang des Verteilnetzes.



① Handelseinheiten



② Lastprofil

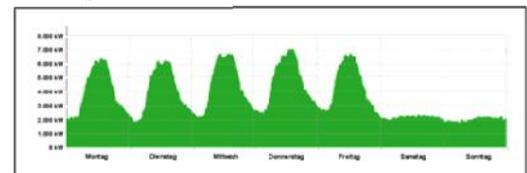


Bild 3: Teilnehmer und Rollen im liberalisierten Strommarkt

Anmerkungen:

Wenn ein Kunde den Stromlieferanten wechselt, hat dies keinen Einfluss auf das Stromnetz, da sich das Verhalten des Verbrauchers ja nicht ändert.

Der gesamte liberalisierte Energiemarkt basiert auf Prognosen. Prognoseabweichungen müssen über den Markt ausgeglichen werden.

Prozesse und Handlungen

Durch die Liberalisierung des Energiemarktes innerhalb der Europäischen Union (EU) sind die Prozesse und Handlungen der einzelnen beteiligten Teilnehmer festgelegt. Jeder Teilnehmer übernimmt seine Rolle und optimiert sich innerhalb der gesetzten Grenzen.

Strombeschaffung

Um die Stromproduktion dem wechselnden Tagesbedarf anzupassen, muss der Bedarf aller Verbraucher prognostiziert werden. Anhand dieser Prognosen wird dann die Stromproduktion ausgerichtet.

Stromlieferant

Jeder Stromlieferant innerhalb eines Verteilnetzes prognostiziert sein Lastprofil, das über den Einkauf des Stromlieferanten – direkt bei Kraftwerken oder über die Börse – eingekauft wird. Das Lastprofil ergibt sich aus der Summe der Lastprofile seiner Kunden (Kunden kleiner 100.000 kWh/a anhand von Standardlastprofilen, Kunden > 100.000 kWh/a anhand kundenspezifischer Lastprofile).

Für größere Zeiträume als eine Woche werden Langfristprognosen erstellt; damit decken die Stromlieferanten langfristig ihren Bedarf direkt bei den Kraftwerken und/oder über die Börse.

Bei der Energieprognose zur Folgewoche (am Donnerstag für die Folgewoche) entstehen recht genaue Lastprofile. In diesen Prognosen sind die Wetterprognosen für die Berechnung der Wind- und Solarenergie eingegangen. Diese Wetterprognosen werden von speziellen Firmen mit

einer Vorhersagegenauigkeit von > 90 % angeboten. Die Abweichungen, die sich aus den Langfristprognosen und der Wochenprognose ergeben, werden durch Zu- bzw. Verkauf 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 Stunde für die Folgestunde. Im Intraday- Handel an der Börse werden diese Differenzmengen gehandelt.

Alle Differenzen zwischen der Prognose und dem Ist-Bedarf müssen aus der Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve gedeckt werden. Die Verursacher werden an den hier entstehenden Kosten anteilig beteiligt.

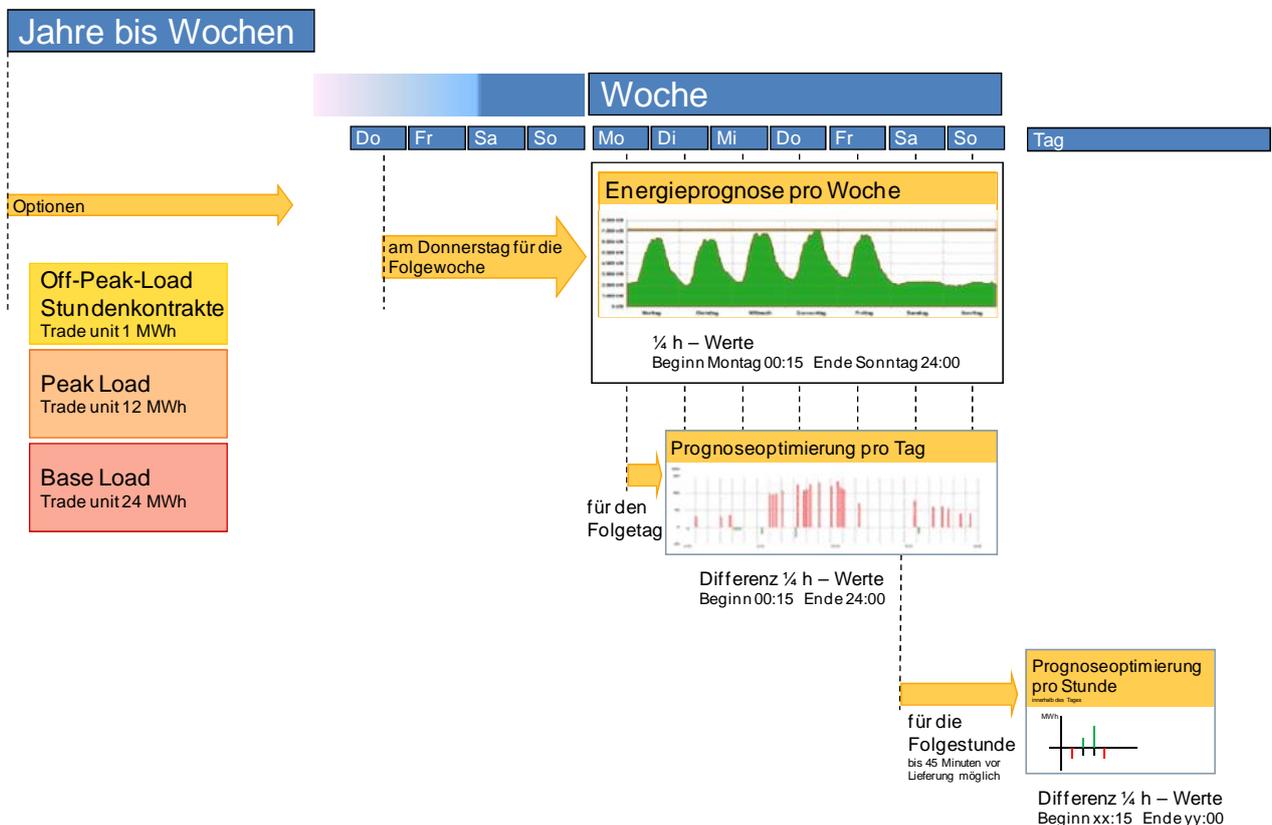


Bild 4: Stromeinkauf

Verbraucher

Die nachfolgend beschriebenen Zusammenhänge beziehen sich nur auf Verbraucher mit einem Energieverbrauch > 100.000 kWh/a, die einen Bezugsvertrag mit ¼-Stunden-Leistungsmessung besitzen.

In manchen Fällen kommt auch heute schon eine Fahrplanklausel innerhalb des Strombezugsvertrags zum Einsatz:

“.... Soweit erforderlich werden die Vertragsparteien vor der Stromlieferung anhand der zu erwartenden Lastverläufe des Kunden einen Fahrplan erstellen und diesen bei Bedarf aktualisieren. Um die erforderliche Regelenergie möglichst gering zu halten, verpflichtet sich der Kunde, Abweichungen vom üblichen Verbrauch mit einem Vorlauf von einer Woche dem Energieversorger schriftlich mitzuteilen.”

Diese Fahrplanklausel macht eine Prognose des Energiebedarfs zwingend notwendig.

Neben der Prognoseerstellung muss der Verbraucher auch den sich hieraus ergebenden Fahrplan einhalten. Dies erfordert auf Verbraucherseite eine Funktionalität, die das Einhalten des Fahrplans überwacht und bei Bedarf Lasten zu- und abschaltet bzw. regelt.

Der liberalisierte Energiemarkt basiert auf Prognosen. Hilft der Verbraucher dem Stromhändler mit belastbaren Prognosen, wird dies finanziell honoriert.

Energiefahrplan

Der Fahrplan ergibt sich aus der Wochenprognose und wird durch die tägliche Prognoseoptimierung ergänzt. Die hier beschriebenen Energiemengen werden vom Energielieferanten geordert und müssen bezahlt werden. Dem Fahrplan ist ein Toleranzband zugeordnet, innerhalb

dessen die Energielieferung zu fixen Preisen vorgenommen wird. Wird dieses Toleranzband verlassen, entstehen beim Mehrbedarf Energiekosten, die sich an denen des aktuellen Marktes orientieren. Minderverbrauch wird nicht honoriert.

Einhaltung der ¼-h-Fahrplanwerte

Durch Steuern und Regeln von definierten Lasten, Erzeugern oder Speichern innerhalb des ¼-Stunden-Zyklus wird der aktuelle Bedarf so angepasst, dass der Wert aus dem Fahrplan eingehalten wird. Die Lasten, Erzeuger und Speicher sind in einer Prioritätenliste hinterlegt und werden entsprechend aktiviert.

Die Lasten, Erzeuger und Speicher definieren sich durch ihre mögliche variable Leistung, Grundlast, minimale und maximale Einschaltzeit sowie durch ihre maximale Ausschaltzeit.

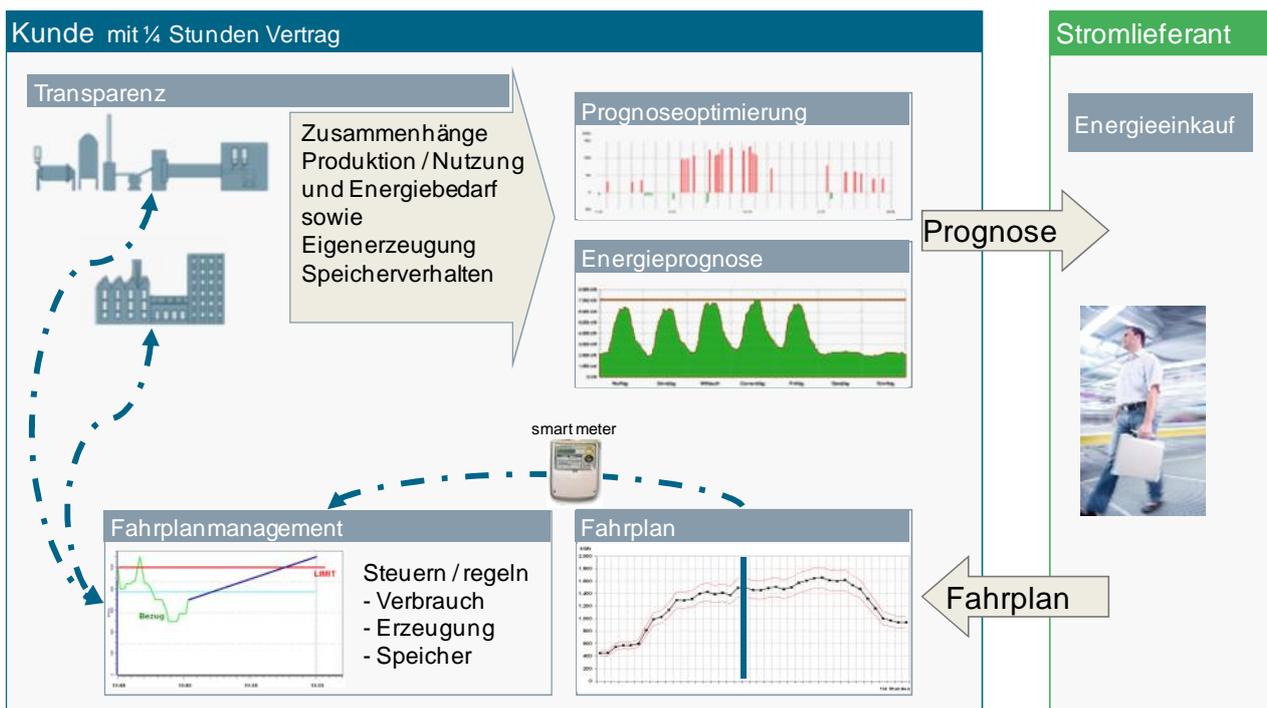


Bild 5: Strombeschaffung des Verbrauchers

Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Prognose

Anhand des Beispiels eines Bürogebäudes werden die möglichen Einflussmöglichkeiten beschrieben.

Die Prognose setzt sich aus den einzelnen Teilen des Bedarfs von Verbraucher, Speicher und Erzeugung zusammen.

Jeder für sich erstellt autark seine eigenen Prognosen, die aus deren Untergruppen bestehen. Nicht jede Untergruppe ist regel- und steuerbar. Für die Optimierung sind nur die frei verfügbaren Untergruppen von Interesse. Alle anderen Untergruppen bilden feste Lasten: positiv entspricht einer Erzeugung, negativ entspricht einem Verbrauch. Durch diese Sichtweise wird ein Optimierungsalgorithmus vereinfacht.

PV-Anlagen können nicht zur Optimierung herangezogen werden, da die Wetterprognose und der Tag-/Nacht-Zyklus die Energieproduktion bestimmen. Ein Herunterregeln ist jedoch bei einigen Anlagenausführungen möglich.

Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen und Geothermie-Anlagen sind wärmegeführt und somit nicht für die Optimierung von Interesse. Es sei denn, die Wärmeerzeugung kann zwischen Boiler und KWK/Geothermie verschoben werden.

Generatoren – z. B. Dieselaggregate die nicht als Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen betrieben werden – können, da sie keinerlei Restriktionen unterliegen, in die Optimierung einbezogen werden.

Minimale Einschaltzeiten, minimale Ausschaltzeiten, die Kosten für das Hoch- und Herunterfahren sowie die Kosten für den Brennstoff wirken allerdings begrenzend.

Wärme-, Kälte- und Stromspeicher können für die Optimierung herangezogen werden. Sowohl deren Totzeiten als auch Verluste aus der Speicherung müssen beachtet werden.

Klimaanlagen müssen dann die Wärme- und Kälteenergie bereitstellen, wenn die Umgebung es erfordert. Zur Optimierung kann die Verschiebung des Arbeitspunktes innerhalb der Komfortzone herangezogen werden.

Die Nutzung des Gebäudes kann nicht zur Optimierung herangezogen werden. Die Lasten müssen als gegeben angesehen werden. Typische Nutzungen im Büro sind PCs, Bildschirme, Drucker, Licht.

Generell müssen für eine belastbare Prognose die Zusammenhänge zwischen Strom, Wärme und Kälte bekannt sein. Erst über deren Zusammenhänge kann eine (Betriebskosten-) Optimierung erfolgen.

Für eine Optimierung/Änderung der Kurvenform der Prognose kann nur auf Speicher und Generatoren ohne KWK-Funktion zurückgegriffen werden.

Dies ist auch dann der Fall, wenn die Abhängigkeiten von anderen Energiearten (Kälte, Wärme) mit einbezogen werden.

Anmerkung

Wird über die Eigenerzeugung mehr Strom erzeugt als innerhalb der Anlage benötigt, erfolgt automatisch eine Rückspeisung ins Verteilnetz. Hat der Verteilnetzbetreiber bei der Netzführung Probleme, kann er die Rückspeisung verbieten. Liegt die Erzeugungskapazität oberhalb von 100 kW und wird rückgespeist, kann der Verteilnetzbetreiber diese Aggregate zur Netzregelung/Netzstützung heranziehen. Da sich somit die Einsatzbedingungen der Stromerzeuger gegenüber der Prognoseplanung ändern, ergibt sich auch eine Differenz zwischen Prognose und Ist-Bedarf. Wenn die Prognose nicht mehr eingehalten wird, muss der Verbraucher die sich daraus ergebenden Folgekosten beim Stromlieferanten selbst tragen.

Wirkungsgradoptimierungen an den einzelnen Aggregaten haben beim ersten Einsatz Einfluss auf die Energieprognose, in den Folgeprognosen wird diese Optimierung als normaler Bedarf angesehen. Die Prognosewerte stellen sich entsprechend geringer dar.

