

Lernsequenzen

Unterrichtsmaterialien zum Thema Energie | Sekundarstufe 1

Heft 4

Struktur der Energieversorgung



Inhalt



1 Struktur der Energiewirtschaft

1.1 Primärenergie	Seite 4
1.1.1 Mineralölwirtschaft.....	Seite 4
1.1.2 Gaswirtschaft	Seite 7
1.1.3 Steinkohlebergbau	Seite 10
1.1.4 Braunkohlebergbau	Seite 11
1.2 Sekundärenergie	Seite 12
1.2.1 Fernwärmewirtschaft	Seite 12
1.2.2 Elektrizitätswirtschaft	Seite 15



2 Strom und Netze

2.1 Wie kommt der Strom ins Haus?	Seite 21
2.1.1 Warum Hochspannung?.....	Seite 22
2.1.2 Funktionsprinzip des Transformators	Seite 22
2.1.3 Die Frequenz	Seite 24
2.2 Schwankender Bedarf – angepasstes Angebot	Seite 24
2.2.1 Belastungsverlauf.....	Seite 24
2.2.2 Belastungsarten	Seite 25
2.3 Kraftwerkstypen	Seite 26
2.4 Reservekapazitäten und internationale Versorgungssicherheit	Seite 27
2.5 Stromverbund	Seite 28
2.5.1 ... in Deutschland.....	Seite 29
2.5.2 ... in Europa.....	Seite 31
Abbildungsverzeichnis	Seite 33



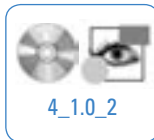
1 Struktur der Energiewirtschaft

Zur Energiewirtschaft gehören Unternehmen, die sich mit der Gewinnung und Bereitstellung von Energierohstoffen (Primärenergie), mit deren Umwandlung in Sekundärenergie (z.B. Fernwärme oder Strom) sowie mit dem Transport beziehungsweise der Verteilung der nachgefragten Energieträger befassen. Qualität und Quantität der Produktion orientieren sich an den Bedürfnissen des Marktes. Den ordnungspolitischen Rahmen liefern der Staat und in zunehmendem Maße die Europäische Union mit Hilfe von Gesetzen, Verordnungen, Energieprogrammen und Richtlinien.



Die Energiewirtschaft Deutschlands setzt sich zusammen aus den Zweigen Mineralölwirtschaft, Kohlebergbau, Gaswirtschaft und Elektrizitätswirtschaft (einschließlich der Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken). Während Förderung und Importe von Mineralöl, Kohle und Erdgas der Primärenergieversorgung dienen, stellt die Elektrizitätswirtschaft ausschließlich Endenergie und Energiedienstleistungen bereit.

Die genannten Zweige der Energiewirtschaft haben unterschiedliche Strukturen. Allein die verschiedenen Formen, in denen Energieträger und Energie gewonnen, weiterverarbeitet und dem Verbraucher angeboten werden, lassen eine gleichartige Struktur nicht zu. Fest, flüssig, gasförmig, elektrisch – für jede dieser Formen



braucht man spezielle Techniken bei Gewinnung, Lagerung, Transport und Verteilung. Darüber hinaus wirken sich auch wirtschaftliche, politische und geographische Rahmenbedingungen auf die Organisationsformen und deren Weiterentwicklung aus.

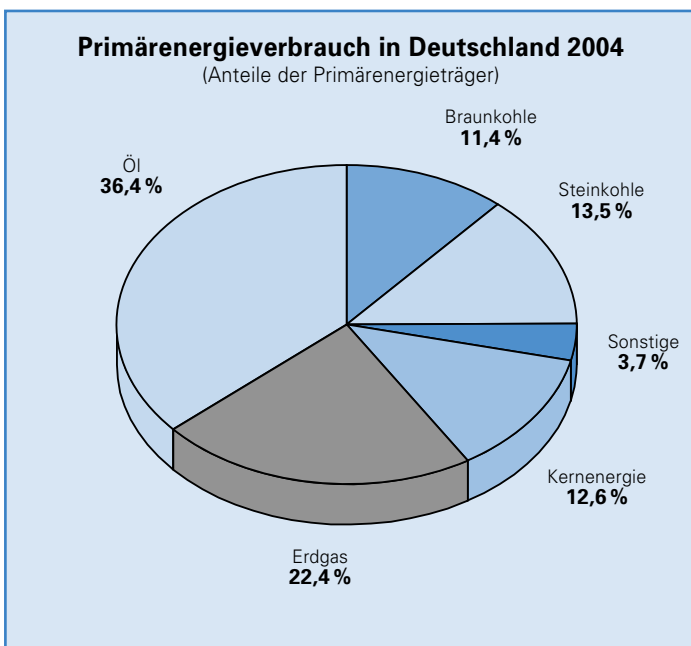


Abb.: 4_1.0_2

Energieflussbild 2003 für die Bundesrepublik Deutschland in Mio. t SKE

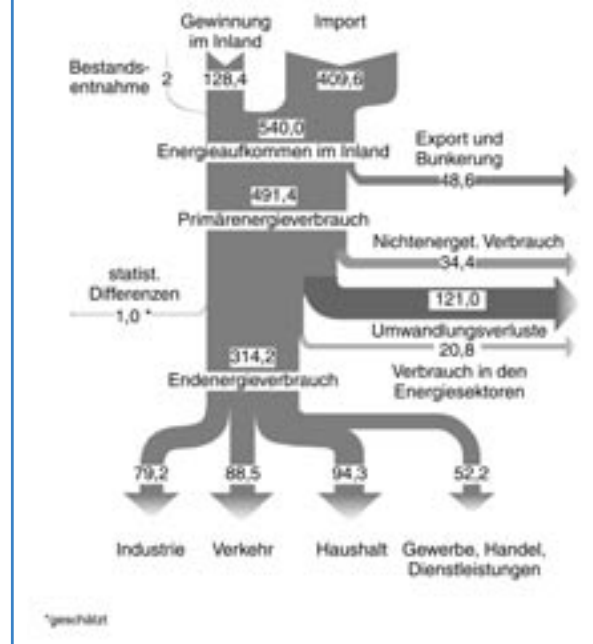
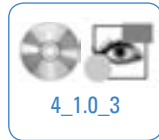


Abb.: 4_1.0_3



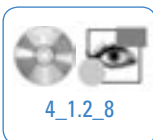
In der Energiegewinnung und -versorgung unterscheidet man zwischen Primärenergie und Sekundärenergie. Als Primärenergie bezeichnet man den Energieinhalt der fossilen Brennstoffe, des Urans sowie der regenerativen Energiequellen. Sekundärenergie wird durch Umwandlung der Primärenergie in andere Energieformen – z.B. elektrische Energie, Wärme oder mechanische Energie – gewonnen.

1.1 Primärenergie

1.1.1 Mineralölwirtschaft

Weltweit leistet das Mineralöl den größten Beitrag zur Energieversorgung. Auch in Deutschland bleibt dieser Energierohstoff – trotz leichter Anteilsverluste – an der Spitze und deckt gut 36 % (2004) des Primärenergiebedarfs. Seit rund drei Jahrzehnten nimmt der Mineralölverbrauch – nach anhaltenden Steigerungen bis zum Beginn der siebziger Jahre – in Deutschland fast kontinuierlich ab. Ursachen dafür sind der generell sparsamere Umgang mit Energie in Industrie und Haushalten, die teilweise Substitution des Heizöls durch Erdgas und Strom und der stetige Rückgang an der Industrieproduktion in energieintensiven Branchen.

Neufassung erheblich mehr Planungssicherheit als mit der alten Gesetzesfassung. Nach der aktuellen Gesetzeslage erhalten sie für jede erzeugte Kilowattstunde – abhängig von Art und Alter der Anlage – Zuschläge von 0,97 bis maximal 5,11 Cent. Diese Förderung ist generell bis 2010 befristet.



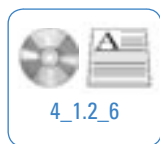
4_1.2_8

1.2.2 Elektrizitätswirtschaft

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft umfasst drei Bereiche:

- die öffentliche Elektrizitätsversorgung mit den Stromunternehmen, die jedermann mit Strom versorgen: Haushalte, Industrie und Gewerbe, Landwirtschaft und Verkehr; sowie die Kraftwerke der Deutschen Bahn AG, in denen Strom mit der für den Bahnbetrieb notwendigen Frequenz (16²/₃ Hertz) erzeugt wird.
- die industrielle Kraftwirtschaft mit den Kraftwerken des Bergbaus und der Industrie, in denen elektrische Energie vorwiegend für den eigenen Bedarf erzeugt wird; Überschussstrom wird an die Unternehmen der öffentlichen Versorgung geliefert.
- Dazu kommen mehrere Tausend private Betreiber von Kraftwerken auf der Basis erneuerbarer Energien (kleine Wasserkraftwerke, Windkraftwerke oder Photovoltaik-Anlagen). Deren Strom wird größtenteils von den Unternehmen der öffentlichen Versorgung zu staatlich festgelegten Preisen gekauft und in das Versorgungsnetz eingespeist.

Hauptmerkmal der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ist ihre vielfältige Struktur. Insgesamt sind (Stand 2002) rund 1.100 Unternehmen im Strommarkt aktiv. Neben einigen großen Unternehmen, die Strom erzeugen, verteilen und vertreiben, gibt es eine Vielzahl kleinerer und mittlerer Stromversorger: rund 60 regionale Versorgungsunternehmen, 25 größere Stadtwerke mit mehr als 100.000 Kunden sowie etwa 700 mittlere und kleinere Stadtwerke. Hinzu kommen circa 100 kleinere private Versorger und rund 150 Unternehmen, die ausschließlich im Stromhandel und im Stromvertrieb tätig sind, davon ein Großteil aus dem Ausland.



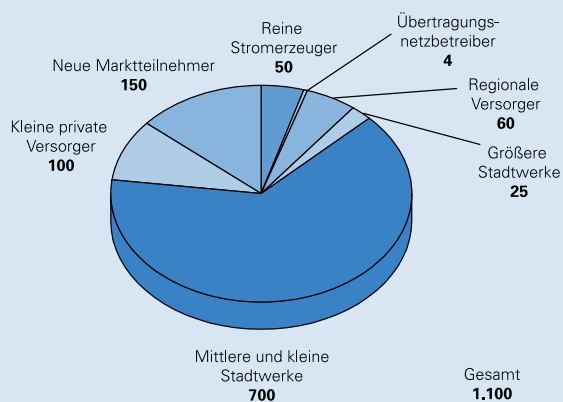
4_1.2_6



4_1.2_7

Unternehmen, die Strom sowohl über ein eigenes Transportnetz verteilen als auch vertreiben, fallen in die wichtige Gruppe der vertikal integrierten Stromversorger. Solche Unternehmen sind von den Vorschriften des neuen Energiewirtschaftsgesetzes zum so genannten Unbundling besonders betroffen.

Stromversorger in Deutschland 2005



Fakten:

Die Liberalisierung der Energiemärkte und das EnWG

Der deutsche Energiemarkt wurde 1998 liberalisiert. Seitdem herrscht in Deutschland Wettbewerb zwischen rund 1.000 Stromanbietern – nirgendwo sonst in der EU gibt es eine solche Unternehmensvielfalt im Strommarkt.

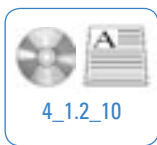
Die Grundlage für den diskriminierungsfreien Netzzugang hat bereits das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 24. April 1998 gelegt. Durch die Novellierung des EnWG vom 13. Juli 2005 werden nun die Vorgaben der „EG-Beschleunigungsrichtlinien Strom und Erdgas“ in nationales Recht umgesetzt. Zentrale Inhalte des neuen EnWG sind eine Entflechtung des Netzbereiches der Erdgas- und Elektrizitätsunternehmen von ihren übrigen Unternehmensbereichen, die behördliche Genehmigung der Netzentgelte sowie eine gesetzliche Regelung der Netzzugangsbedingungen im Erdgas- und Strommarkt. Die Bundesnetzagentur wurde als nationale Regulierungsbehörde für diese Märkte eingesetzt.

Unterschieden werden die Stromunternehmen unter anderem nach Größe und Versorgungsgebiet. Die überregionale Stromverteilung liegt in den Händen der vier so genannten Übertragungsnetzbetreiber E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW. Diese Stromunternehmen erzeugen Strom zentral in großen Kraftwerken, leiten diesen an andere Versorgungsunternehmen weiter, beliefern zum Teil direkt große Industrieunternehmen und verteilen den Strom über eigene Mittel- und Niederspannungsnetze teilweise auch bis zur Steckdose des Haushaltskunden. Zusätz-



4_1.2_9

lich regeln diese vier Unternehmen über Höchst- und Hochspannungsleitungen das nationale und – in enger Zusammenarbeit mit den Stromversorgern der Nachbarstaaten – auch das internationale Verbundsystem.



Der deutsche Strommarkt ist der größte Europas und er ist vollständig liberalisiert. Grund genug für einige ausländische Unternehmen der Branche, sich durch Übernahmen oder Beteiligungen in der deutschen Stromversorgung zu engagieren. So befindet sich beispielsweise mit der Vattenfall Europe, die aus den drei ehemaligen Verbundunternehmen BEWAG (Ber-

lin), HEW (Hamburg) und VEAG (neue Bundesländer) gebildet worden ist, einer der vier Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands komplett in schwedischer Hand. Und an der Energie Baden-Württemberg (EnBW) ist der französische Staatskonzern Electricité de France (EdF) derzeit (2005) zu 45,01 % beteiligt. Selbstverständlich nutzen auch deutsche Unternehmen die Chancen, die sich durch die Öffnung der europäischen Märkte bieten. Hier sind es insbesondere E.ON und RWE, die sich am Auf- und Ausbau marktwirtschaftlicher Strukturen in der Versorgungswirtschaft vor allem in Staaten des ehemaligen Ostblocks engagieren.

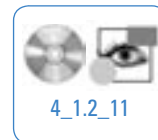


Abb.: 4_1.2_11

Die regionalen Stromunternehmen versorgen ausgedehnte Bereiche mit überwiegend ländlicher Struktur, aber auch kleine und mittlere Städte mit elektrischer Energie. Den Strom beziehen sie von Verbundunternehmen und/oder erzeugen ihn in eigenen Anlagen.

Auf örtlicher Ebene sind überwiegend kommunale Unternehmen, meist Stadtwerke, für die Versorgung zuständig. Diese Unternehmen beziehen den Strom von anderen Stromunternehmen, erzeugen ihn aber teilweise auch in eigenen oder gemeinschaftlich betriebenen Kraftwerken. Neben Strom liefern die Stadtwerke häufig auch Erdgas, Fernwärme und Wasser im so genannten Querverbund.

Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft

Physikalische Besonderheiten

Vergleicht man die Elektrizitätswirtschaft mit anderen Wirtschaftszweigen, auch mit solchen aus der Energiewirtschaft, stößt man schnell auf einige insbesondere physikalisch bedingte Besonderheiten:

- So ist die Verbindung zwischen Erzeugung (Kraftwerk) und Verbrauch (Kunde) ausschließlich über Leitungen möglich. Das gesamte weit verzweigte Versorgungsnetz besteht aus Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen und muss ständig den wachsenden und sich ändernden Anforderungen angepasst werden, um die Sicherheit der Stromversorgung jederzeit gewährleisten zu können.
- Strom lässt sich, im Gegensatz zu den Energierohstoffen Gas, Erdöl oder Kohle, nicht direkt speichern, zumindest nicht in nennenswertem Umfang. Die chemische Speicherung in Batterien ist hinsichtlich der in der öffentlichen Stromversorgung benötigten Energiemengen völlig unerheblich. Möglichkeiten der indirekten Speicherung gibt es dagegen schon, beispielsweise in Pumpspeicherkraftwerken. Eine moderne, allerdings noch enorm teure Art der indirekten Stromspeicherung wird in Form der Solar-Wasserstoff-Technologie erforscht. Eine großtechnische Umsetzung dieser Technologie ist hier zu Lande allenfalls in Jahrzehnten denkbar.

Rechtlicher Rahmen

Die Einführung von Regulierungsbehörden im Erdgas- und Strommarkt fußt auf den Vorgaben der „Beschleunigungsrichtlinien für Strom und Gas“ der Europäischen Gemeinschaft (EG) aus dem Jahr 2003. Die Beschleunigungsrichtlinien führen den 1998 mit den „Binnenmarktrichtlinien Strom und Gas“ angestoßenen Prozess der Liberalisierung im Energie-

markt und den Prozess der Schaffung von einheitlichen Wettbewerbsbedingungen auf dem Erdgas- bzw. Strom-Binnenmarkt fort. Bis 2007 müssen nach dem Willen der EG alle Mitgliedsstaaten ihre Energiemärkte vollständig für den Wettbewerb geöffnet haben.

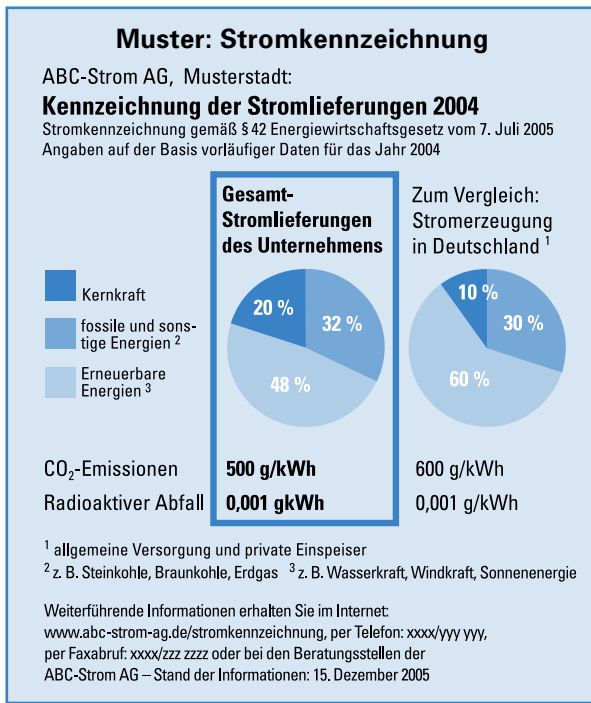
Rechtliche Basis sämtlicher Aktivitäten der deutschen Energiewirtschaft ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dessen jüngste, an das europäische Recht angepasste Fassung Mitte Juli 2005 in Kraft getreten ist. Zweck dieses Gesetzes ist unter anderem die sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.

Jeder Stromkunde hat einen Anspruch auf Belieferung durch das örtlich zuständige Versorgungsunternehmen. Das gilt selbst dann, wenn er sich vertraglich an einen anderen Lieferanten gebunden hat und dieser ausfällt. Schließlich muss der Kunde sich auch in Zeiten verschärften Wettbewerbs auf die gewohnte Versorgungssicherheit verlassen können. Und der „alte“ Versorger wird in solchen Fällen gerne seine Zuverlässigkeit demonstrieren. Kann also ein Anbieter einen Kunden nicht, wie zuvor vertraglich vereinbart, mit Strom beliefern (beispielsweise wegen Insolvenz oder falscher Bearbeitung beim Lieferantenwechsel), ist das Energieversorgungsunternehmen, das in einem Netzgebiet die Grundversorgung von Haushaltskunden durchführt, verpflichtet, die Stromversorgung zu übernehmen und diese Leistung nach den von der entsprechenden Landesbehörde genehmigten Preisen abzurechnen.

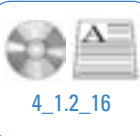
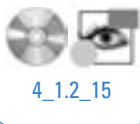
Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz ist eine Genehmigung der Preise für die Grundversorgung durch die zuständigen Landesbehörden nur noch bis Mitte 2007 vorgesehen. Danach unterliegt die Überwachung den Kartellbehörden. Da seit Mitte 2005 die Netzentgelte – das sind die Gebühren, die von jedem Versorger für die Nutzung der Versorgungsleitungen an dessen Betreiber bezahlt werden müssen – unter der Aufsicht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen stehen, ist eine Tarifgenehmigung überflüssig. Die für alle Anbieter gleichen Durchleitungsbedingungen garantieren einen fairen Wettbewerb.

Der Strompreis

Jeder Kunde, egal ob Privathaushalt, gewerbliches Unternehmen oder Industriebetrieb, kann seinen Anbieter frei wählen. Andererseits besteht eine Grundversorgungspflicht, nach denen Stromunternehmen in ihren Versorgungsgebieten jedermann zu Allgemeinen Bedingungen an ihr Niederspannungsnetz



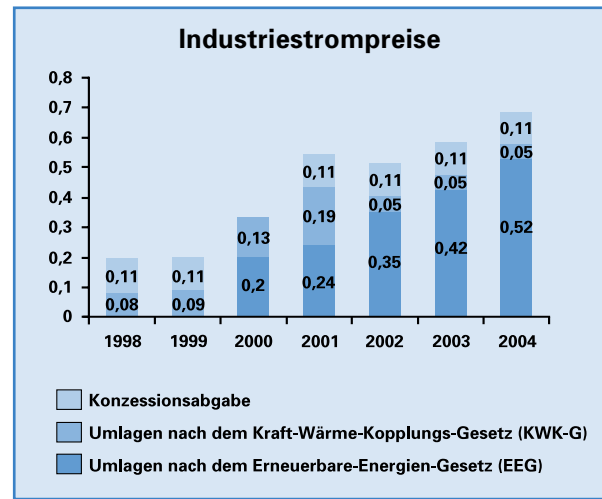
Das Energiewirtschaftsgesetz in der Fassung von Juli 2005 verpflichtet die Versorgungsunternehmen, die Stromrechnung um die pflichtgemäßen Angaben zur Stromkennzeichnung zu erweitern. Dazu müssen die Versorgungsunternehmen in der Rechnung oder als Anlage dazu die Anteile der Energieträger – aufgesplittet in die Gruppen „Kernkraft“, „fossile und sonstige Energieträger“ sowie „Erneuerbare Energien“ – am Gesamtenergieträgermix des Stromlieferanten angeben. Hinzu kommen detaillierte Informationen über die entsprechenden Umweltauswirkungen wie CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall.



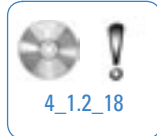
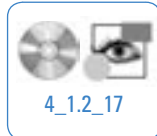
Stromkosten

Auf der Kostenseite des Stromlieferanten stehen im Wesentlichen die Posten Beschaffung (eigene Erzeugung und/oder Einkauf) und Netzdurchleitung vom Erzeugungsort bis zum Endkunden. Die Netzdurchleitungskosten setzen sich zusammen aus den Gebühren für die Nutzung der verschiedenen Spannungsebenen, von der Höchstspannung ab Kraftwerk über Hoch- und Mittelspannung bis hin zur so genannten „letzten Meile“, dem Hausanschluss, der mit Niederspannungsleitungen erfolgt.