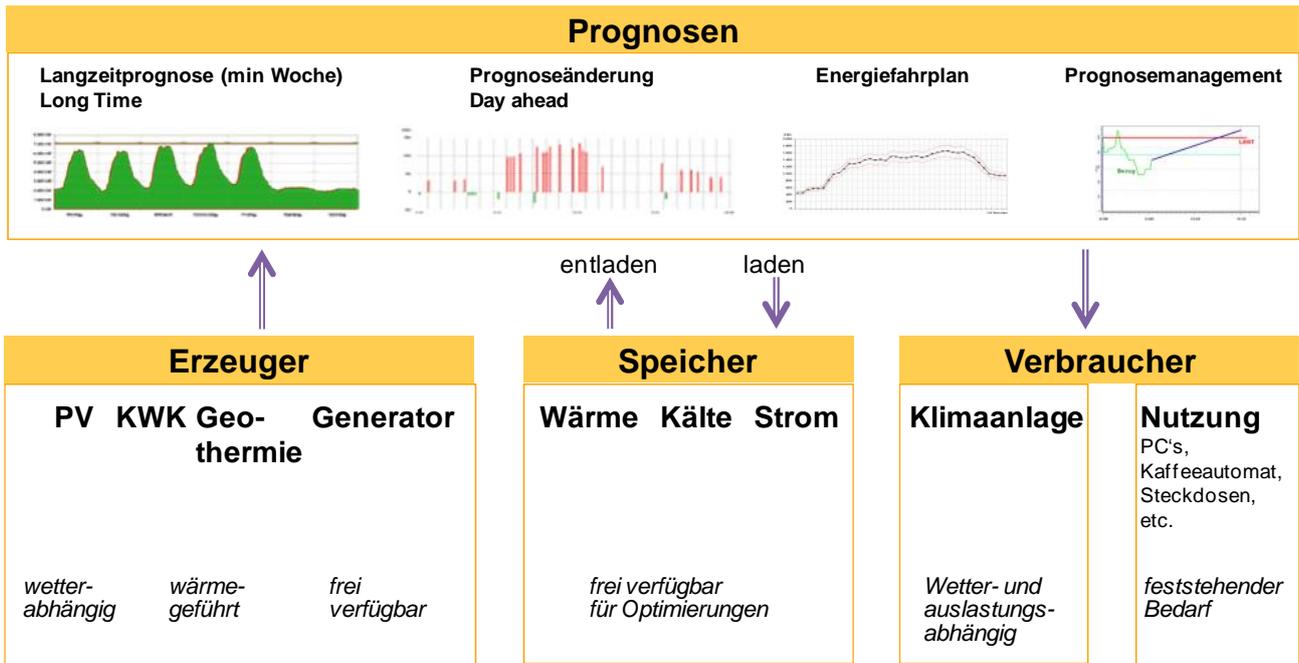


Bild 6: Einflüsse auf Prognosen

Kosten aus Verbrauchersicht

Die Liberalisierung des Strommarktes zwingt den Verbraucher, Verträge mit dem Stromlieferanten, dem Verteilnetzbetreiber und dem Messstellenbetreiber einzugehen. Der Staat belegt dann diese Kosten mit seinen Steuern und Abgaben.

Kosten aus dem Stromliefervertrag vom Verbraucher an den Stromlieferanten

Der Strombezugsvertrag legt die verbrauchte Energiemenge zu Grunde. Durch Multiplikation mit dem Preis pro kWh ergibt sich der Energiepreis.

Sind Lastprofile mit dem Stromlieferanten vereinbart, ergibt sich der Energiepreis aus der verbrauchten Strommenge plus der Kosten aus der Nichteinhaltung der Kurvenform.

Kosten aus der Netznutzung vom Verbraucher an den Verteilnetzbetreiber

Das Netznutzungsentgelt ergibt sich aus der verbrauchten Energiemenge, die mit dem Preis pro kWh multipliziert wird.

Kosten aus dem Netzanschlussvertrag vom Verbraucher an den Verteilnetzbetreiber

Das Netzanschlussentgelt ergibt sich aus dem maximalen ¼ h-Peak innerhalb eines Kalenderjahres oder auch aus dem Mittelwert mehrerer Peaks (siehe Vertrag mit dem VNB), jeweils multipliziert mit dem Leistungspreis in €/kW.

Steuern und Abgaben vom Verbraucher an den Staat bzw. die Kommune

Zu diesen Kosten kommen die Steuern und Abgaben hinzu. Hierzu zählen:

Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe ist ein Entgelt, das an Gemeinden gezahlt wird für die Einräumung von Wegerechten für z. B. Bau und Betrieb von Stromleitungen.

Stromsteuer (umgangssprachlich auch Ökosteuern genannt)

Diese Steuer wird seit 1999 ursprünglich zur Förderung klimapolitischer Ziele erhoben. Tatsächlich fließen die Einnahmen fast ausschließlich in die Rentenkasse.

KWK-Umlage

Diese Umlage existiert seit dem Jahr 2000 und dient der Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.

EEG-Umlage

Die Umlage dient der Förderung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ökostrom wird den Produzenten zu den gesetzlich festgeschriebenen Preisen abgenommen. Diese liegen über den Markttarifen. Die Differenz wird über die EEG-Umlage von den Verbrauchern bezahlt.

§19 Umlage (Umlage nach §19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung)

Mit dieser "Sonderkunden-Umlage" von 2012 werden entgangene Erlöse der Netzbetreiber für die Befreiung der Großindustrie vom Netznutzungsentgelt an den Privatverbraucher umgelegt.

Offshore-Haftungsumlage (nach dem Energiewirtschaftsgesetz EnWG, Novelle 2012)

Seit Januar 2013 ist die Offshore-Umlage ein Bestandteil des Strompreises. Mit ihr wird ein Großteil von Schadensersatzkosten, entstanden durch Verzögerungen oder Ausfälle bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks, auf

den privaten Endverbraucher umgelegt. Die Offshore-Umlage beträgt 0,25 ct/kWh.

Umsatzsteuer (Mehrwertsteuer)

Die Umsatz-/Mehrwertsteuer wird mit 19 % vom Nettostrompreis (Summe aus den oben genannten Preisbestandteilen) berechnet.

Beispielrechnung

Ein Bürogebäude hat einen Jahresenergiebedarf von 19.890.722 kWh, eine Leistungsspitze von 5.994 kW und eine hieraus folgende Nutzungsdauer (Verhältnis zwischen Jahresarbeit und maximaler Spitzenlast) von 3.318 Stunden.

Kosten für Netzanschluss und Netznutzung

Beim in diesem Beispiel beschriebenen Verteilnetzbetreiber wird der Verbraucher einerseits über seine Nutzungsdauer in zwei Kategorien, andererseits über die Netzanschlussebene (Entnahmenetzebene) unterschieden.

Jahresleistungspreissystem				
Entnahmenetzebene	Benutzungsdauer			
	≤ 2.500 h/a **)		> 2.500 h/a **)	
	Leistungspreis [€ pro kW/a]	Arbeitspreis [ct pro kWh/a]	Leistungspreis [€ pro kW/a]	Arbeitspreis [ct pro kWh/a]
Mittelspannung	2,70	4,80	117,84	0,19
Umspannung zur Niederspannung	–	7,76	193,90	–
Niederspannung	2,81	5,03	67,84	2,43

Bild 7: Teile des Leistungspreises

Bei der Übergabe auf der Mittelspannungsebene entstehen Kosten für den Kunden/Verbraucher an den Verteilnetzbetreiber in Höhe von 744.175 €. Sie teilen sich in 706.382 € für die Leistungsbereitstellung sowie 37.792 € für die Netznutzung auf.

Kosten für die Stromlieferung

Bei einem Kilowattstundenpreis von 12 €Cent/kWh entstehen Kosten in Höhe von 2.386.887 €.

Summe

Auf Basis der Summe der Kosten für Stromlieferanten, Netznutzung und Netzanschluss in Höhe von 3.131.061 € werden die Steuern und Abgaben berechnet.

Einflüsse dezentraler Energieerzeugungen

Durch den Staat werden sowohl die dezentrale wie die regenerative Energieerzeugung gefördert.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind die Anschluss- und Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber zur Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien sowie feste Vergütungssätze für den eingespeisten Strom gesetzlich fest verankert.

Unter das EEG fallen Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), Windkraftanlagen, Biogasanlagen, Blockheizkraftwerke mit regenerativem Primärenergieeinsatz. PV-Anlagen reichen von kleinen Leistungen, die auf Einfamilienhäusern installiert sind und in das Niederspannungsnetz einspeisen bis hin zu Solarparks mit einigen MW Erzeugungsleistung (z. B. Fläche von 20 Hektar mit maximaler Erzeugungsleistung von 11 MWp), die an die Mittelspannungsnetze angeschlossen sind.

Windkraftanlagen besitzen vorwiegend größere Leistungen (ab 1 MW) und speisen direkt ins Mittelspannungsnetz ein. Kleine Windkraftanlagen sind zurzeit so gut wie nicht installiert.

Biogasanlagen erzeugen aus tierischen Exkrementen (Gülle, Mist) bzw. Energiepflanzen (Mais, Raps) Biogas, das ins Gasnetz eingespeist oder vor Ort mittels Blockheizkraftwerken in Strom und Wärme umgewandelt wird. Die elektrische Leistung von Biogasanlagen reicht von einigen 10 kW bis hin zu Großanlagen mit 20 MW und mehr. Im Schnitt liegen die Biogasanlagen bei einer elektrischen Leistung von 700 kW. Entsprechend ihrer Leistung werden Biogasanlagen an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Innerhalb der Verteilnetze führt die Einbindung der dezentralen Energieerzeuger zu Problemen. Klassische Netze sind so ausgelegt, dass die Stromflussrichtung von den Kraftwerken über die Übertragungs- und Verteilnetze zu den Verbrauchern voraussetzt. Nun kann es passieren, dass innerhalb eines Verteilnetzes mehr Strom erzeugt wird als die Summe aller Verbraucher ihn benötigt. In diesem Fall speist das Verteilnetz in das Übertragungsnetz zurück. Die Einhaltung der Spannungsqualität nach EN 50160 wird dem Verteilnetzbetreiber zum Problem.

Exkurs:

Der Spannungsfall an einer Leitung berechnet sich aus $\Delta U = R \cdot I$. Setzt man den Wert R (Widerstand der Leitung) als konstant an, ist ΔU direkt abhängig vom Strom I. In einem fiktiven Beispiel soll an einem Netzpunkt x die feste Spannung von U_x anstehen. Durchfließt der Strom I von diesem Punkt eine Leitung, ergibt sich die Spannung am Ende der Leitung durch $U_x - \Delta U$. Dreht sich die Stromrichtung um, der Stromfluss geht vom Ende der Leitung zum Netzpunkt x und soll die Spannung am Netzpunkt x weiter U_x betragen, muss am Ende der Leitung die Spannung auf $U_x + \Delta U$ steigen.

Laut EN 50160 darf die Spannung innerhalb eines Verteilnetzes die Normspannung um $\pm 10\%$ schwanken (z. B. zwischen 440 V und 360 V).

Starke Stromschwankungen innerhalb der Leitung führen zu starken Spannungsschwankungen am Ende der Leitung. Ändert sich die Stromrichtung, verschärft sich dieses Problem.

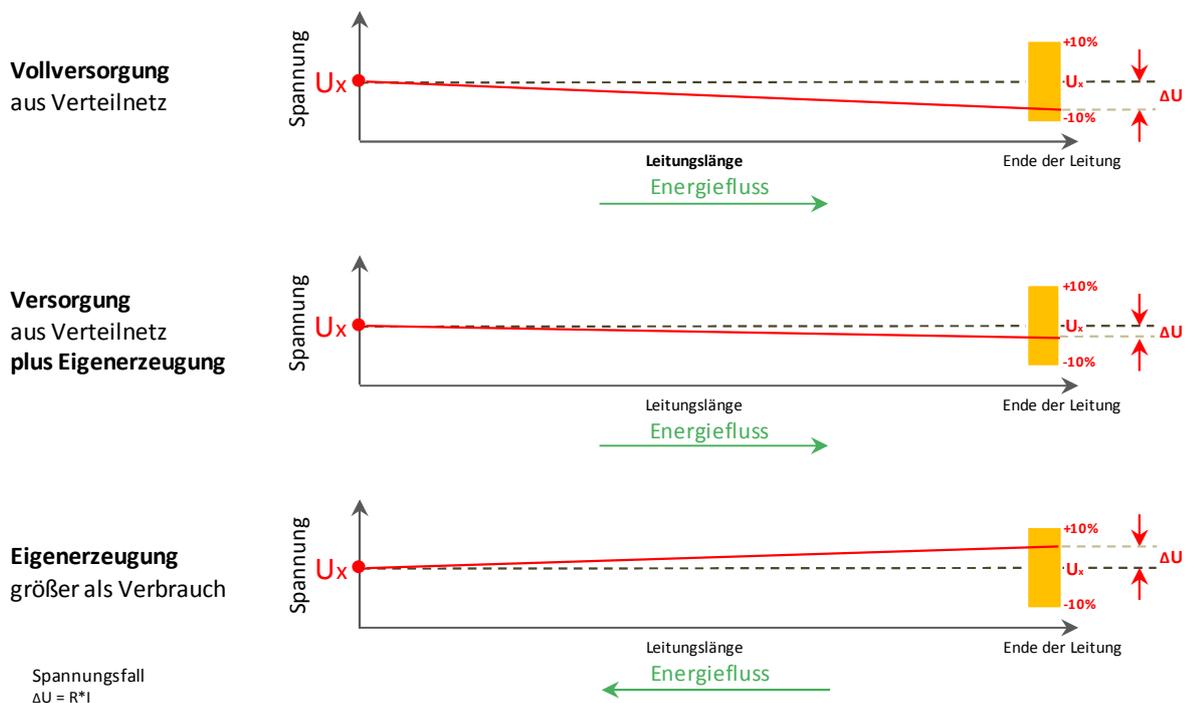


Bild 8: Spannungsfall an Leitungen

Die erzeugte Energie aus regenerativen Energiequellen wird in eigenen Regelkreisen verwaltet und über die Börse am Markt angeboten. Wird an der Börse ein höherer oder

geringerer Preis erzielt als der in der Einspeisevergütung festgelegte, wird die Differenz über die Netznutzung auf die Netznutzer umgelegt.

Smart Grid / Micro Grid

Das Smart Grid sorgt für Stabilität im Netz. Es balanciert mit intelligenter Energieverteilung Stromerzeugung, Verbrauch und Energiespeicher aus. Es ermöglicht zudem die Einbindung von dezentralen Energieerzeugern in großem Stil.

Weiterführende Informationen im Internet finden Sie durch Klick auf [Intelligente Verteilung und Energiespeicher](#).

Micro Grids sind in sich geschlossene, regionale Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und wahlweise Speicher eingebunden sind.

Weiterführende Informationen im Internet finden Sie durch Klick auf [Microgrids](#).

Smart Grid

Der Begriff Smart Grid (intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst laut International Electrotechnical Commission (IEC)-Normung „... die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten, energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“

In Deutschland ist weiterhin das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG Energiewirtschaftsgesetz) bindend. Es beinhaltet die Umsetzung und Durchführung

des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung.

Basierend auf der Liberalisierung des Strommarktes umfasst das Smart Grid die Kraftwerke, Verteilnetze und Übertragungsnetze mit ihren dezentralen Stromerzeugern, die Stromlieferanten sowie den Verbraucher, solange er aus dem Verteilnetz Strom bezieht. Stellt der Verbraucher selbst Strom her, mutiert er zu einem Micro Grid. Ob er nur Strom für den Eigenverbrauch erzeugt oder Strom in das Verteilnetz temporär oder kontinuierlich zurückspeist, ist für den Gedanken des Micro Grids unerheblich. Ein Inselnetzbetrieb – mit offener Kupplung zum Verteilnetz – ist innerhalb der EU nicht üblich bzw. als Ziel beschrieben.

Exkurs:

Innerhalb eines Inselnetzes mit offener Kupplung zum Netz ist der Netzbetreiber (in diesem Fall der Verbraucher) für die Einhaltung der EN 50160 zuständig.

Die erzeugte Leistung in einem Inselnetzes liegt weit unter der eines Verteilnetzes, und erst recht unter der eines Übertragungsnetzes. Änderungen im Leistungsverbrauch schlagen entsprechend schnell in der Netzfrequenz durch, da die Erzeugung in ihrer Regelung wesentlich träger reagiert. Nach der Trennung vom Verteilnetz läuft die Frequenz innerhalb des Inselnetzes nicht mehr synchron zum Verteilnetz. Auch die Spannung ist nach der Trennung vom Netz nicht mehr synchron zum Verteilnetz.

Soll das Inselnetz wieder an das Verteilnetz gekoppelt werden, müssen die Spannung, Frequenz und Phasenlage übereinstimmen. Stimmen nicht alle drei Faktoren in einem Toleranzband überein, ist eine Kopplung nicht möglich.

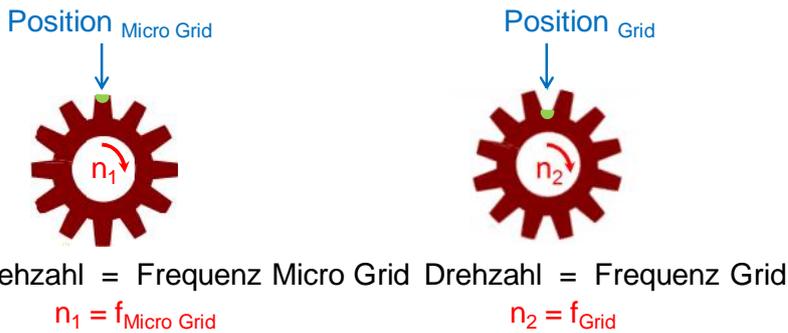
Da das Verteilnetz die führende Größe darstellt, muss sich das Inselnetz durch Regelungen entsprechend anpassen. Zum Zeitpunkt der Kopplung muss die im Inselnetz benötigte Leistung aus der Eigenerzeugung selbst generiert werden.

Diese Mechanismen lassen sich anhand zweier mechanischer Systeme erklären:

Soll ein Kraftschluss zwischen zwei mechanischen Wellen erfolgen, ist deren Drehzahl und deren Position der Zahnräder anzugleichen. Erst wenn beide Parameter übereinstimmen, kann ein Kraftschluss erfolgen. Übertragen auf die Elektrotechnik heißt dies, die Frequenz entspricht der Drehzahl, und die Spannung entspricht der Position der Zahnräder.

Innerhalb der Elektrotechnik muss allerdings auch noch die Phasenlage übereinstimmen. Im mechanischen Modell würde dies heißen, es gibt nur einen Zahn, der in eine definierte Zahnücke greifen muss.

Das Schwierige bei der Synchronisation ist der Kraftschluss bei laufender Bewegung beider Systeme.



nach Synchronisation

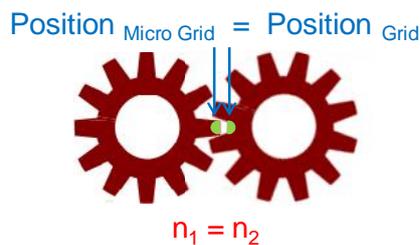


Bild 10: Synchronisierung zweier mechanischer Systeme

Wird ein Micro Grid mit Netzkopplung betrieben, entspricht die Frequenz und Phasenlage im Micro Grid der des Smart Grids. Unterschiedliche Spannungen an der Schnittstelle werden aus der Smart Grid-Seite synchronisiert.

Wird innerhalb des Micro Grids so viel Leistung erzeugt, wie innerhalb des Micro Grids verbraucht wird, entsteht kein Stromfluss zwischen Smart und Micro Grid.

Kurzzeitige Differenzen innerhalb des Micro Grids zwischen Erzeugung und Verbrauch werden durch das Smart Grid ausgeglichen, sie haben keine Auswirkungen auf die Spannung und Frequenz innerhalb des Micro Grids.

Micro Grid

Ein Micro Grid zeichnet sich dadurch aus, dass es innerhalb seines Gebietes nicht nur Verbraucher, sondern auch Energieerzeuger gibt. Da es sich bei einem Micro Grid immer um ein überschaubares Gebiet handelt, bieten Verbundsysteme (Kraft-Wärme-Kopplung) sowie Speicher aus Effizienzgesichtspunkten viele Vorteile. Bei Verbundsystemen sind allerdings die Abhängigkeiten der verschiedenen Energiearten untereinander nicht zu vernachlässigen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden beispielsweise aus der Primärenergie ungefähr 40 % Strom und 60 % Wärme erzeugt. Zusätzlich ist hier noch zu beachten, dass Wärmesysteme wärmegeführt (Wärmebereitstellung hat Vorrang) gefahren werden. Der erzeugte Strom ist aus dieser Sicht "Abfall". Im Weiteren ist der Wärmebedarf saisonal vom Wetter abhängig.

Bei Speichern ist immer der Wirkungsgrad mit zu betrachten. Ein Lithiumspeicher als Beispiel für Stromspeicher hat einen Wirkungsgrad von ~ 86 % (Entnahme aus dem Netz bis zur Rückspeisung ins Netz). Bei Wärme- und Kältespeichern ist der Wirkungsgrad von der Lagerzeit abhängig. Je länger die Energie gespeichert wird, desto schlechter ist der Wirkungsgrad.

Solarzellen erzeugen Witterungs- und tageszeitabhängig thermische bzw. elektrische Energie.

Wärmepumpen benötigen für die Wärmeherstellung elektrische Energie. Der Wärmehaushalt ist wärmegeführt, der elektrische Energiebedarf richtet sich somit nach dem Wärmebedarf.

Kompressoren zur Kälteerzeugung sind kältegeführt, folglich richtet sich der elektrische Energiebedarf nach dem Kältebedarf.

Windkraftanlagen sind überwiegend in eine Leistungsklasse ab 1 MW angesiedelt. In Zukunft werden sich allerdings auch kleinere Einheiten auf dem Markt etablieren, die dann für ein Micro Grid von Interesse sein werden. Generell sind Windkraftanlagen wetterabhängig.

In vielen Fällen besteht neben dem Anschluss des Micro Grids an das Smart Grid auch noch ein Anschluss an ein Fernwärmenetz.

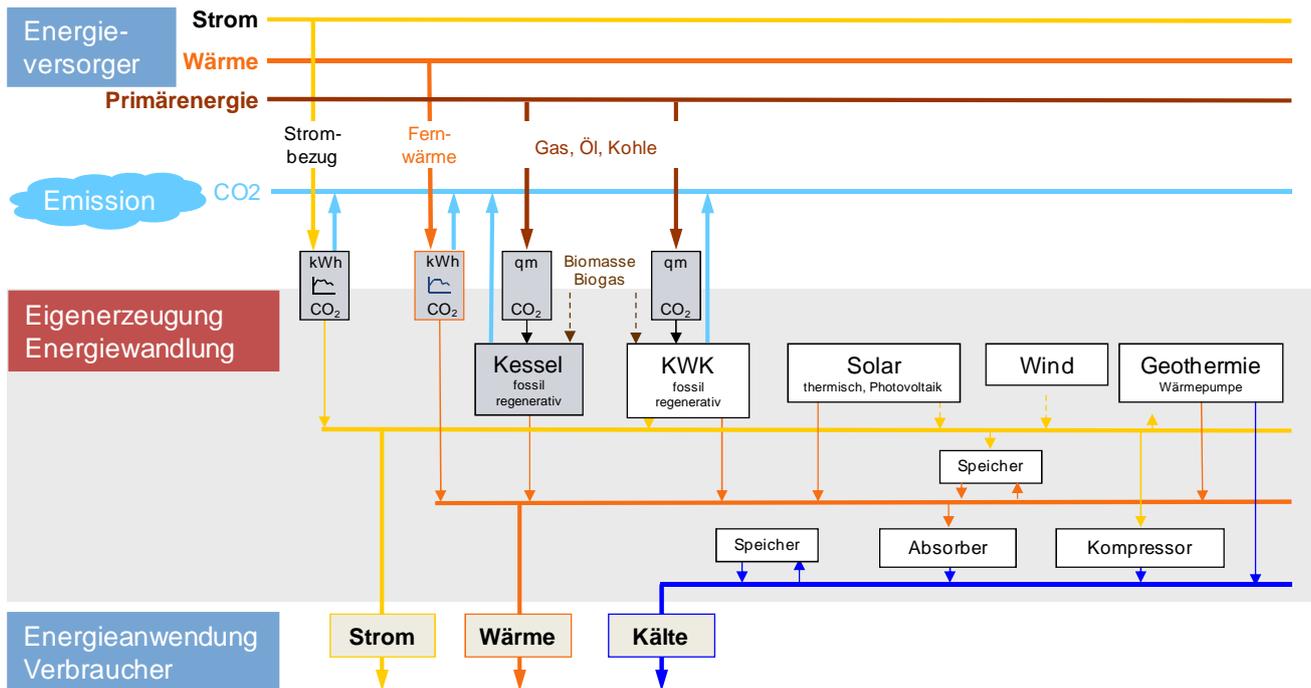


Bild 11: Abhängigkeiten verschiedener Energiearten innerhalb eines Micro Grids

Eine geordnete Fahrweise, oder gar eine optimierte Fahrweise, ist ohne Prognosen des Energiebedarfs auf der Verbraucherseite nicht umsetzbar.

Prognosen entwickeln sich hier zum Kernstück der Optimierung. Erst wenn der Bedarf bekannt ist, können Energieerzeuger bzw. Energiewandlungen und der Bezug aus dem Smart Grid geplant und in der Folge optimal eingesetzt werden.

Bei der Optimierung werden neben dem Energiedarf auch die Erstehungskosten für Strom, Fernwärme und Primärenergie eine tragende Rolle spielen. Im Vordergrund steht die Versorgungssicherheit. Basierend hierauf müssen die Gesamtkosten optimiert werden.

Dies führt dann zu höheren Anforderungen an die Optimierung, wenn die Preise sich innerhalb kurzer Zeiten ändern können. Innerhalb der Smart Grid-Philosophie ist auch daran gedacht, die Preise für die elektrische Energie an deren Verfügbarkeit zu koppeln. Ist sehr viel Energie im Smart Grid verfügbar, ergeben sich geringe Preise. Schwindet die Verfügbarkeit elektrischer Energie, steigen die Preise.

Aus Kostengesichtspunkten kann der Energiebezug aus dem Smart Grid preiswerter als bei der Eigenerzeugung ausfallen. Im umgekehrten Fall, die Energie im Smart Grid ist sehr teuer, kann es sinnvoll sein, Energie in das Smart Grid einzuspeisen. Dieser Mehrbezug bzw. die Rückspeisung basieren immer auf der Micro Grid-Prognose. Diese Prognosen besitzen eine Granularität von 15 Minuten. Die Optimierung muss folglich in der Lage sein, mindestens alle 15 Minuten das Gesamtsystem von Bezug, Eigenerzeugung und Verbrauch durchzurechnen.

Soll das Micro Grid als Inselnetz – ohne Kopplung zum Smart Grid – betrieben werden, sind die Anforderungen an den Optimierer wesentlich anspruchsvoller. Gerade die witterungsabhängigen Energieerzeuger wie Windkraft und Photovoltaikanlagen neigen sehr stark zu Erzeugungsschwankungen (durch Wolkendurchzug, Flauten, Starkwind). Auch der saisonale Kälte- und Wärmebedarf schlägt auf die Stromerzeugung bzw. auf den Strombedarf durch.

Optimierungsmöglichkeiten

Optimierungsmöglichkeiten werden in den meisten Fällen unter Kostengesichtspunkten gesehen. Es können aber auch andere Ziele, wie zum Beispiel eine CO₂-Emissionsminderung z. B. durch Nutzung vorwiegend regenerativer Energiequellen, im Vordergrund stehen.

Der Verbraucher hat innerhalb des liberalisierten Strommarktes die Möglichkeit, unter verschiedenen Stromanbietern und Messstellenbetreibern zu wählen. Bei der Netznutzung und dem Netzanschluss ist er auf seinen örtlichen Verteilnetzbetreiber angewiesen. Durch Verhandlungen ergeben sich hier Spielräume, die zu nutzen sind.

Optimierung im liberalisierten Strommarkt

Im liberalisierten Energiemarkt besteht der Strompreis aus der leistungsorientierten und der energiebezogenen Komponente.

Die leistungsorientierte Komponente richtet sich nach dem höchsten ¼-h-Wert innerhalb eines Kalenderjahres. Durch Senkung dieser maximalen Leistung (Peak-Leistung) ergibt sich ein Kostenvorteil. Um dieses Potenzial zu nutzen, wird normalerweise ein Lastmanagement installiert. Dieses deckelt die maximal erlaubte Leistung durch Ausschalten/Herunterregeln von Aggregaten bzw. Einschalten/Heraufregeln von Erzeugungsleistung. Ein Lastmanagement muss kontinuierlich betrieben werden.

Die energiebezogene Komponente kann durch Energieeinsparungsmaßnahmen genutzt werden. Hierunter versteht man wirkungsgradoptimierte Antriebe, regelbare Antriebe, Antriebe mit Energierückspeisung aber auch eine Optimierung innerhalb der Automatisierungssoftware, die nur dann die Aggregate betreiben, wenn sie

Ist ein Smart Grid Realität, erweitern sich die Möglichkeiten. Die Nutzung von Überkapazitäten bei der Erzeugung bzw. eigene Einschränkungen bei Kapazitätsengpässen ermöglicht eine weitere Optimierung.

Ein Micro Grid verfolgt das Ziel der Versorgung aus eigenen Ressourcen. Eine Optimierung wird dies in den Vordergrund stellen, wobei die Kostenoptimierung auch weiterhin Priorität genießt.

für den Prozess benötigt werden. In Summe werden hier Verbesserungen bei Verfahren, Aggregaten und Komponenten verstanden. Eine Wirkungsgradoptimierung ist in der Regel eine einmalige bzw. zyklische Leistung. Innerhalb der ISO 50001 nimmt genau dieser Teil eine tragende Rolle ein.

Durch Auswahl eines geeigneten Stromlieferanten kann der Preis je gelieferter Kilowattstunde gesenkt werden.

Die Preise mit dem Verteilnetzbetreiber sind in den meisten Fällen festgeschrieben und nicht verhandelbar.

Steuern und Abgaben sind gesetzlich festgelegt und nicht verhandelbar.

Transparenz der Stromflüsse

Die Grundlage jeder Optimierung ist die Transparenz; erst wenn die Stromflüsse innerhalb der Energieverteilung bekannt und transparent dargestellt sind, kann mit diesem Wissen die Optimierung einsetzen.

Die übertragene Energie der Einspeisung wird vom Messstellenbetreiber in ¼-Stunden-Werten gemessen. Dies gilt nicht nur für die bezogene Energie aus dem Verteilnetz, sondern auch für die ins Verteilnetz rückgespeiste Energiemenge. Die erhobenen Messwerte stehen dem Verbraucher als Datensatz zur Verfügung. Ein Lastmanagement auf Verbraucherseite wird normalerweise vom Zähler des Messstellenbetreibers mittels einer SO-Schnittstelle (Impulsschnittstelle) versorgt. Diese Schnittstelle gibt immer dann einen definierten Impuls ab, wenn die eingestellte Energiemenge pro Impuls erreicht wurde. Aus der Addition der Impulse über die Zeit erfasst das Lastmanagementsystem die Energiemenge, durch Hochrechnung auf das ¼-Stunden-Ende werden definierte variable Lasten gezielt geschaltet, so dass der eingestellte maximale Bezugsleistungswert nicht überschritten wird.

Auf der Ebene der Transformatoren ist neben der Spannung U , der Strom I , die Scheinleistung S und der Leistungsfaktor aller drei Phasen zu messen. Über die Spannungsmessung wird die Einhaltung der Normspannung $U_n \pm 10\%$ dokumentiert. Da in der Verteilungsprojektierung der maximale Spannungsfall mit in die Berechnung eingegangen ist, braucht die Spannung im weiteren Verlauf nicht mehr gemessen werden. Da der Spannungsfall sich auf den größten Strom innerhalb der Leitung bezieht, dieser während des Betriebs der Anlage aber maximal erreicht wird, liegt der Spannungsfall maximal beim vorgegebenen Planungswert, normalerweise immer unterhalb dessen. Aus der Messung der Scheinleistung S ergibt sich die Auslastung des Transformators. Elektronische Verbraucher erzeugen mehr oder weniger Oberschwingungen, die in der Einspeisung einen Wert von 8 % nicht überschreiten dürfen. Der THD-Anteil stellt die Summe aller Oberschwingungen an diesem Messpunkt dar. Die Projektierung der Energieverteilung erfolgt nach den zu führenden Strömen, die Messung der Ströme zeigt somit die Auslastung der Verteilung an. Große Verbraucher sind

Abgänge der Verteilung. Zusätzlich zur Strommessung ist es sinnvoll, den Leistungsfaktor \cos für die Bewertung des Blindanteils messtechnisch zu erfassen. Antriebe werden über Abgänge der Verteilung versorgt und sind entsprechend messtechnisch zu behandeln. Antriebe definieren sich durch deren Wirkleistung, für die Dokumentation ist deren aufgenommene Wirkleistung P zu erfassen. Für untervermietete Flächen wird die hierauf verbrauchte Energie vom Vermieter in Rechnung gestellt.