Im neuen Energiewirtschaftsgesetz wird festgelegt, dass die Übertragungsnetze größerer Stromunternehmen mit mehr als 100.000 Kunden unabhängig von den anderen Geschäftsbereichen des Unternehmens selbstständig geführt werden müssen. Diese Regelung wird als Unbundling bezeichnet und hat zum Ziel, dass alle



Stromanbieter gleichberechtigt alle vorhandenen Netze für die Stromdurchleitung nutzen können. Wenn also ein Anbieter einen Kunden mit Strom beliefern möchte, kann er dazu die eigenen Netze und die Netze seiner Konkurrenten nutzen – in beiden Fällen gegen Übernahme der Durchleitungskosten. Denn jede Netzbetreiber-gesellschaft legt für jede Spannungsebene die Kosten pro durchgeleiteter Kilowattstunde fest und berechnet diese dem Stromanbieter – unabhängig davon, ob es sich um eine „Schwestergesellschaft“ handelt oder ein völlig fremdes Unternehmen. Diese Regelung stellt sicher, dass Anbieter ohne eigene Versorgungsnetze die gleichen Marktchancen haben wie die Konkurrenz mit eigenen Netzen. Außerdem kommen auf diese Weise auch reine Stromhändler, die ihren Strom fremd, beispielsweise an der Strombörse, beziehen und dann an



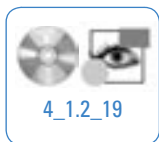
Der Strompreis für Industriekunden

„Zu hohe Strompreise für Industriekunden gefährden den Standort Deutschland“, so eine in der aktuellen öffentlichen Debatte geäußerte Meinung. Tatsächlich liegen die durchschnittlichen Strompreise für Industriekunden in Deutschland im europäischen Mittelfeld. Für die energieintensiven Industriekunden gilt ein ermäßigter Satz sowohl bei der Stromsteuer (1,23 statt 2,05 Cent/kWh) als auch bei der KWK-Umlage (0,025 statt ca. 0,32 Cent/kWh); dazu kommt eine Härtefallregelung, die die Lasten durch das EEG begrenzt. Im Zeitraum zwischen 1998 und 2004 hat sich der Anteil der staatlich bedingten Lasten am Industriestrompreis etwa vervierfacht. Ohne diese Belastungen lägen die Strompreise für die Industrie im Jahr 2004 um rund 18 Prozent unter dem Niveau der Zeit vor der Liberalisierung.

die Endverbraucher weiter verkaufen, ins Geschäft. Die Konsequenz: Der Wettbewerb auf dem seit 1998 liberalisierten Strommarkt wird noch schärfer. Dafür, dass die Netzbetreiber ihre Marktmacht nicht zu Ungunsten anderer Anbieter und letztlich des Kunden ausnutzen, sorgt die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn in Bonn. In dieser Behörde werden sämtliche Durchleitungspreise aller Netzbetreiber gesammelt, gesichtet und miteinander verglichen. Bei nicht begründbaren deutlichen Abweichungen von den Durchschnittspreisen kann die Behörde Zwangsmaßnahmen ergreifen, um den betreffenden Anbieter zu entsprechenden Preisreduzierungen zu veranlassen. Darüber hinaus arbeitet die Behörde an einem Konzept zur Anreizregulierung, mit dem effizient arbeitende Netzbetreiber durch höhere Gewinne belohnt werden und die Durchleitungsentgelte langfristig wettbewerbsfördernd bleiben sollen. Dieses System soll bis Mitte 2006 praxisreif entwickelt werden, um es anschließend im parlamentarischen Prozess in Form von Verordnungen zum Energiewirtschaftsgesetz zu verabschieden.

Stromhandel und Strombörse

Jedes Versorgungsunternehmen ist frei in seiner Art der Strombeschaffung. Alles was nicht in eigenen Kraftwerken erzeugt werden kann, muss auf irgendeine Art hinzugekauft werden. Dazu gibt es eine Menge an Möglichkeiten. So kann sich beispielsweise ein kleinerer Versorger ohne Eigenerzeugung per Vollstromliefervertrag weitgehend risikolos zu langfristig festgelegten Bedingungen seinen Strom von einem größeren Partnerunternehmen liefern lassen. Doch wenig Risiko ist gleichbedeutend mit höheren Preisen. Denn in diesem Fall trägt allein der Vorlieferant das Risiko, dass die Beschaffungspreise innerhalb der Vertragslaufzeit steigen könnten. Andere Lieferverträge enthalten variable Elemente, lassen sich entsprechend an den aktuel-



4_1.2_19

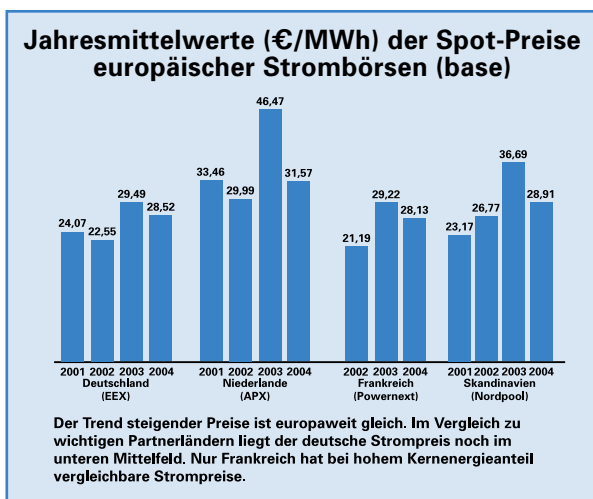
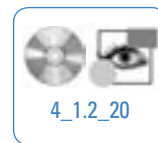


Abb.: 4_1.2_19

len Bedarf anpassen, beinhalten aber auch die Möglichkeit, steigende Preise in Kauf nehmen zu müssen. Andererseits profitiert das einkaufende Unternehmen in diesem Fall schneller von sinkenden Preisen als bei der sicheren Variante. Generell gilt: Wer sich die Chance erhalten möchte, Strom kurzfristig günstig einkaufen zu können, muss gleichzeitig das Risiko steigender Preise in Kauf nehmen.

Eine relativ junge Möglichkeit, Strom einzukaufen, bietet der Handel an der Börse, beispielsweise an der European Energy Exchange (EEX). Diese inzwischen einzige Energiebörse Deutschlands ist aus der Fusion der Leipzig Power Exchange und der European Energy Exchange Frankfurt hervorgegangen und hat ihren Sitz in Leipzig. An der Strombörse bilden sich nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage die Preise für verschiedene Produkte. Der EEX-Spotmarkt beispielsweise ist die Plattform für den kurzfristigen Handel mit elektrischer Energie. Das Spotmarktkonzept basiert auf Angebots- und Verkaufsgeboten von stündlichen Stromverträgen für die 24 Stunden des jeweils nächsten Tages. Der Handel



4_1.2_20

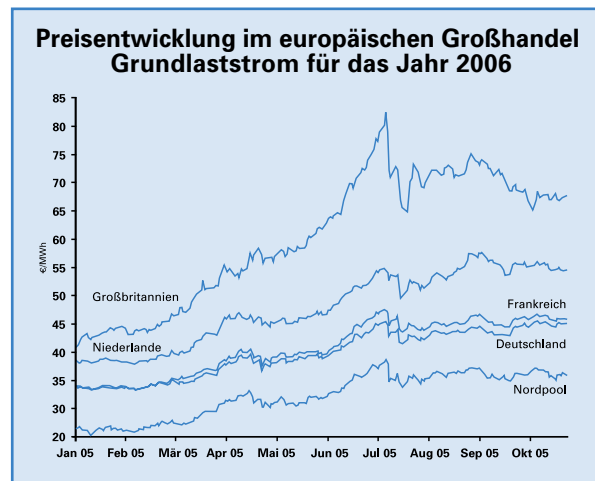


Abb.: 4_1.2_20

wird einen Tag vor der physischen Erfüllung abgeschlossen. Deshalb wird der Spotmarkt häufig auch als „Day-Ahead-Market“ bezeichnet. Im Gegensatz zum Spotmarkt wird am EEX-Terminmarkt elektrische Energie langfristig, das heißt unter Umständen auf Jahre im Voraus gehandelt. An der Entwicklung auf dem Terminmarkt kann man sehr gut erkennen, welche Preisentwicklung die Marktteilnehmer mittel- und langfristig erwarten. Der Spotmarkt, dessen Preise sich durch starke Veränderungen auszeichnen (der Börsenfachmann spricht hier von hoher Volatilität), gibt dagegen ein recht genaues Bild der aktuellen Versorgungssituation wider. Hier wirken sich beispielsweise auch unerwartete Kälteeinbrüche oder aktuelle Störfälle in Erzeugung oder Übertragung, die für die langfristige Preisentwicklung keine Rolle spielen, unmittelbar aus.