Exkurs:

Die MID-Zertifizierung gilt nur für das erste Mal, bei dem der Zähler auf den Markt gebracht wird. Die Vorgaben für den Nachweis der Genauigkeit innerhalb des Life-Cycle-Zyklus sind hiervon nicht betroffen. Elektronische Zähler müssen nach acht Betriebsjahren die Genauigkeit durch eine erneute Zertifizierung nachweisen.

Generatoreinspeisungen sind vergleichbar mit Transformatoreinspeisungen. Das Messen der Spannung U ist dann wichtig, wenn der Generator als Netzersatz eingesetzt werden soll.

Basis dieser Rechnung ist die Erfassung der verbrauchten Energie W . Erfolgt die Verrechnung nur intern über Kostenstellen, ist ein nicht zertifizierter Zähler ausreichend, für eine Rechnungslegung ist zwingend ein MID- (Measurement Instruments Directive) zertifizierter Zähler einzusetzen.

Der Strom I , die Wirkleistung P und der Leistungsfaktor \cos dokumentieren die Auslastung/Fahrweise über die Zeit, die Energiemessung W die erzeugte Energiemenge.

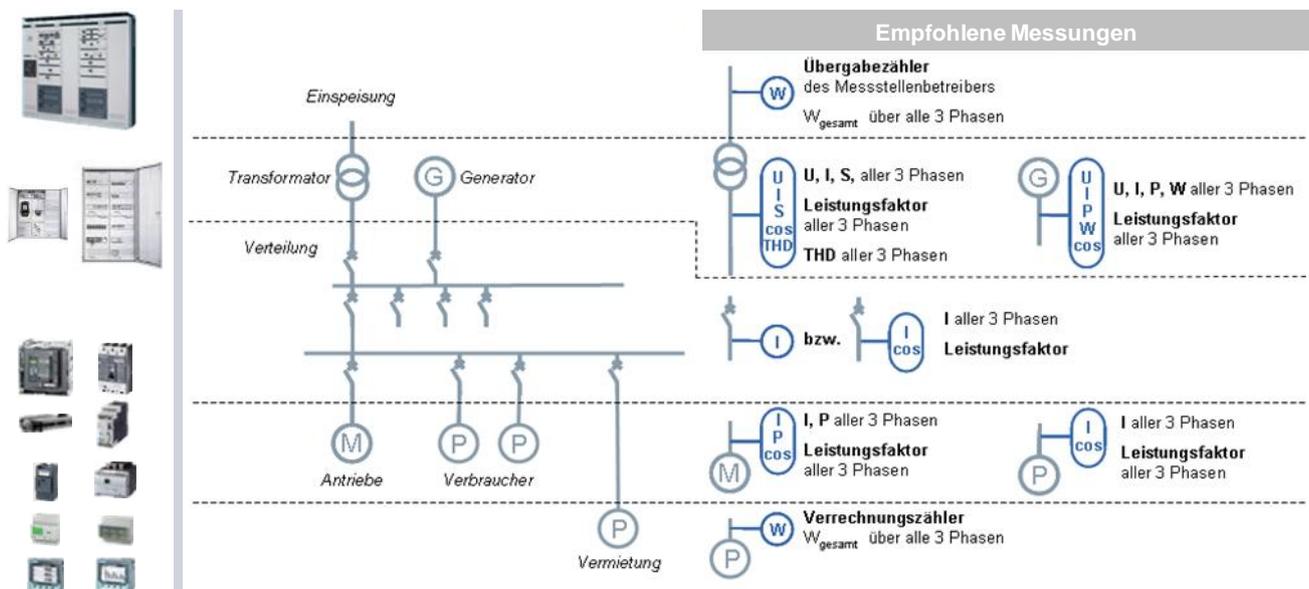


Bild 12: Empfohlene Messungen

Der durchschnittliche Strompreis (DSP)

Betriebsintern als Basis einer Kostenstellenzuordnung, wird der Strompreis normalerweise nur aus dem Stromliefervertrag, der Netznutzung und des Netzanschlusses berechnet; Steuern und Abgaben bleiben unberücksichtigt. Der durchschnittliche Strompreis [€/kWh] wird in der Regel monatlich aktualisiert. Der durchschnittliche Strompreis (DSP) berechnet sich aus der Summe, der Stromlieferung, der Netznutzung und des Netzanschlusses dividiert durch die gelieferte Strommenge.

$$\text{DSP [€/kWh]} = (\text{Stromlieferung [€]} + \text{Netznutzung [€]} + \text{Netzanschluss [€]}) / \text{Strommenge [kWh]}$$

Bei der Darstellung des Verhaltens des DSPs in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer (Peak-Leistung/Arbeit) ergeben sich unterschiedliche Optimierungsmöglichkeiten

durch die Varianzen von Verbrauch und Leistungsspitze. Letztlich resultiert in der grafischen Darstellung ein „Optimierungsfenster“, das durch folgende Eckpunkte definiert wird:

- Aktueller durchschnittlicher Strompreis
- Mögliche Energieeinsparung unter Beibehaltung der maximalen Bezugsleistung
- Mögliche Bezugsleistungseinsparung unter Beibehaltung der verbrauchten Energiemenge
- Möglicher neuer Strompreis bei den oben genannten Energieeinsparungen
- Möglicher neuer Netzanschlusspreis bei den oben genannten Bezugsleistungseinsparungen

Zu beachten ist, dass im „Optimierungsfenster“ nicht die absoluten Stromkosten abzulesen sind, sondern der durchschnittliche Strompreis je verbrauchter Kilowattstunde

Energie. Die Stromkosten werden gemeinsam mit dem Energieverbrauch und der zugehörigen Leistung in den darüber abgebildeten Reitern dargestellt.

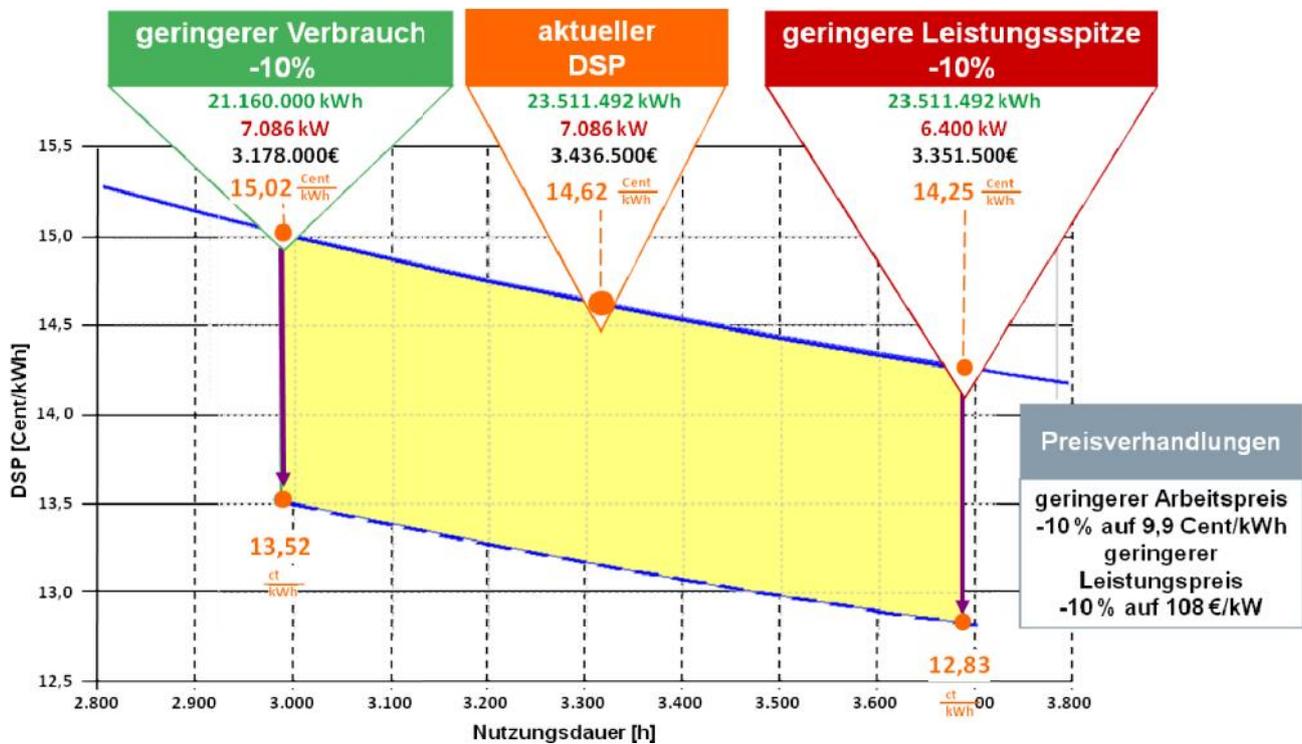


Bild 13: Auswirkungen von Einsparmaßnahmen auf den durchschnittlichen Strompreis (DSP)

Für einen Energieeinkauf wird der Prognose des Energieverbrauchs in Zukunft ein immer größeres Gewicht zukommen. Die Wochenprognose ist in ¼-h-Rastern für eine Woche im Voraus (Donnerstag für die Folgewoche von Sonntag 00:15 bis Samstag 24:00) zu erstellen. In der Tagesprognose ist in ¼-h-Rastern für den Folgetag (00:15 bis 24:00) die Abweichung von der Wochenprognose zu beschreiben. Anhand dieser Prognosen wird die prognostizierte Energie vom Stromlieferanten bereitgestellt. Abweichungen von diesen Prognosen führen zu Mehrkosten.

Ohne eine Transparenz der Energieflüsse ist eine belastbare Prognose nicht möglich. Allein für eine Transparenz ist eine entsprechende Messtechnik zu installieren, deren Analysen durchzuführen sowie Regelungs-/Steuerungsmöglichkeiten von ihrem Leistungsvermögen und der zeitlichen Varianz zu erarbeiten.

Smart Grid

Ist ein Verbraucher Teilnehmer am Smart Grid – er bezieht Energie und speist nicht zurück – werden Prognosen zum Standardwerkzeug. Auf Verbraucher ohne Prognosen kommen höhere Stromkosten zu.

Zur Einhaltung der Prognosen muss seitens des Verbrauchers ein Managementsystem installiert werden, das den Ist-Bedarf mit dem prognostizierten Bedarf in Einklang bringt. Dieses Prognosemanagement agiert innerhalb des ¼-Stunden-Zyklus und regelt/steuert innerhalb der Verbraucherseite den Energieverbrauch auf den prognostizierten Wert.

Innerhalb des Smart Grids können leistungsseitige Über- oder Unterkapazitäten auftreten, die dann über entsprechende Preissignale an die Verbraucher angeboten werden. Der Verbraucher kann jetzt entscheiden, in wieweit er das Angebot mit welcher Leistung annimmt. Er kann Überschussenergie aus dem Netz zusätzlich zum prognostizierten Wert beziehen oder bei einem Leistungsmangel im Smart Grid auf einen Teil seiner prognostizierten Leistung verzichten. Das Prognosemanagement hat dann in Folge den entsprechend sich ergebenden neuen Energieverbrauch einzuhalten.

Spätestens wenn der Verbraucher am Smart Grid teilhaben möchte, ist die Erstellung einer belastbaren Prognose und deren Einhaltung Pflicht.

Die Kommunikationsmechanismen zwischen Smart Grid und Verbraucher sind zurzeit nicht standardisiert, die Normengremien arbeiten an diesen Themen.

Micro Grid

Baut der Verbraucher ein Micro Grid innerhalb seines Bereiches auf, steht die Eigenversorgung im Vordergrund. Die Schnittstelle zum Smart Grid - Prognosen, Nutzung von Über- und Unterkapazitäten innerhalb des Smart Grids - bleibt aber weiterhin erhalten. Die Optimierung erfolgt in der Regel unter Kostengesichtspunkten.

Bei einer Micro Grid-Optimierung sind alle Energiearten zu betrachten und untereinander abzustimmen. Es sind folglich neben den elektrischen Prognosen auch Prognosen für Kälte sowie Wärme zu erstellen. Um die regenerativen Energieerzeuger wie Windkraft, Solarthermie und Photovoltaik zu prognostizieren, ist die Einbindung von Wetterprognosen notwendig. Entsprechende Kommunikationsmechanismen zu Wetterportalen sind aufzubauen.

Aufbauend auf den Verbrauchsprognosen und den Erzeugungsprognosen entstehen die Bezugsprognosen. Über die Funktionen der Querverbundoptimierung werden alle

Aggregate, die aus einer Primärenergie mehrere Energiearten erzeugen (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung) auf ein Gesamtoptimum geregelt. Erzeugt beispielsweise eine Kraft-Wärme-Kopplung aus Gas sowohl Wärme als auch Strom, gehen die Kosten der Wärme und des Stromes in die Gesamtkostenbetrachtung ein. Außerdem sind die Kosten aus dem Gasbezugsvertrag ein weiteres Optimierungskriterium; die Liberalisierung des Gasmarktes funktioniert wie die des Strommarktes, jedoch in Stundenzyklen.

Die elektrische Energieverteilung in der Feldebene mit den Schaltmöglichkeiten und Schutzkonzepten ist Grundlage und bietet die Informationen für Funktionen, die sich aus der Liberalisierung des Strommarktes, dem Smart Grid und dem Micro Grid ergeben. Die Funktionen sind Softwarefunktionen, die auf den Messungen der Feldebene basieren. Die Funktionen sind aufbauend dargestellt, Smart Grid beinhaltet die Funktionen der Liberalisierung, Micro Grid die des Smart Grids.

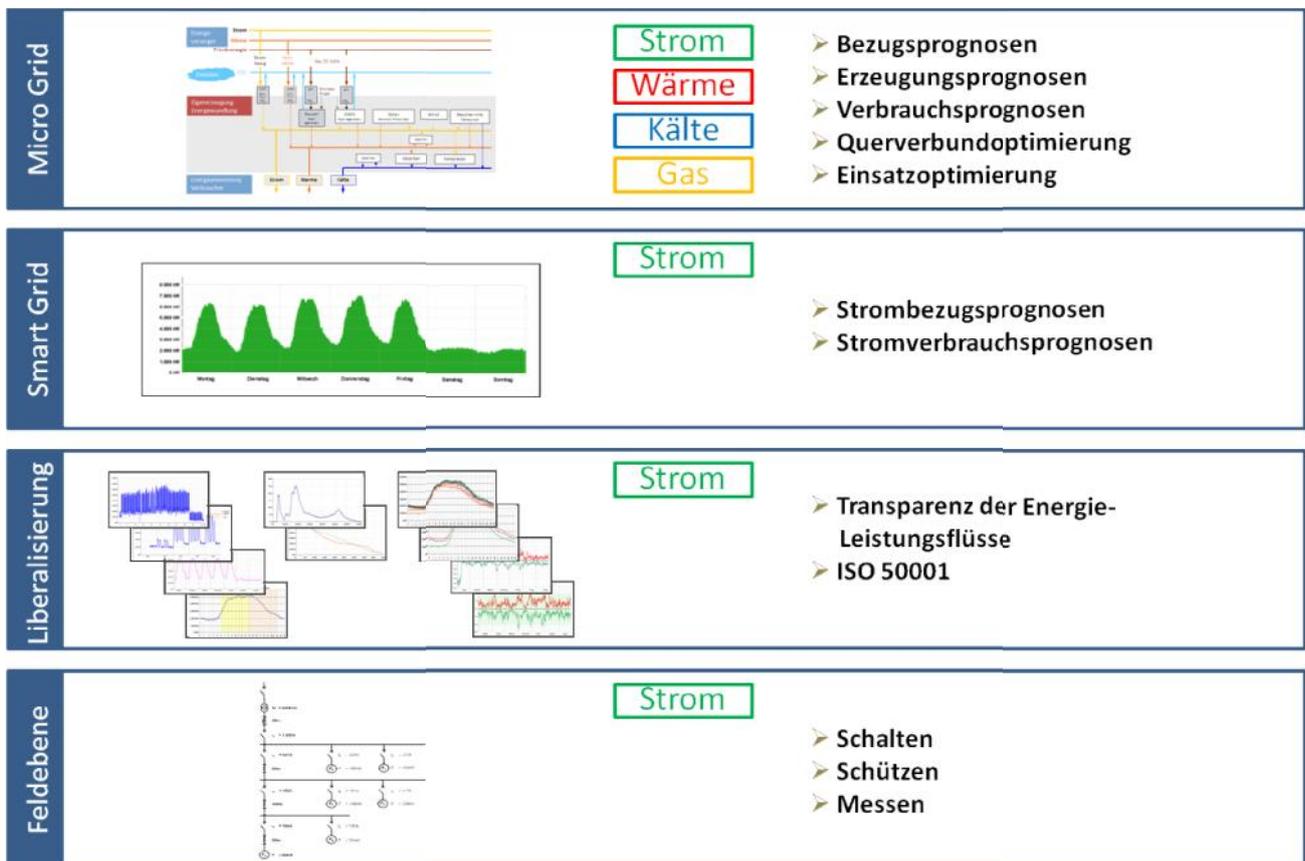


Bild 14: Aufbauende Funktionen von der Feldebene bis zum Micro Grid

Grafische Darstellungen von Messwertreihen

In einem Energiemanagementsystem bilden die Messwerte als Zahlenreihen die Grundlage für die verschiedenen grafischen Darstellungen. In der Regel kann der Nutzer erst durch die Analyse der grafischen Darstellungen von

Messwertreihen das Verhalten einzelner Komponenten und die Zusammenhänge zwischen Nutzung und entsprechendem Energiebedarf erkennen.

Exkurs:

Durch den Zeitbezug können Leistung und Energieverbrauch bei einer Mittelwertbestimmung im 15-Minuten-Intervall wechselseitig voneinander abgeleitet werden.

Messung: Mittlere Wirkleistung P in kW im 15-Minuten-Intervall mittlerer Energieverbrauch $E = P \cdot 0,25 \text{ h}$

Messung: Mittlerer Energieverbrauch E in kWh im 15-Minuten-Intervall mittlere Wirkleistung $P = E / 0,25 \text{ h}$

Ganglinien

Ganglinien sind die grafische Darstellung von Messwerten in ihrer zeitlichen Reihenfolge. Auf der x-Achse wird die Zeit, auf der y-Achse werden die Messwerte aufgetragen. Eine Jahresganglinie beginnt mit dem Messwert des ersten Tages des Jahres um 0.15 Uhr und endet mit dem Wert für den letzten Tag des betrachteten Jahres um 24.00 Uhr. Aufgetragen werden die Mittelwerte im 15-Minuten-Raster, beginnend mit der vollen Stunde. Für Leistungsganglinien wird die mittlere Leistung eines 15-Minuten-Intervalls über dem zugehörigen Zeitraum aufgetragen. Typische Auswertungen, die eine Gangliniendarstellung ermöglicht, sind:

- Wann wurden hohe Bezugsleistungen benötigt?
- Zeigt sich ein typisches Verhalten des Energieverbrauchs (z. B. ein typisches Zeit-Leistungs-Muster)?
- Gibt es zeitliche Zusammenhänge mit starken Änderungen bei den Leistungsmesswerten?
- Wie hoch ist die Grundlast?

Zu beachten ist, dass bei einer Mischnutzung innerhalb der Infrastruktur die spezifischen Ganglinien für die unterschiedlichen Applikationen ausgewertet werden sollten. Solche Auswertungen können den Mietern und Nutzern als Dienstleistung angeboten werden. Je nach Auflösung der zeitlichen Achse werden dabei immer spezifischere Aussagen möglich, beispielsweise zum Verhalten bei Sondersituationen oder Tendaussagen.

Die Auswertung von Jahresganglinien ist geeignet einen Überblick zu erzeugen über:

- Lastverhalten
- Kontinuität über Monate
- Stromspitzen zu einzelnen Zeitpunkten im Jahr
- Saisonale Schwankungen
- Betriebsferien und weitere Betriebsbesonderheiten
- Mindestleistungsanforderungen als Leistungssockel

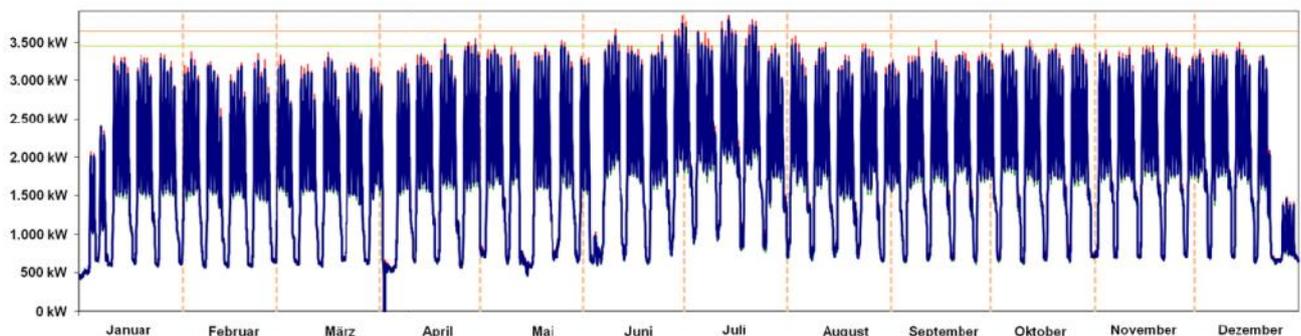


Bild 15: Jahresganglinie

Die grafische Darstellung einer Monatsganglinie kann zur Verdeutlichung eines möglicherweise typischen Verhaltens genutzt werden:

- Ähnlichkeit des Leistungsbezugs
- Kontinuität an den Wochenenden
- Leistungsbezug in den Nächten
- Grundlast
- Feiertage/Brückentage/Wochenenden und weitere Betriebsschließungstage

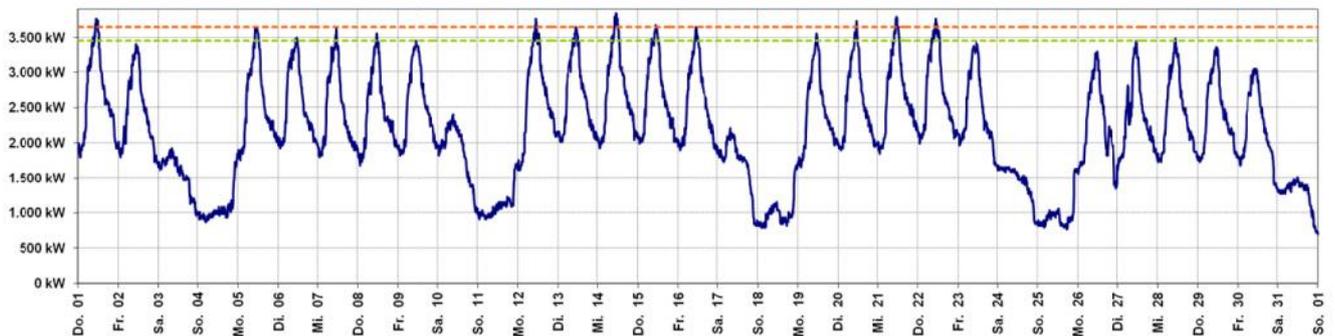


Bild 16: Monatsganglinie

Hierbei werden tagesspezifische Unterschiede deutlich:

- Tagesbedarf
- Tagesschwankungen
- Typisches Schichtverhalten
- Bedarfsspitzen

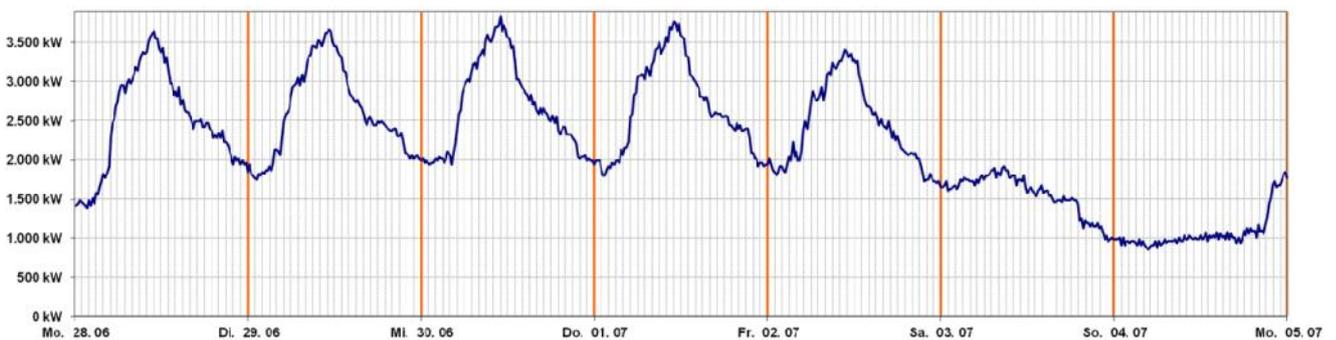


Bild 17: Wochenganglinie

Bei den Tagesganglinien werden einzelne 15-Minuten-Intervalle aufgetragen, damit zum Beispiel folgende Zeitpunkte erkennbar werden:

- Genaue Darstellung des Tagesbedarfs und Änderungszeitpunkte
- Pausen
- Schichtwechsel

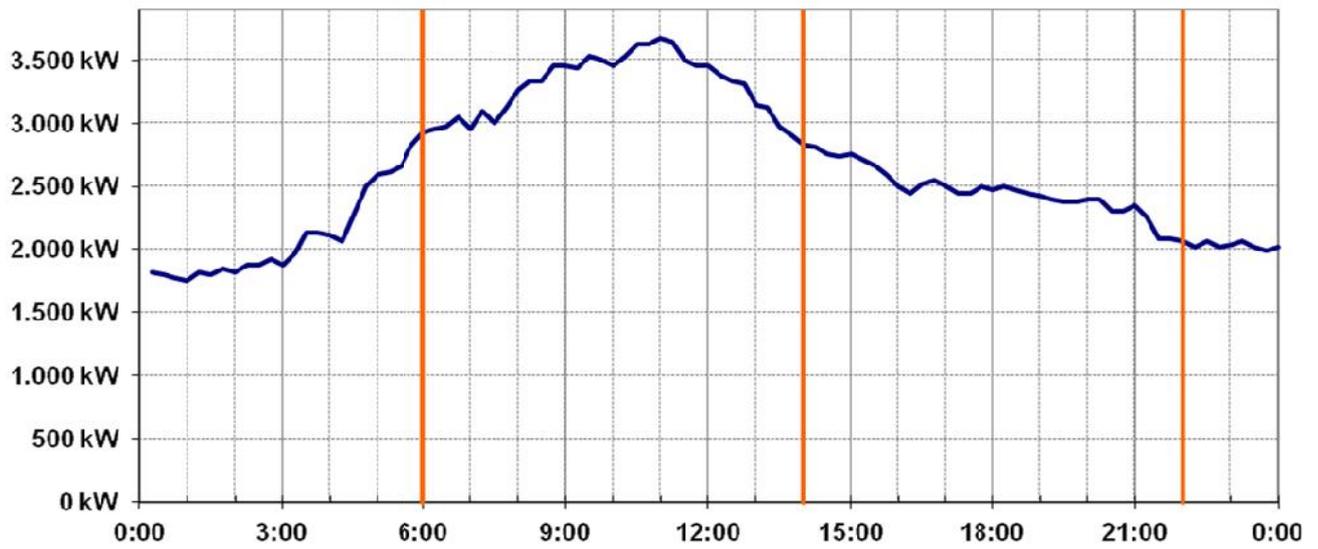


Bild 18: Tagesganglinie

Auswertungsprofile

Zur Verdeutlichung von Zusammenhängen, charakteristischen Leistungswerten und Verhältnissen durch Grafiken werden die Messwerte in unterschiedlichen Auswertungsprofilen verarbeitet, zum Beispiel:

- Belastungsprofil
- Häufigkeitsverteilung
- Maxima-Auswertung

Belastungsprofil

Beim Belastungsprofil werden auf der x-Achse die Leistungswerte angezeigt, auf der y-Achse wird die Anzahl der Stunden aufgetragen, an denen der jeweilige Leistungswert gemessen worden ist. Das Leistungsprofil, basierend auf den 15-Minuten-Leistungsmesswerten, beginnt mit der Grundlast und endet mit der maximalen bezogenen Leistung. Durch das Belastungsprofil können Leistungsschwerpunkte identifiziert werden, also die meistgeforderten Leistungswerte einer Anlage oder eines Systems.

Das Profil der Lastverteilung ist wichtig für Wirkungsgradbetrachtungen und kann damit Rückschlüsse auf die Energieeffizienz ermöglichen:

- Geräteauslegungen (z. B. Transformatoren)
- Verlustbetrachtungen (Lebenszykluskosten)

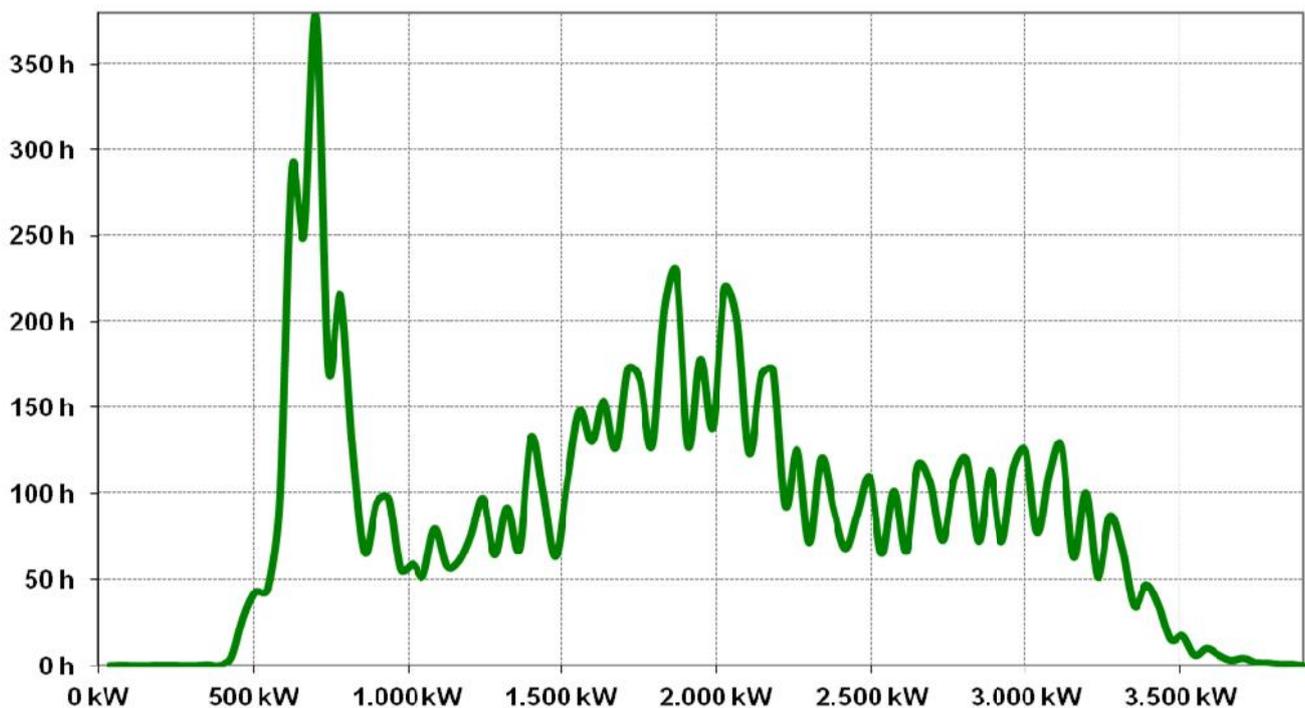


Bild 19: Belastungsprofil

Häufigkeitsverteilung

Die Häufigkeitsverteilung ist eine statistische Ergänzung des Belastungsprofils durch die Darstellung kumulierter Werte. Bei der Häufigkeitsverteilung wird auf der x-Achse die Anzahl der Stunden aufgetragen, auf der y-Achse die Leistung, die für die jeweilige Stundenzahl benötigt wurde. Da die Stundenzahl ansteigend aufgetragen wird, beginnt die Kurve der Häufigkeitsverteilung mit der maximalen bezogenen Leistung und endet mit der Grundlast. Die Häufigkeitsverteilung lässt Rückschlüsse auf die Kontinuität des Bezuges zu. Insbesondere die Abweichungen vom mittleren Kurvenverlauf lassen derartige Rückschlüsse zu.