2 Strom und Netze

Egal um welche Form der Energie es geht, sie muss verfügbar sein, wenn sie gebraucht wird. Heizöl beispielsweise: Man muss nur dafür sorgen, dass der Vorrat im Tank nie zur Neige geht. Nichts einfacher als das. Anruf genügt, und der Händler bringt Nachschub, soviel man will. Lediglich bei den Preisen gibt es Schwankungen, die der gewiefte Kunde zu seinem Vorteil nutzt: Er bestellt zu Zeiten geringer Nachfrage und kauft in der Regel günstiger ein als der Nachbar, der seinen Tank erst zu Beginn des Winters auffüllen lässt. Auch Kraftstoff gibt's jederzeit an allen Tankstellen reichlich und in sämtlichen gewünschten Qualitäten; egal ob Normal, Super, Super Plus oder Diesel. Noch einfacher ist es beim Gas. Der Energierohstoff kommt durch die Rohrleitung direkt ins Haus, der Verbraucher muss keinen Vorrat anlegen, und dennoch hat er jederzeit ausreichende Mengen zur Verfügung. Ähnlich beim Strom. Hier reichen in der Regel ein paar einfache (Kupfer-) Drähte, und die Versorgung ist gesichert. Soweit die Sicht des Verbrauchers! Tatsächlich steckt natürlich weit mehr hinter einer jederzeit ausreichenden, sicheren und möglichst preiswerten Versorgung mit elektrischer Energie.

2.1 Wie kommt der Strom ins Haus?

Elektrische Energie ist weitaus stärker leitungsgelassen als Erdgas oder Mineralöl. Gas kommt zwar üblicherweise ebenfalls per Leitung ins Haus, aber in noch nicht erschlossenen Regionen ist eine Belieferung per Tankwagen ebenso üblich wie beispielsweise beim Heizöl.

Strom dagegen ist immer auf Freileitungen und/oder Kabel angewiesen. Alle elektrischen Leitungen, die untereinander leitend verbunden sind, bilden zusammen das Netz. Das Versorgungsnetz ist wegen der unterschiedlichen Aufgaben, die es erfüllen muss, in verschiedene Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung) gegliedert. Jedes dieser Teilnetze hat ganz spezielle Aufgaben.

Im Höchstspannungsnetz beträgt die elektrische Spannung 380.000 Volt (380kV) oder 220.000 Volt (220kV). Dieses Netz ist ausschließlich für weiträumige Verbindungen zuständig, beliefert regionale Stromversorger und sehr große Industriebetriebe und übernimmt auch den



4_2.1_2

Stromtausch mit dem Ausland. Die nächstniedrigere Ebene ist das Hochspannungsnetz mit einer Spannung von 110.000 Volt (110kV).

Die Leitungen dieser regionalen und großen städtischen Verteilnetze übertragen elektrische Energie zu den Verbrauchszentren, zum Beispiel zu Industriebetrieben, lokalen Stromversorgern oder Umspannanlagen. In solchen Umspannanlagen wird die Spannung auf Mittelspannungsniveau – meist 20.000 Volt (20kV) – abgesenkt (transformiert). Kunden sind hier Industrie und größere Gewerbebetriebe. Otto Normalverbraucher, Gewerbe und Landwirt-



4_2.1_1

Die Beispielrechnungen in diesem Kasten sind aus Gründen der Anschaulichkeit sehr stark vereinfacht. Ausgegangen wird hier von der Leistungsübertragung in einem einphasigen Netz. Tatsächlich erfolgt die Stromversorgung bis zum Hausanschlußkasten in der Regel durch dreiphasige Wechselstromnetze (Drehstromnetze). Darüber hinaus spielen in solchen Netzen neben der hier berechneten Wirkleistung auch noch die Faktoren Blind- und Scheinleistung eine Rolle.

$$P = U \times I$$

Leistung = Spannung \times Stromstärke

Berechnet man mit Hilfe dieser Formel die Stromstärke, erhält man nach einer einfachen Umstellung:

$$I = \frac{P}{U}$$

Die umgestellte Formel zeigt deutlich, daß bei konstanter Leistung P die Stromstärke I abnimmt, wenn die Spannung U erhöht wird.

Merksatz:

Je höher die Spannung, desto geringer die Stromstärke!

Die Verlustleistung wird berechnet mit der Formel:

$$P_{\text{Verlust}} = I^2 \times R$$

Verlustleistung = Stromstärke² \times Widerstand

Der elektrische Widerstand ist unabhängig von Spannung und Stromstärke. Er hängt vom Querschnitt, von der Länge und vom Material der Leitung ab. Steigt die Stromstärke in der Leitung, dann nimmt die Verlustleistung sehr viel stärker zu, genauer gesagt, mit dem Quadrat der Stromstärke! Umgekehrt gilt der Merksatz:

Je geringer die Stromstärke, desto geringer die Übertragungsverluste!