Typische Auswertungen, die sich durch Häufigkeitsverteilungen realisieren lassen, sind:

- Ausprägung der Lastspitzen
- Abnahmekontinuität
- Schichtmodell
- Grundlast

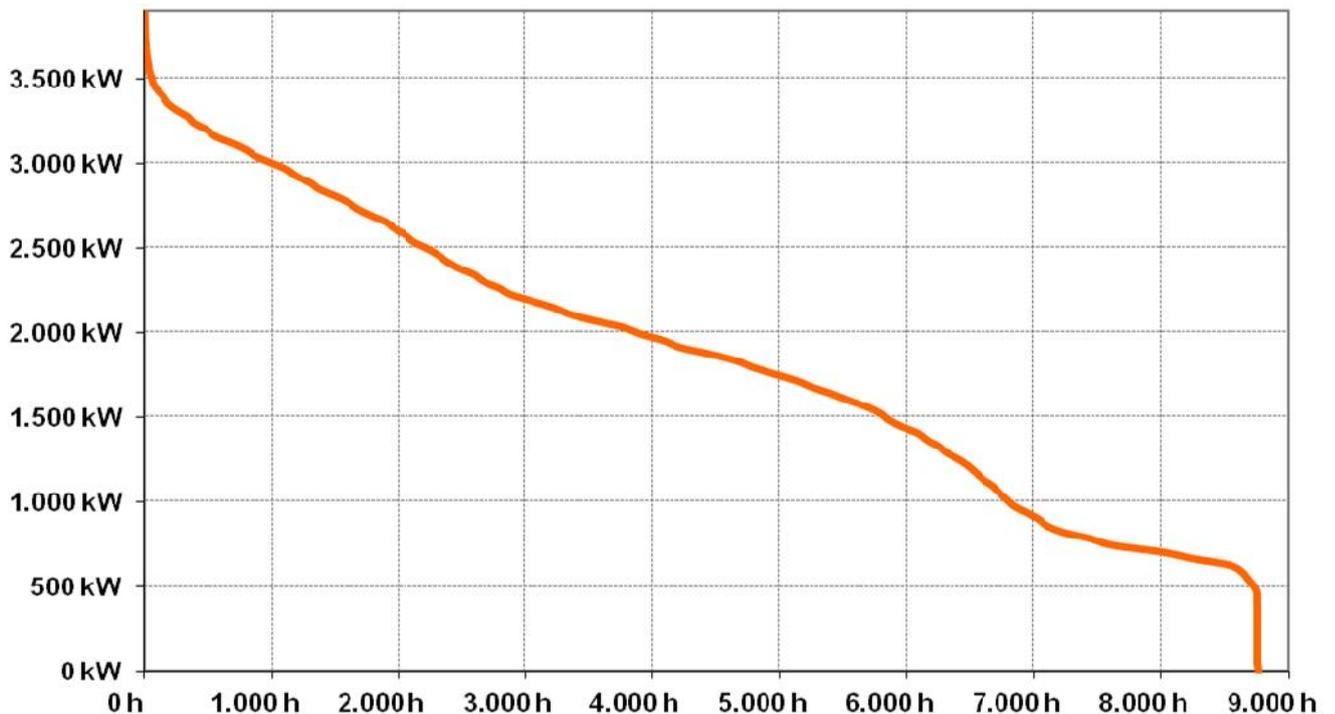


Bild 20: Häufigkeitsverteilung

Maxima-Auswertung

Bei der Maxima-Darstellung werden die größten Leistungsmesswerte mit zugehörigem Datum und Uhrzeit in einer absteigenden Rangfolge aufgetragen. Häufig werden zwei Hilfslinien eingezeichnet, um eine Spitzenlastminderung um 5 % beziehungsweise 10 % kenntlich zu machen. Bei der Maxima-Darstellung der Leistung wird deutlich, in wie vielen 15-Minuten-Intervallen ein Lastmanagement

mit welchen Leistungsreduzierungen hätte eingreifen müssen, um einen angenommenen Spitzenwert nicht zu überschreiten. Varianten der Maxima-Darstellung bilden die tageszeitspezifische Verteilung von Leistungsspitzen ab oder zeigen die Monatsmaxima auf, um Ansatzpunkte für ein Lastmanagement oder für eine geänderte Betriebsführung identifizieren zu können.

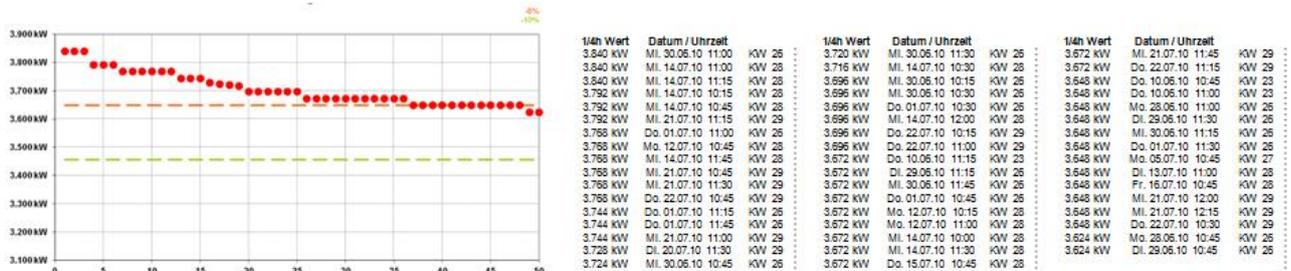


Bild 21: Maxima-Auswertung

Kennwerte

Kennwerte sollen einen Überblick geben und Vergleiche ermöglichen. Typische Kennwerte werden als monats- beziehungsweise jahresbezogene Summen-, Maximal-, Mittel- und/oder Minimalwerte ausgewertet. Sie können die Ansatzpunkte für ein Energiemanagement sein, da sie zum Beispiel die Spreizungen der zeitabhängig benötigten Leistung deutlich machen.

Charakteristische Größen sind:

- Arbeit (wichtig für Arbeitspreis)
- Leistungshöchstwert (wichtig für Leistungspreis)
- Nutzungsdauer (wichtig für Preise)

- Volllaststunden
- Gleichzeitigkeitsfaktor
- Einheitsspezifische Energiewerte wie zum Beispiel Schichtwerte, Stückwerte,
- zeitspezifische Arbeitswerte
- Maximal-, Mittel- und Minimalwerte von Strom, Spannung, Leistungsfaktor, Leistung.

	Januar 2010	Februar 2010	...	November 2010	Dezember 2010	Jahr 2010
Bezugsleistung						
- max.	3.360 kW	3.384 kW	...	3.480 kW	3.504 kW	3.840 kW
- mittel	1.514 kW	1.723 kW	...	1.994 kW	1.693 kW	1.832 kW
- min	408 kW	552 kW	...	648 kW	600 kW	0 kW
Arbeit	1.126.149 kWh	1.157.922 kWh	...	1.435.740 kWh	1.259.722 kWh	
kumuliert	1.126.149 kWh	2.284.071 kWh	...	14.788.202 kWh	16.047.924 kWh	16.047.924 kWh
Peak (Load)-Anteil	2,22	1,96	...	1,75	2,07	2,10
Nutzungsdauer						
- in Stunden	335 h	342 h	...	413 h	360 h	4.179 h
- % vom Monat	45 %	51 %	...	57 %	48 %	48 %
CO₂ foot print						
600 g CO ₂ /kWh	676 t CO ₂	695 t CO ₂	...	861 t CO ₂	756 t CO ₂	9.629 t CO₂
Tage						
gesamt	31	28	...	30	31	365
Tage Mo. - Fr.	21	20	...	22	23	261

Bild 22: Kennwerte

Hinweis:

Solche direkt ausgewiesenen Kennwerte können die Basis für weitere Analysen sein, die zur Gebäudebeschreibung (Energie pro Nutzfläche, Energiebedarf bezogen auf den Kältebedarf, umgebungsspezifische Abhängigkeiten von Extremwerten usw.) genutzt werden können. Näheres zu Kennwerten, Datenauswertungen und -interpretationen wird in dem Buch von Manfred Weiß: "Datenauswertung von Energiemanagementsystemen" (ISBN 978-3-89578-347-0) beschrieben.

Prognosen

Die Prognose des elektrischen Energiebedarfs ist für die Teilnehmer des Smart Grids in Zukunft zwingend notwendig. Die Realisierung bedarf allerdings größerer Vorbereitung.

Herangehensweisen

Im Prinzip gibt es zwei Herangehensweisen für deren Erstellung, die Bottom-up-Methode und die Black-Box-Methode.

Die Bottom-up-Methode geht davon aus, dass der Leistungsbedarf über die Zeit eines jeden einzelnen Verbrauchers bekannt ist. Durch Kumulierung aller einzelnen Verbräuche über die Zeit ergibt sich der Gesamtverbrauch, der vom Stromlieferanten bezogen werden muss. Da jeder einzelne Verbraucher je nach Nutzung einen unterschiedlichen Leistungsbedarf besitzt, ist der Aufwand für diese Methode erheblich.

Bei der Black-Box-Methode werden Aggregate im Ganzen von außen betrachtet, ohne das Innenleben zu kennen. Sind die Regelparameter der Black-Box bekannt, können die Auswirkungen der Regelung auf den Energiebedarf dokumentiert werden. Anhand dieser Dokumentation ergibt sich die Energieprognose für diverse Arbeitspunkte.

Exkurs:

Der Strom wird einmalig für bestimmte Arbeitspunkte ausgemessen und in ein Auslastungsprofil übertragen.

Ist die Auslastung bekannt, ergibt sich der entsprechende Strombedarf. Bei Veränderung des Arbeitspunktes ergibt sich anhand des Auslastungsprofils die Stromeinsparung bzw. der Mehrbedarf.

Aus dem Strom ergibt sich die Leistung.

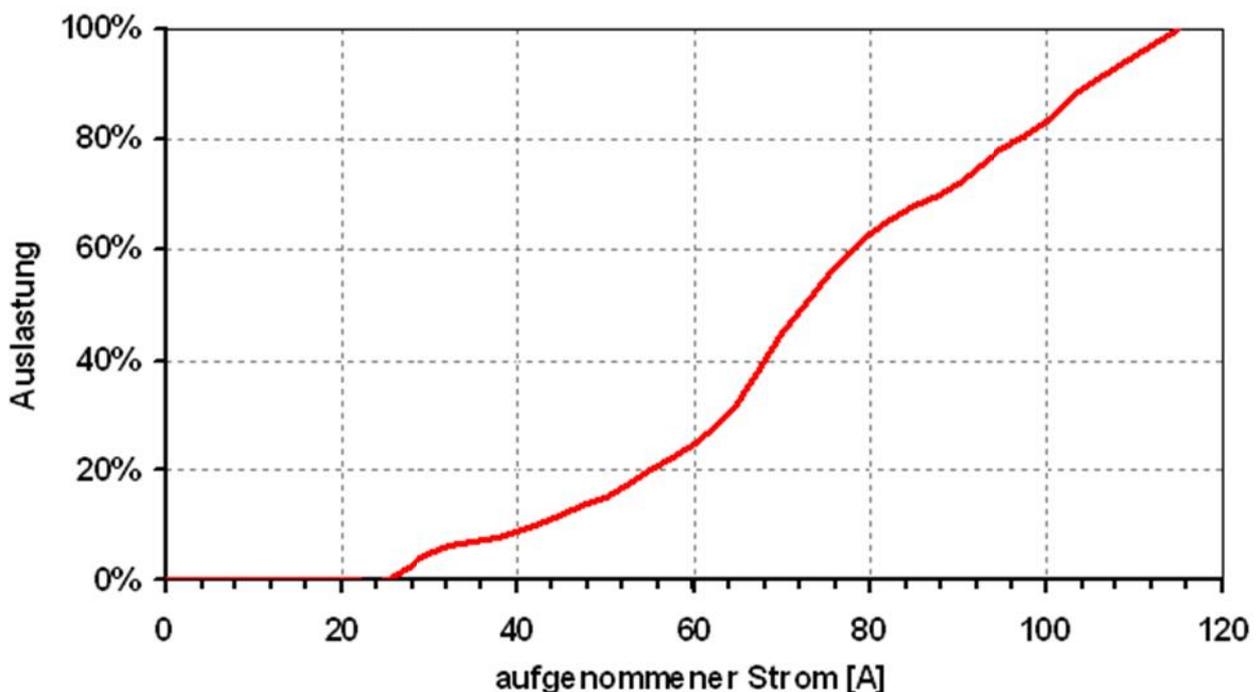


Bild 23: Auslastungsprofil

Bei einer sich zyklisch wiederholenden Nutzung kann die Black-Box-Methode auch auf ganze Gewerke angewendet werden. Bei Bürogebäuden beispielsweise folgt der Energiebedarf den einzelnen Tagesstunden wochenspezifisch. In diesen Fällen kann durch Auswertung der Einspeisemessung auf den zukünftigen Verbrauch geschlossen

werden. Da der Messstellenbetreiber die bezogene Energiemenge in ¼-Stunden-Rastern dokumentiert und dem Verbraucher zur Verfügung stellt, stellt eine Analyse dieser Daten die Grundlage für eine Prognose dar.

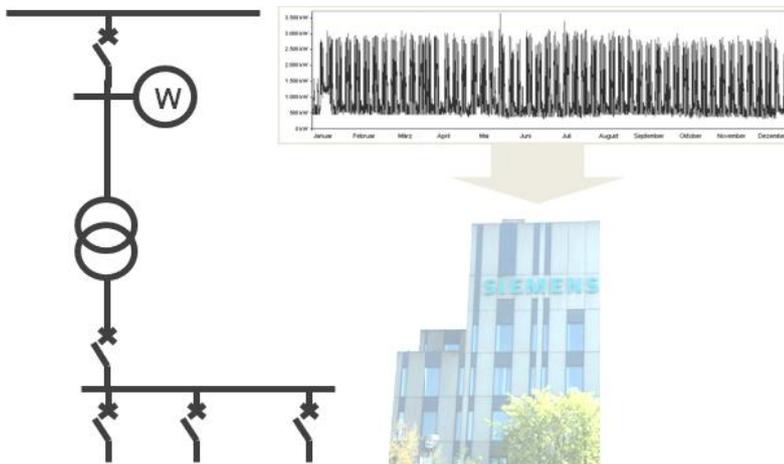


Bild 24: Jahreslastgang eines Bürogebäudes

Bei der Betrachtung eines gesamten Kalenderjahres fallen mehr als 36.000 ¼-Stunden-Datensätze an, eine nicht mehr zu handhabende Datenmenge. Der Umweg über die synthetischen Ganglinien schafft hier Abhilfe. Die synthetischen Ganglinien beschreiben tagesbezogen den mittleren Leistungsbedarf im ¼-Stunden-Raster sowie deren Mittel- und Maximalwert. Die Kurven der einzelnen Wo-

chentage repräsentieren die normale Nutzung. Feiertage, Brückentage, Betriebsurlaub usw. sind bei dieser Betrachtung ausgeschlossen.

Im Beispiel der synthetischen Ganglinie lagen die Werte an den Werktagen von Montag bis Donnerstag und Samstag bis Sonntag so weit zusammen, dass sie in jeweils einer Kurve zusammengefasst wurden.

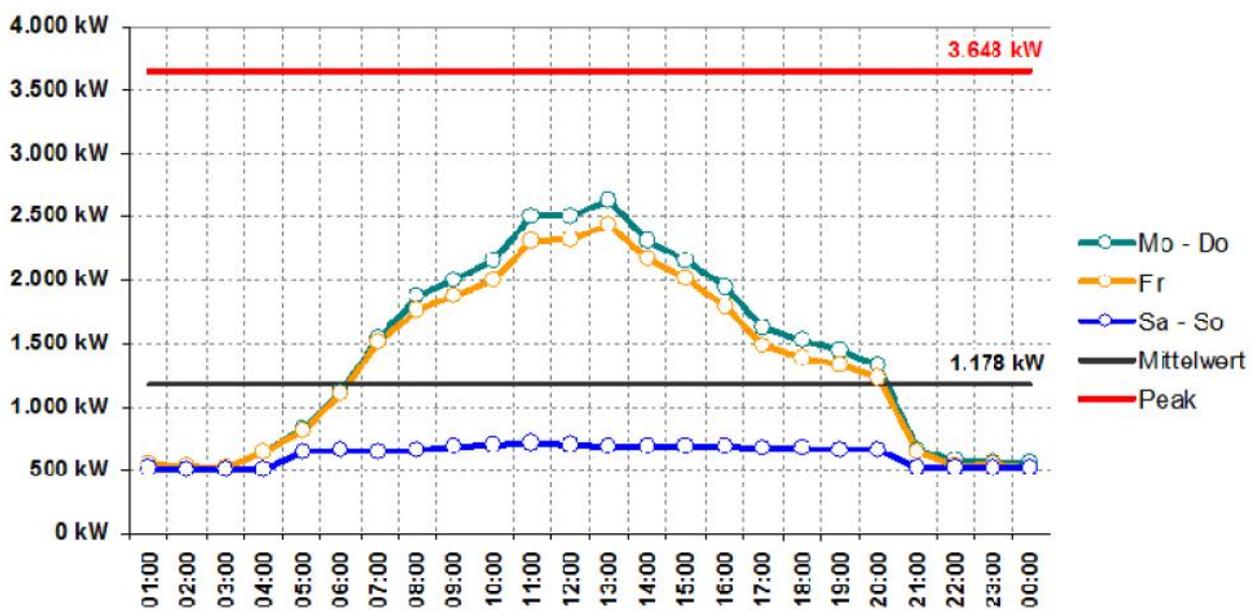


Bild 25: Synthetische Ganglinie eines Bürogebäudes

Durch Anpassung der synthetischen Ganglinie mit den jeweils neu erhobenen Messwerten ergeben sich Kurven, die den Energiebedarf der Nutzung realistisch widerspiegeln. Nutzungsänderungen gehen somit zeitversetzt automatisch in die synthetische Ganglinie ein.

Die Methode der synthetischen Ganglinie kann sowohl das Verhalten von kompletten Gebäudetypen (z. B. Bürogebäude mit Klimaanlage) als auch von deren Untergruppierungen (z. B. Kasino) beschreiben.

Strukturierter Energieeinkauf

Über Prognosen werden die benötigten Energiemengen bestimmt. Die Prognosen dienen im Folgenden dem Einkauf, um die benötigten Energiemengen zu bestellen. Man spricht hier von einer strukturierten Beschaffung.

Der Verbraucher erstellt eine Prognose der Energiemengen aller seiner Verbräuche und bestellt diese bei seinem Stromlieferanten. Die Prognose erfolgt in ¼-Stunden-Rastern, beginnend bei jeder vollen Stunde.

Der Stromlieferant erstellt eine Prognose der Energiemengen aller seiner Kunden und bestellt direkt bei den Kraftwerken bzw. über die Börse. Die Prognose erfolgt im Stundenraster, beginnend bei jeder vollen Stunde.

Die Prognose wird vom Stromlieferanten eins zu eins oder dem Verbraucher mit Abwandlungen als Fahrplan bestätigt.

Einhaltung der Prognosen

Erst, wenn der vereinbarte Fahrplan eingehalten wird, ergibt sich ein Kostenvorteil für den Verbraucher.

Der tatsächliche Verbrauch wird sich in den allermeisten Fällen vom Fahrplan unterscheiden. Nicht jeder Verbraucher verhält sich so, wie in der Planung angenommen.

Aus diesem Grunde wird innerhalb des Stromlieferungsvertrages dem Verbraucher ein Band eingeräumt, innerhalb dessen der tatsächliche Verbrauch variieren kann, ohne dass sich Mehrkosten ergeben.

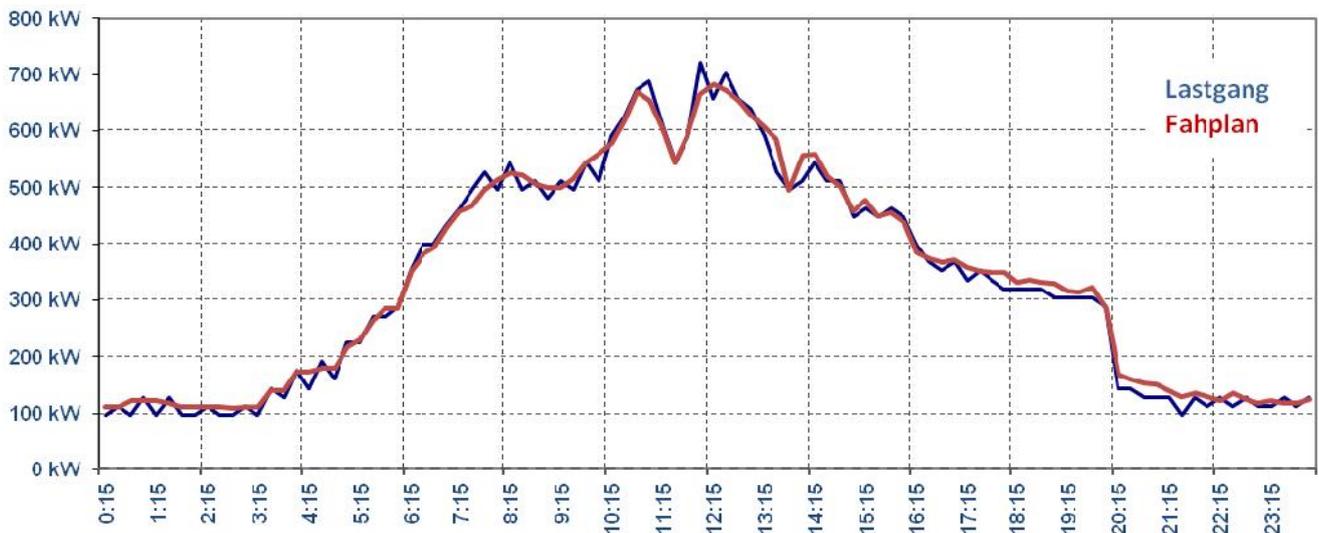


Bild 26: Lastgang mit Fahrplan

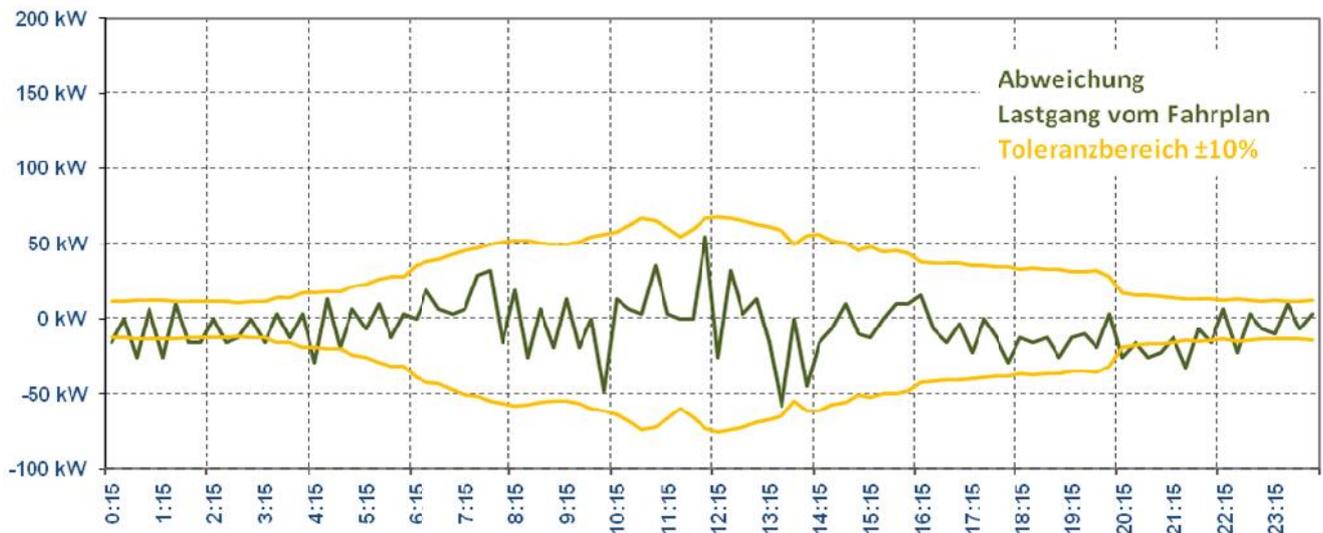


Bild 27: Lastgangabweichung von der Prognose plus Toleranzband

Die Abweichungen des aktuellen Verbrauchs vom Fahrplan werden durch ein Fahrplanmanagement ausgeglichen. Es funktioniert vergleichbar einem Lastmanagementsystem. Der Kunde definiert Lasten und Erzeuger, die bei Bedarf schalt- bzw. regelbar sind. In einer Prioritätenliste werden alle Lasten und Erzeuger so hinterlegt, wie sie zeitlich nacheinander zur Leistungsanpassung herangezogen werden sollen. Innerhalb der Viertelstunde berechnet das Fahrplanmanagement in kürzeren Abständen (z. B. 10 Sekunden) die Differenz zwischen dem aktuellen Bedarf und der laut Fahrplan zugestandenen Energiemenge.

Wird zu viel verbraucht, steuert/regelt das Fahrplanmanagement entsprechend der Prioritätenliste. Verbraucher werden abgeschaltet bzw. herunter geregelt oder Erzeuger eingeschaltet bzw. herauf geregelt.

Wird zu wenig verbraucht reagiert das Fahrplanmanagement genau umgekehrt.

Wird eine Prognose und folglich die Einhaltung eines Fahrplans verlangt, ist zwingend ein Fahrplanmanagement erforderlich.

Über- und Untererzeugungskapazitäten im Grid

Ist der Verbraucher Teil eines Smart Grids werden ihm Erzeugungskapazitäten angeboten. Diese sind sowohl zeitlich wie auch von ihrer Leistung her limitiert.

Bei Erzeugungskapazitäten kann der Verbraucher zusätzlich zum Fahrplan Energie zu aktuellen Preisen zu kaufen; sind die Erzeugungskapazitäten im Grid zu gering,

kann der Verbraucher auf Energie gegenüber dem Fahrplan verzichten und bekommt Kosten erstattet.

Das Fahrplanmanagement erhält entsprechend den neuen Werten andere Sollwerte.

Exkurs:

Zusätzlich zum Fahrplan soll zwischen 8:00 und 9:00 zusätzlich eine Leistung von 100 kW verbraucht und in der Zeit von 12:00 bis 13:00 100 kW eingespart werden.

Eine Leistung von 100 kW entspricht dem Energieverbrauch von 25 kWh innerhalb einer Viertelstunde.

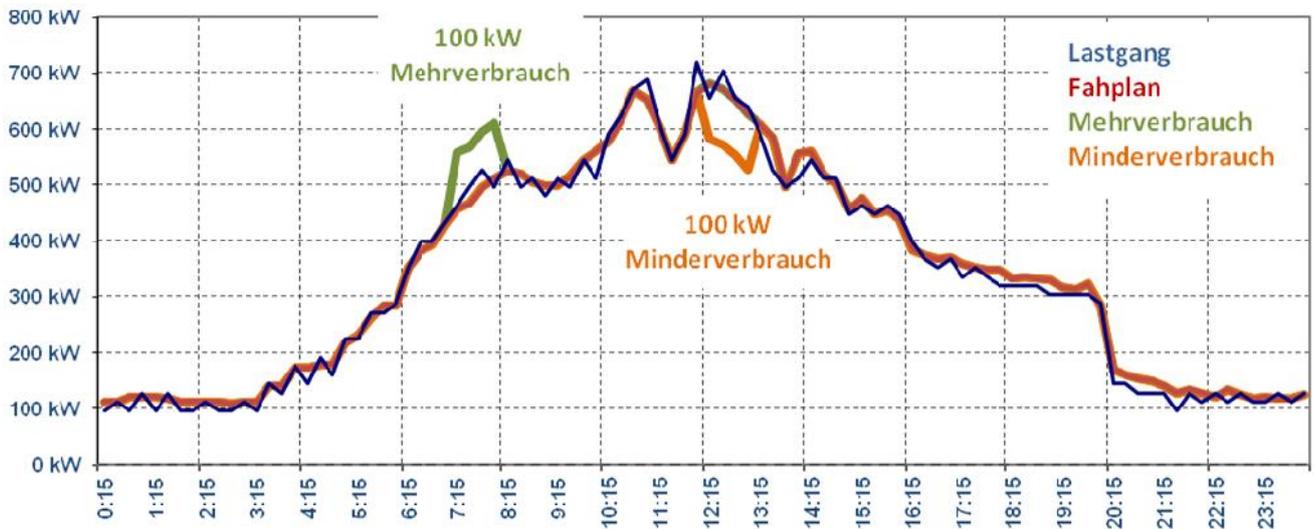


Bild 28: Abgewandelter Fahrplan

Der Originalfahrplan lässt eine Bandbreite von 10 % zu.
Auf die 100 kW zusätzlicher bzw. zu mindernde Leistung
wird keine Bandbreite gewährt.

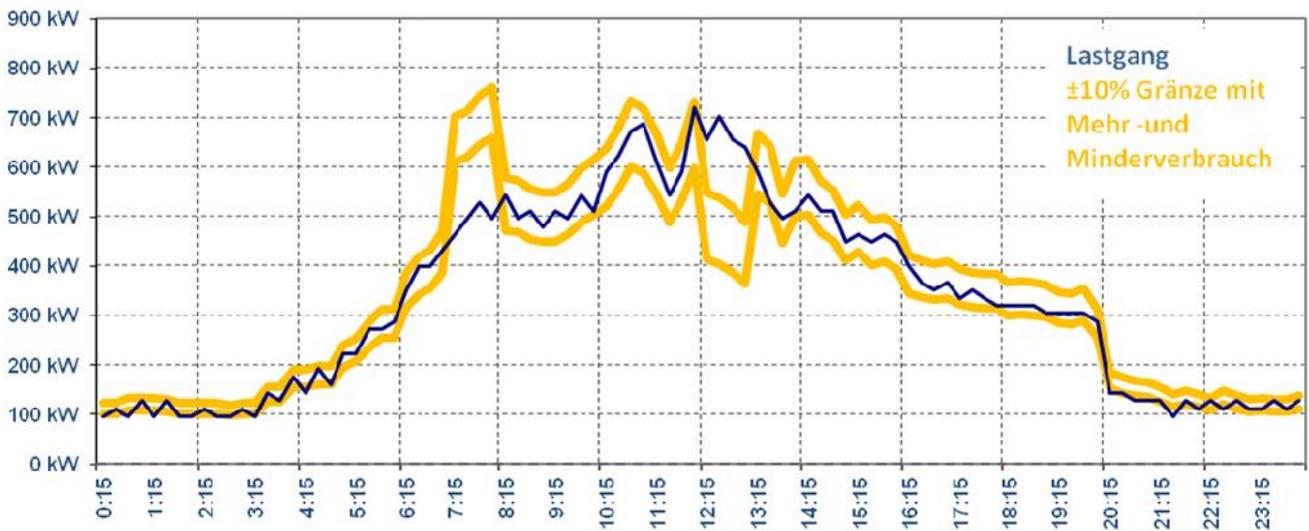


Bild 29: Bandbreite mit 100 kW zusätzlicher bzw. geminderter Leistung

Ein Fahrplanmanagement muss gewährleisten, dass die verbrauchte Leistung innerhalb der Bandbreite des Fahrplans bleibt. Die Leistungswerte außerhalb der Bandbreite sind vom Fahrplanmanagement abzufangen.