Aufbau eines Transformators

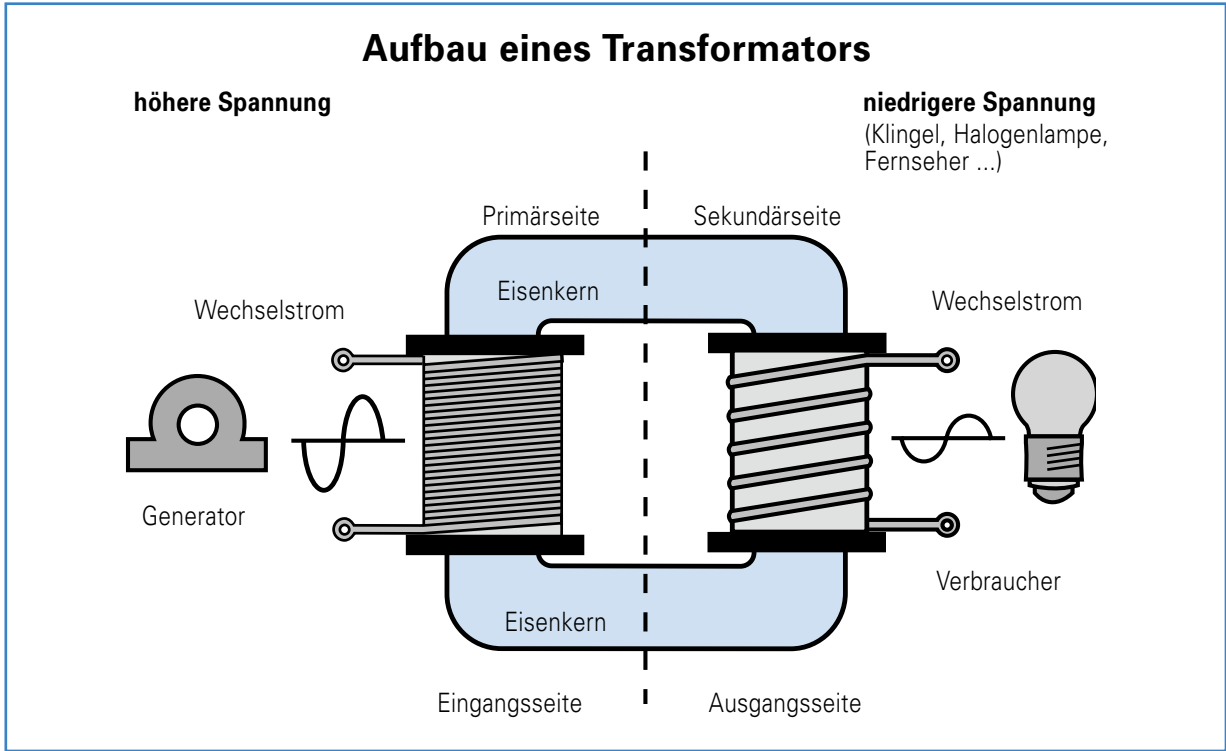


Abb.: 4_2.1_6



4_2.1_6

Dabei entspricht das Verhältnis der Spannungen dem Verhältnis der Windungszahlen. Dieses Prinzip funktioniert allerdings nur mit Magnetfeldern, die sich ständig ändern, mit so genannten Wechselfeldern, wie sie vom Wechselstrom erzeugt werden.

Die Übertragung über weite Strecken wäre mit Gleichstrom nicht selten kostengünstiger, da für

Wechselstrom bei gleicher Leistung wesentlich stärkere Leitungen benötigt werden. Doch Gleichstrom lässt sich nicht mit Transformatoren auf eine andere Spannungsebene bringen. Dennoch ist man seit einiger Zeit dazu in der Lage, Hochspannungs-Gleichstrom für die Überwindung langer Strecken ohne große Probleme zu erzeugen. Möglich wurde diese Entwicklung durch so ge-



4_2.1_7

So arbeitet ein Transformator

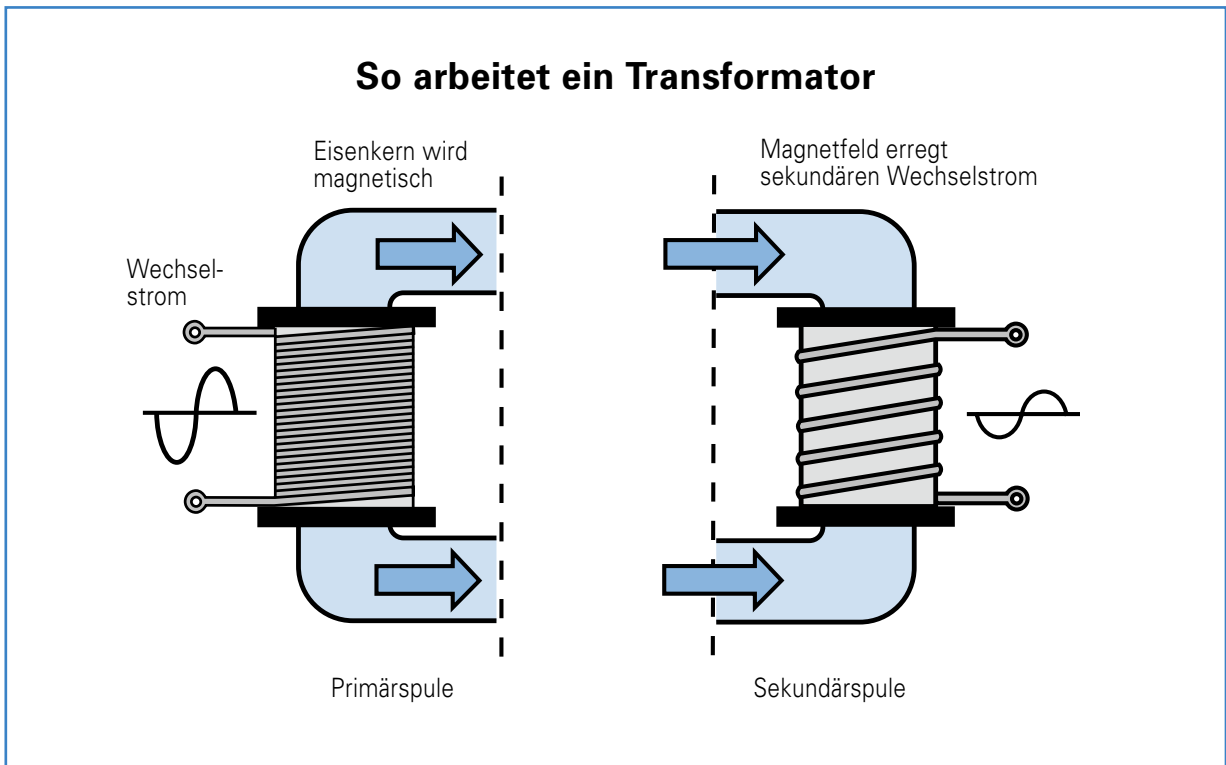


Abb.: 4_2.1_7

len dennoch in der Lage sind, auf plötzliche Änderungen der Nachfrage fast immer blitzschnell zu reagieren, hat viel mit Erfahrung zu tun. Denn ähnlich wie beim Verkehr gibt es auch beim Verbrauch elektrischer Energie Stoßzeiten und Flauten. Morgens, mittags und abends erreicht der Stromverbrauch Spitzenwerte. In der zweiten Nachthälfte ist er dagegen besonders niedrig. Im Wochenverlauf dominieren die Werkstage, denn an den Wochenenden wird deutlich weniger Strom nachgefragt. Auch übers Jahr gesehen gibt es erhebliche Verbrauchsschwankungen. Im Winter ist es nicht nur kälter, auch die langen und dunklen Nächte sorgen zusätzlich für höhere Nachfrage nach Strom.



In der Summe ergeben sich so drei typische Stromverbrauchskurven, eine für den Tag, eine für die Woche und eine für das Jahr. Aus diesen Erfahrungswerten, den aktuellen Wetterdaten und anderen Faktoren ermitteln die Spezialisten in den Kraftwerken und Netzleitstellen den voraussichtlichen Strombedarf für die kommenden Stunden und stellen sich (und vor allem die Kraftwerke) darauf ein. Das erklärt beispielsweise auch, wieso zur Ausstattung dieser Arbeitsplätze ein Fernsehgerät gehört. Mit dessen Hilfe können die Techniker zeitlich abschätzen, wann der Verbrauch sich voraussichtlich rapide verändert: in der Pause des Fußball-Länderspiels, nach dem Matchball in Wimbledon oder am Ende des letzten Teils vom großen Weihnachtsmehrteiler. Dann wird Kaffee oder Tee gekocht oder das Licht im Keller eingeschaltet (da stehen die Getränke). Wenig später ist es Zeit, ins Bett zu gehen und das Licht im Haus auszuschalten.

All diese Erfahrungswerte helfen nicht weiter, wenn etwas völlig Unvorhersehbares passiert: der plötzliche Ausfall eines großen Kraftwerks oder die Unterbrechung einer wichtigen Höchstspannungsleitung. Dann gilt es, zusätzliche Kraftwerke zu mobilisieren, schnell Ersatz für die ausgefallene Erzeugungsleistung zu finden oder über Umleitungen Ersatzverbindungen zu schalten.

Grundsätzlich gilt: Je größer die Versorgungseinheit beziehungsweise der Stromverbund, desto geringer ist die Gefahr eines Netzzusammenbruchs. In einem kleinen Verbundnetz mit nur wenigen Kraftwerken macht sich der Ausfall eines dieser Kraftwerke sehr viel stärker bemerkbar als in einem Netz mit einer Vielzahl unterschiedlicher Stromerzeuger.

2.2.2 Belastungsarten

Grundsätzliche Aufgabe der Stromunternehmen ist die jederzeit ausreichende, sichere und preisgünstige

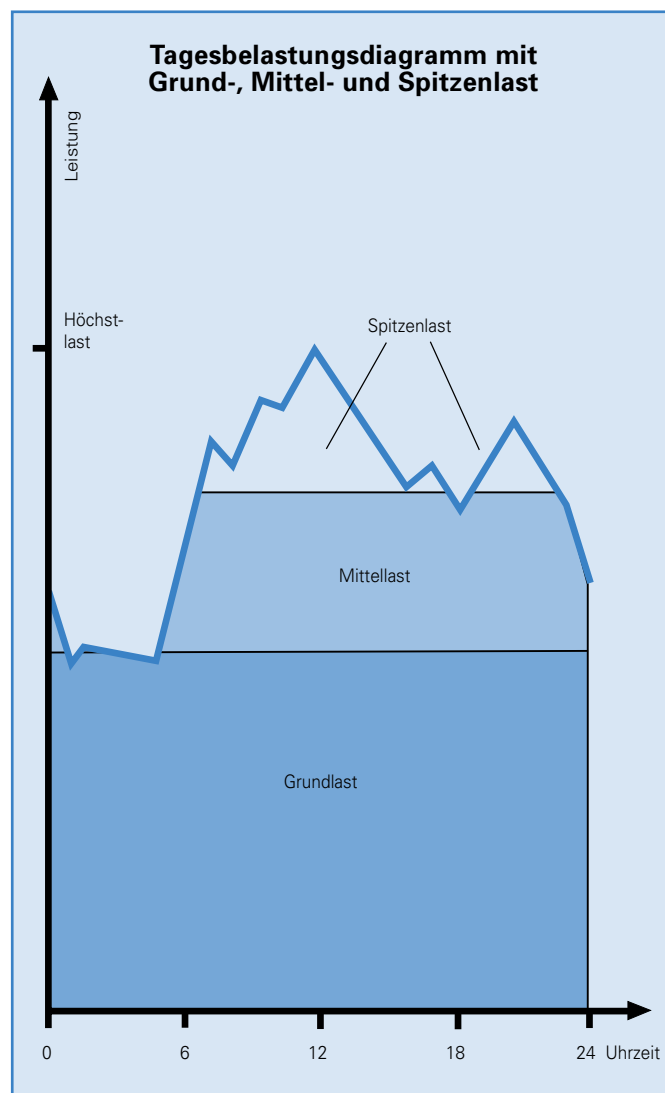
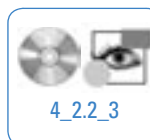
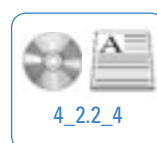


Abb.: 4_2.2_3

Versorgung ihrer Kunden mit elektrischer Energie. Für die Unternehmen ist es dabei besonders wichtig zu wissen, wie sich die Nachfrage voraussichtlich entwickelt. Dementsprechend müssen Kraftwerksneubauten und/oder leistungsfähigere beziehungsweise neue Versorgungsleitungen geplant und errichtet werden.



Bei den Kraftwerksneubauten ist die zunächst wichtigste Entscheidung diejenige für den Typ: Soll es sich um ein Braunkohle-, Steinkohle-, Öl-, Gas-, Laufwasser-, Speicherwasser- oder gar um ein Pumpspeicherwasserkraftwerk handeln? Die Antwort findet das Unternehmen unter anderem, wenn es untersucht, welchem Zweck das neue Kraftwerk dienen soll. Selbstverständlich soll es Strom erzeugen, doch unterschiedliche Kraftwerke haben unterschiedliche Aufgaben.



Betrachtet man die Netzbelastungskurve eines Tages, wird schnell deutlich, dass unterhalb des Minimal-

2.4 Reservekapazitäten und internationale Versorgungssicherheit

Um eine jederzeit gesicherte Stromversorgung zu garantieren, muss die Gesamtkapazität aller Kraftwerke auf jeden Fall ausreichen, um die tatsächliche Jahreshöchstlast abzudecken. Doch auch Kraftwerke brauchen Ruhepausen. Manche sind in Revision (so heißen die regelmäßigen Wartungsarbeiten), einige müssen repariert werden, bei anderen ist die Stromproduktion durch Fernwärmeauskopplung oder behördliche Auflagen eingeschränkt, und Wasserkraftwerke haben nicht immer ausreichend Wasser, um die volle Leistung zu bringen. Und im heißen und trockenen Sommer 2003 war es der Mangel an Kühlwasser, der manche Kraftwerksbetreiber dazu zwang, ihre Wärmekraftwerke mit geringerer Leistung zu fahren. Pumpspeicherkraftwerke, deren Leistungen ebenfalls in der Gesamtkapazität enthalten sind, stehen allein durch ihr Konstruktionsprinzip nur für einen eng begrenzten Zeitraum zur Verfügung. Viele der genannten Faktoren sind vorhersehbar. Entsprechend werden sie bei der Planung der verfügbaren Gesamtkapazität berücksichtigt.

Im Winter 2002/2003 betrug die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland 105.800 Megawatt (MW). Da die einzelnen Anlagen unterschiedlich verfügbar sind, ist dies jedoch ein rein statistischer Wert. Der höchste Strombedarf wurde am 10. Dezember 2002 mit 79.700 MW registriert. Dieser Höchstlast stand zum gleichen Zeitpunkt eine gesicherte Kraftwerksleistung von 81.400 MW gegenüber. Zusätzlich gab es Nettolieferungen aus dem Ausland in Höhe von 5.100 MW. Daraus errechnet sich für diesen Zeitpunkt eine Leistungsreserve von 6.800 MW (Leistungsangebot = 81.400 MW + 5.100 MW Stromimport; Leistungsnachfrage = 79.700 MW; die Differenz ergibt eine Reserveleistung von 6.800 MW).

Die deutschen Stromversorger stehen in den kommenden zwei Jahrzehnten vor der gewaltigen Aufgabe, Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 40.000 bis 50.000 Megawatt zu ersetzen. Das dazu nötige Investitionsvolumen wird auf rund 40 Milliarden Euro geschätzt. Zum einen müssen ältere Kohlekraftwerke durch moderne, leistungsfähige und umweltgerechte Anlagen ersetzt werden und zum anderen steht der vollständige Ersatz der politisch nicht gewollten Kernenergienutzung an. Wer dabei an den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen denkt, sollte wissen, dass für jedes Megawatt neu erbauter Windkraftleistung etwa 0,85 MW Reservekapazität aus konventionellen Anlagen

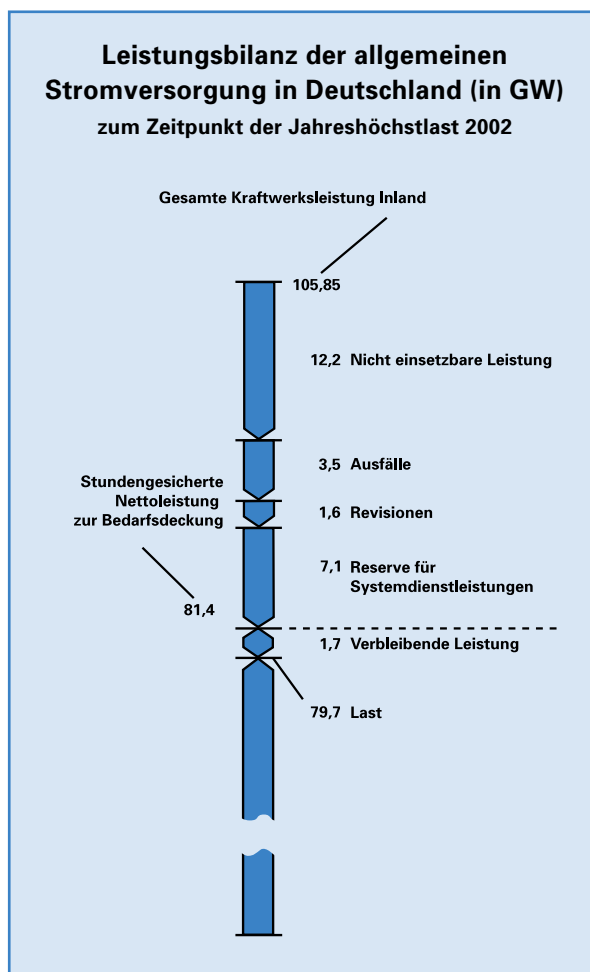
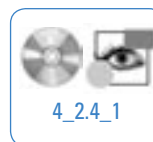


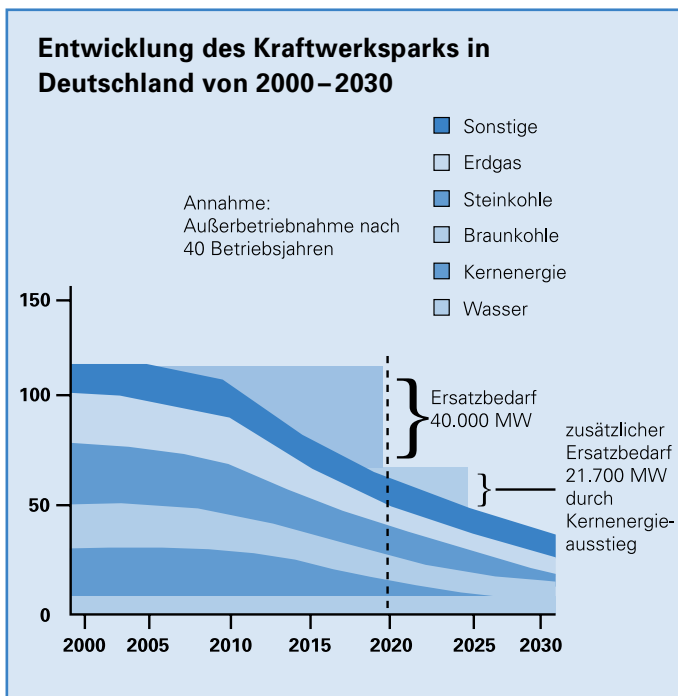
Abb.: 4_2.4_1

vorgehalten werden muss. Der Grund: Vor allem bei hohem Bedarf, z.B. bei extremer Kälte oder extremer Hitze, stehen die Windräder fast immer still. Die Reservekapazität kommt aus so genannten „Schattenkraftwerken“, die bei Flaute als Lückenbüßer einspringen und die notwendige, leider aber auch sehr teure Regenergie liefern müssen.



Zwischen 1997 und 2002 ist die Auslastung des deutschen Kraftwerksparks von 84 auf 92 Prozent gestiegen. Die Sicherheitsreserven sind also in den letzten Jahren um einiges geschrumpft. Das ist noch lange kein Grund, sich Sorgen zu machen, denn noch reichen die Reserven. Doch gerade vor dem Hintergrund der großflächigen und lang anhaltenden Stromausfälle in den USA und in Italien des Jahres 2003 ist die Sensibilität für das Thema Versorgungssicherheit beim Strom stark angestiegen. Inzwischen dürfte jedem klar sein, dass eine sichere Stromversorgung nur mit milliardenschweren Investitionen in den Erhalt und den weiteren Ausbau der Netze und des Kraftwerksparks zu garantieren ist.

Um das hohe Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland und im übrigen Europa langfristig zu er-



4_2.4_2

halten, erarbeiten die Stromversorgungsunternehmen regelmäßig Vorschauen darüber, ob die erwartete Stromnachfrage in den kommenden Jahren noch mit der dann voraussichtlich verfügbaren Kraftwerkskapazität gedeckt werden kann. Diese Leistungsbilanzen werden für jedes Land des europäischen Verbundsystems (s. Kapitel 2.5 „Stromverbund“) aufgestellt und ergeben in der Summe das europäische Gesamtbild. Nach dem neuesten Bericht geht die „verbleibende Leistung“ (diese Leistung ergibt sich aus der Differenz zwischen

Was ist eigentlich Regelenergie?

Regelenergie muss immer zur Verfügung stehen, um sicherzustellen, dass zwischen Stromangebot und Stromnachfrage jederzeit ein Gleichgewicht hergestellt werden kann, auch im Fall nicht kalkulierbarer Schwankungen im Versorgungsnetz. Ursache für ein gestörtes Gleichgewicht kann unter anderem eine plötzlich auftretende hohe Nachfrage (z. B. ein plötzlicher Kälteeinbruch) sein. Andererseits können auch unerwartete Kraftwerksausfälle hinter diesem Problem stecken. Allein der Netzbereich des deutschen Stromversorgers RWE muss für den sicheren Betrieb seines Versorgungsnetzes rund 2.000 Megawatt (das entspricht etwa der Leistung von zwei großen Braunkohlekraftwerken der neuesten Generation) Regelenergieleistung vorhalten.

Kraftwerkskapazität und Stromnachfrage) im Bereich des europäischen Stromverbunds zwischen 2004 und 2006 von 62.000 auf 60.500 Megawatt zurück. Dennoch sieht die europäische Stromwirtschaft für diesen Zeitraum und für die nachfolgenden Jahre bis 2010 noch keinen Grund zur Sorge.

Anders sieht die Situation in einzelnen Ländern aus. In Italien erreicht die „verbleibende Leistung“ bis 2005 nicht die Minimalanforderung, die fünf Prozent der Kraftwerksleistung des Landes beträgt. Italien ist also auf erhebliche Stromimporte angewiesen. Nach italienischen Angaben soll die Situation jedoch durch den Zubau von Kraftwerken bis 2006 entspannt werden. Für Belgien rechnet man damit, dass die Fünf-Prozent-Regel ab 2006 nicht mehr eingehalten wird, für die Niederlande zeichnet sich eine ähnliche Entwicklung bis 2010 ab. Auch in diesen Staaten dürfte die Versorgungssicherheit künftig stärker als bisher von Stromimporten abhängen.



4_2.4_3

Die Situation in Deutschland ist eine besondere. Hier steigt die installierte Leistung von 2004 bis 2010 voraussichtlich um rund 10.000 Megawatt auf dann 120.000 Megawatt. Dennoch wird das Land die Fünf-Prozent-Regel künftig nur noch knapp erfüllen. Der wichtigste Grund: Es werden überwiegend Windkraftanlagen zugebaut und die schlagen in der Zuverlässigkeitsrechnung wegen des schwankenden Windangebots nur mit etwa zehn bis 15 Prozent ihrer installierten Leistung zu Buche.

2.5 Stromverbund

Ähnliche Wirkungen wie der unvorhergesehene Ausfall eines großen Kraftwerks hat eine plötzlich auftretende Lastspitze. Auch dann sind die Generatoren überbelastet, ihre Drehzahl geht zurück, und die Frequenz sinkt. Um diese Änderung innerhalb der erlaubten Grenzen zu halten, müssen so schnell wie möglich zusätzliche Stromerzeuger gefunden werden, die innerhalb kürzester Zeit elektrische Energie ins Verbundnetz einspeisen können, um den Bedarf zu befriedigen und damit die Frequenz bei 50 Hz zu stabilisieren.

Mit ausreichenden Stromerzeugungskapazitäten allein ist deshalb die Forderung nach einer jederzeit gesicherten und kostengünstigen Versorgung aller Abnehmer mit elektrischer Energie nicht zu erfüllen. Damit beispielsweise die schnell verfügbare Leistung des Pumpspeicherwasserkraftwerks Koepchenwerk am Hengsteysee südlich von Dortmund tatsächlich