Betrachtet man die absoluten Leistungen, die eingespart bzw. zusätzlich verbraucht werden müssen, schrumpfen die 100 kW Mehr- oder Minderleistungen zu 60 kW, da die Reserven des $\pm 10\%$ -Bandes in die Betrachtung mit einfließen.

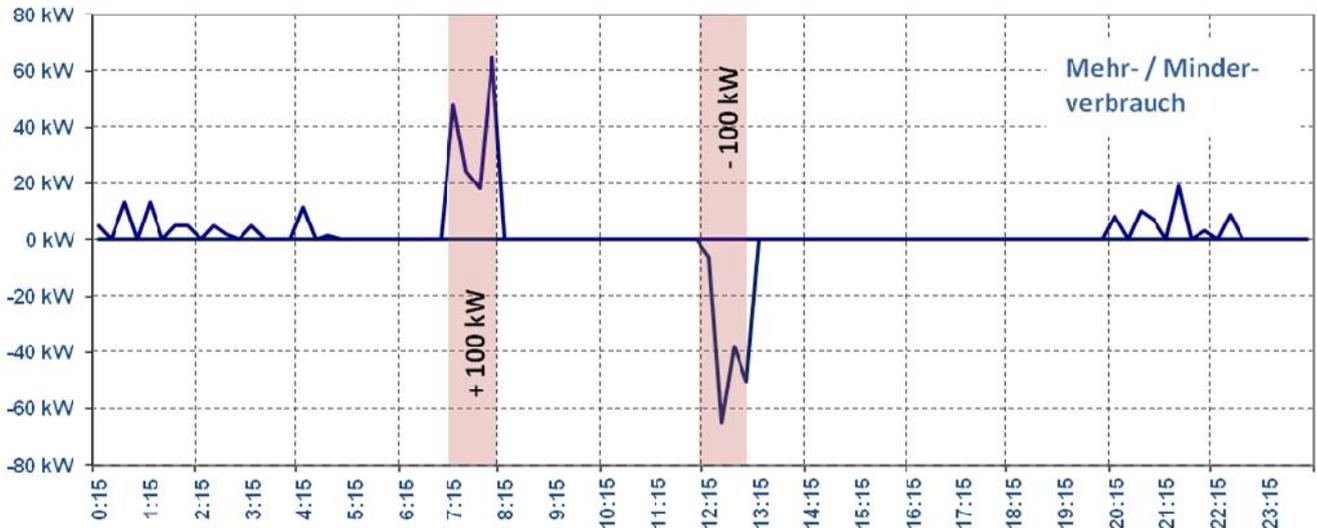


Bild 30: Leistungswerte außerhalb der Bandbreite

In den meisten Fällen ist nicht der absolute Betrag ausschlaggebend, sondern der relative Anteil am aktuellen Bedarf. Schwankt der Bedarf über den Tag um das 7-fache, sind 100 kW in der Schwachlastzeit ganz anders zu bewerten als in der Zeit des maximalen Bedarfs. Desweiteren kommt hinzu, dass innerhalb von Schwachlastzeiten das gesamte System bis auf die nötigsten Funktionen heruntergefahren wurde und somit kaum Optimierungspotenzial besteht.

Innerhalb der Zeiten, in denen die zusätzliche Leistung eingekauft bzw. auf Leistung verzichtet wurde, ist eine tatsächliche Leistungsanpassung um bis zu 14 % vorzunehmen. Innerhalb der Schwachlastzeit liegt die anzupassende Leistung allerdings bis zu 20 % höher. Solche Leistungsanpassungen werden schwierig umzusetzen sein, da innerhalb dieser Zeiten der Leistungsbedarf bis auf das Nötigste heruntergefahren wurde. Ein Speicher könnte hier Entlastung bringen, erfordert allerdings dann zusätzlich noch ein Speichermanagement.

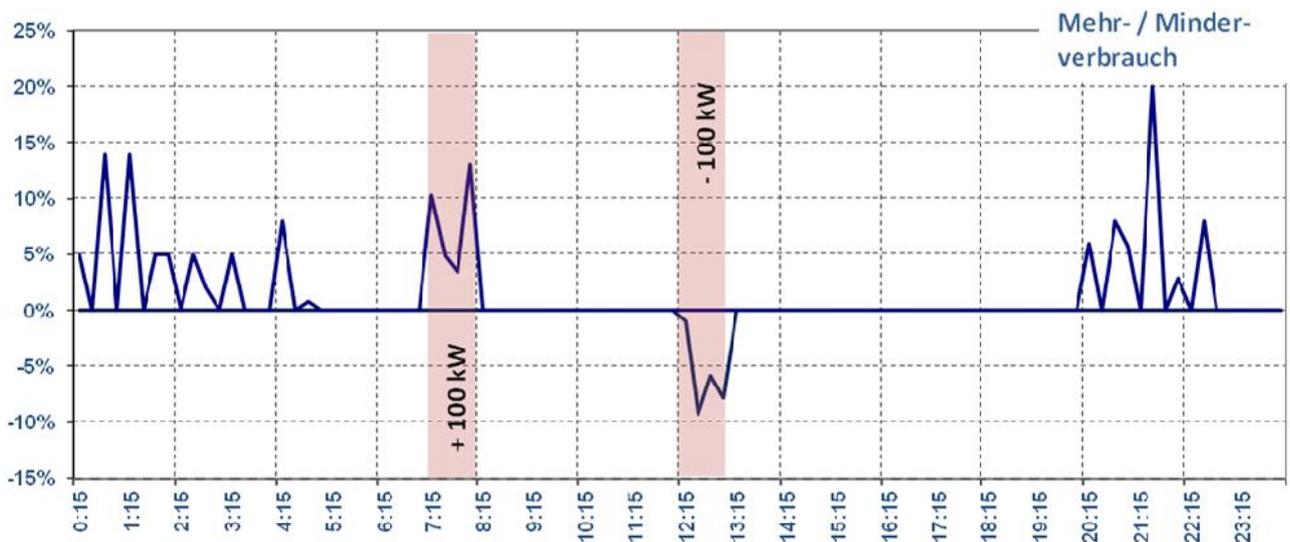


Bild 31: Leistungswerte außerhalb der Bandbreite

Messtechnische Erfassung verschiedener Stromlieferanten

Der Strom kann messtechnisch – physikalisch ein Medium – nur einmal gemessen werden. Ihm ist nicht anzusehen, wer ihn erzeugt oder verkauft hat. Hält der Verbraucher mehrere verschiedene Stromlieferverträge, ist kaufmännisch die Einhaltung der einzelnen Verträge anhand der Übergabemessung des Messstellenbetreibers nicht nachweisbar.

Nur anhand der Prognosen ist eine Aufteilung auf die einzelnen Verträge möglich, um die Einhaltung zu überprüfen bzw. nachzuweisen.

Bei Nichteinhaltung der Prognose kann allerdings eine Vertragsverletzung von den Stromlieferanten nicht verifiziert werden. Ein Verfahren der Zuweisung von Mehr- oder Minderkosten muss vertraglich vereinbart werden.

Exkurs:

Beispielsweise kann der Fahrplan mit einer Bandbreite von x % genutzt werden, außerhalb der Bandbreite werden Mehrkosten fällig. Zusätzlich zum Fahrplan eingekaufte Mengen (positiv wie negativ) besitzen keine Toleranzbänder und müssen somit abgenommen werden. Das Risiko des Anpassens des Ist-Verbrauchs wird über den Stromlieferanten, mit dem der Fahrplan vereinbart wurde, abgedeckt.

Energiemix

Die von der Bundesregierung initiierte Förderung der regenerativen Energieerzeugung zeigt Auswirkungen. Die Windenergie stieg im Zeitraum von 2000 bis 2011 um 380 % auf eine Bruttoerzeugungsleistung von 29 GW, die

Photovoltaik stieg im gleichen Zeitraum um 32.800 % auf 25 GW.

Die Stromerzeugung aus Steinkohle und Braunkohle steigt wieder an, die der Kernkraft fällt.

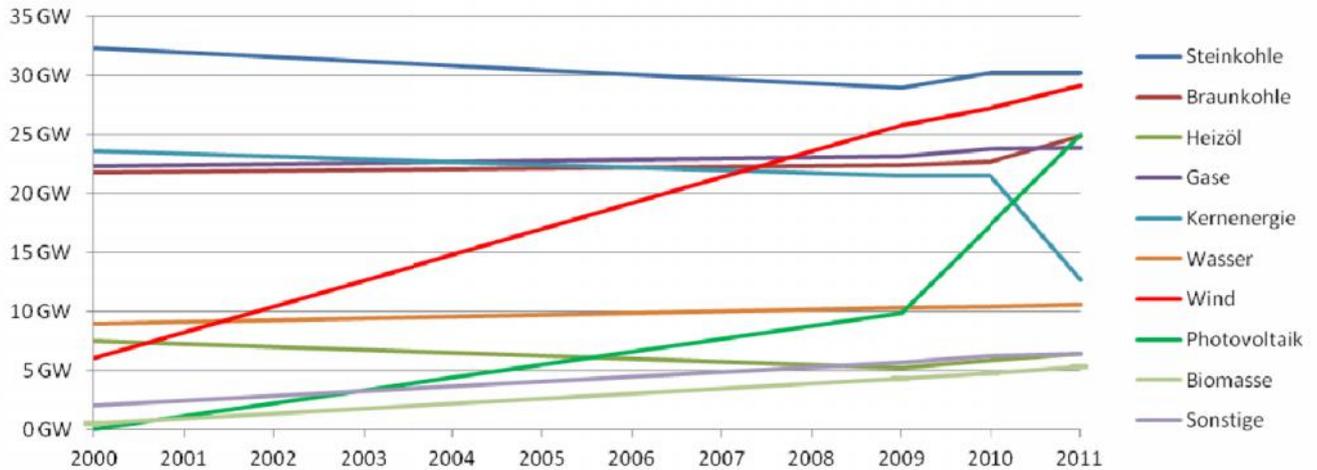


Bild 32: Energiemixänderungen zwischen 2000 und 2011

Beim Vergleich der installierten Leistung zeigt die Photovoltaik einen sehr hohen Wert. Dieser Wert beschreibt aber den Spitzenwert, der in der realen Stromerzeugung nur an wenigen Stunden innerhalb des Jahres erreicht wird.

Steinkohle, Braunkohle und Kernkraft dienen zur Erzeugung der Grundlast, und durch diesen hohen Nutzungsgrad bilden sie in Deutschland das Rückgrat der Energieversorgung.

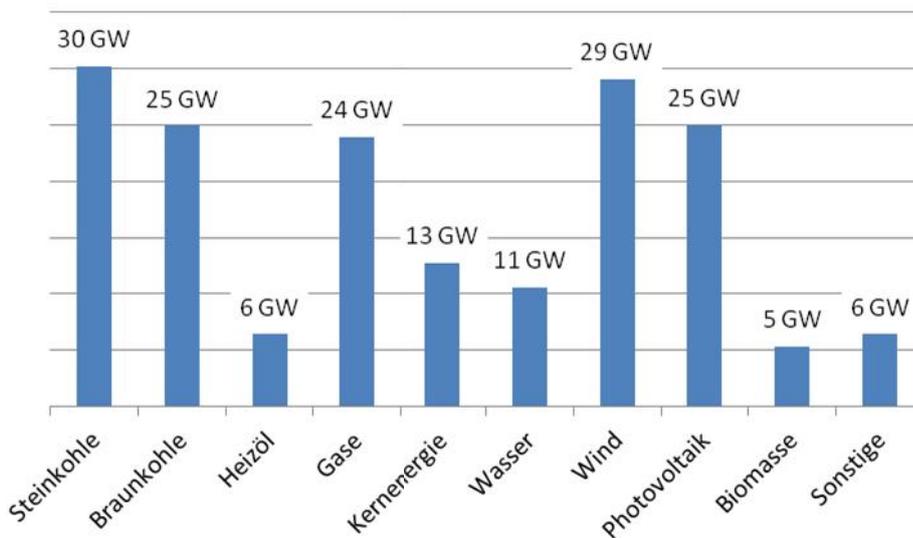


Bild 33: Energiemix Deutschland 2011 (installierte Leistung)

Quelle:

http://de.wikipedia.org/wiki/Installierte_Leistung 23.07.2013

Siemens-Portfolio

Totally Integrated Power von Siemens steht innerhalb der elektrischen Infrastruktur für Lösungen von der Mittelspannung bis zur Niederspannung. Für den zukunftsträchtigen Markt der Energiespeicher sind auch hier Lösungen verfügbar.

Die Beratungsleistung des Consultant Supports von Totally Integrated Power deckt die Mittelspannung, die Transfor-

maturen, die Niederspannung sowie verschiedene Arten der unterbrechungsfreien Stromversorgung ab.

Die SIMARIS®-Toollandschaft deckt die Dimensionierung der Energieverteilung, den Aufbau und deren Bestückung von Schaltschrank bis hin zur Erstellung von Ausschreibungstexten ab.

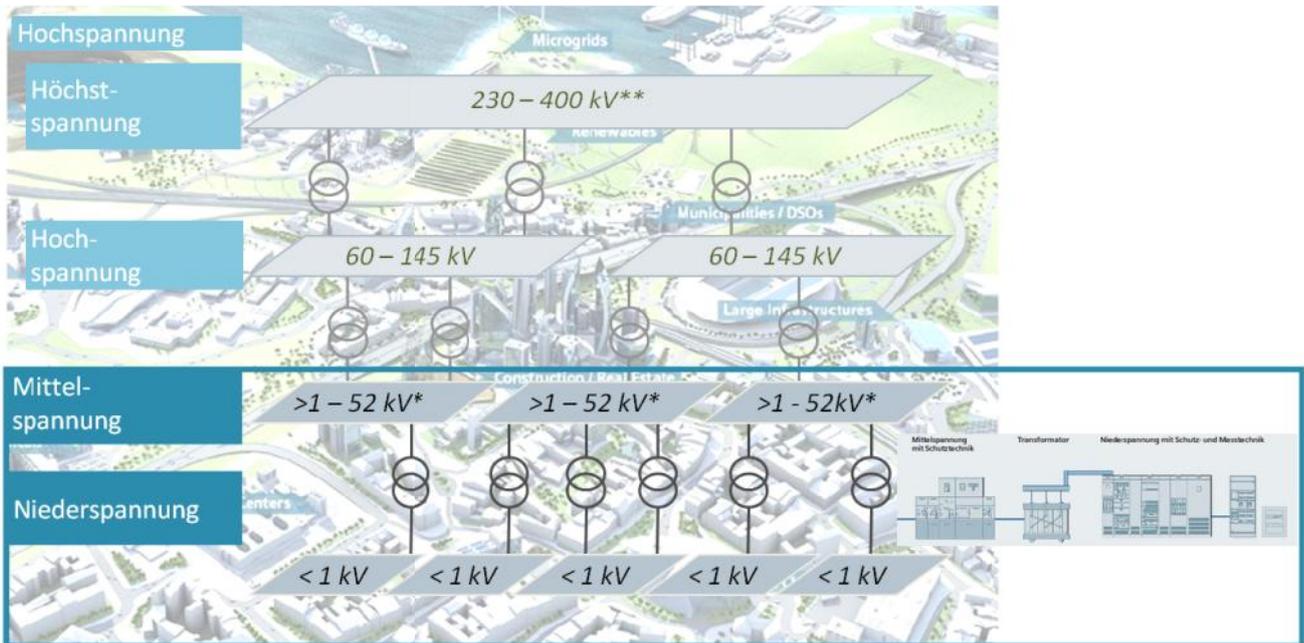


Bild 34: Siemens-Portfolio für die elektrische Energieverteilung

Siemens AG
Infrastructure & Cities Sektor
Low and Medium Voltage
Mozartstr. 31c
91052 Erlangen
Deutschland

E-Mail: Consultant-support.tip@siemens.com

Februar 2014
Änderungen vorbehalten

© 2014 Siemens. Alle Rechte vorbehalten.
Die Informationen in dieser Broschüre 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 Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden.