

2 Investitionsumfeld für neue Kraftwerke in Deutschland

Investitionen in neue thermische Kraftwerke sind als Investitionshandlungen¹ in einem Umfeld zu bewerten, das mit seinen unterschiedlichen Ausprägungen deren wirtschaftlichen Erfolg maßgeblich beeinflusst. Thermische Kraftwerke (auch: *Wärme kraftwerke*) stellen technische Anlagen dar, die über Energieumwandlungsprozesse elektrische Energie bereitstellen [176, S. 24 u. 67 ff.]. Investitionen in Wärmekraftwerke lassen sich hinsichtlich ihres äußeren Erscheinungsbildes und ihrer wirtschaftlichen Merkmale wie folgt charakterisieren.²

Das äußere Erscheinungsbild von Investitionen in thermische Kraftwerke wird maßgeblich beeinflusst durch die Art des Investitionsobjektes selbst, den Anlaß zur Investition und den Unternehmensbereich, in dem die Investition erfolgt [89, S. 7].

Investitionen in Wärmekraftwerke werden aufgrund ihrer Eigenschaft als Betriebsmittel als *güterwirtschaftliche Realinvestitionen* angesehen. Anlaß zu einer solchen Investition kann die (erste) *Errichtung* einer Erzeugungseinheit genauso wie die *Ersatz- bzw. Ergänzungsinvestition* innerhalb eines bestehenden Kraftwerksparks oder an einem etablierten Kraftwerksstandort sein. Vor dem Hintergrund des technologischen Fortschritts im Kraftwerksbereich, der sich z. B. in steigenden Wirkungsgraden oder Blockgrößen widerspiegelt, führen Kraftwerksinvestitionen u. U. zu einer Erhöhung der Ausbringungsmenge des jeweiligen Unternehmens. Als weitere Beweggründe zur Investitionsentscheidung können eine Rationalisierung (z. B. Kostenreduktion im Kraftwerkspark), eine Anpassung der Erzeugungsstruktur (z. B. Ersatz von Grundleistungskraftwerken durch Mittel- oder Spitzenleistungskraftwerke) oder eine Energieträgerumstellung (z. B. Ersatz von kohlen- durch

¹ Allgemein kann eine Investition als *Objekt* oder als *Handlung* verstanden werden. Zur Investitionsbewertung und -entscheidung sollten Investitionen als Investitionshandlungen mitsamt ihrer erwarteten Konsequenzen, z. B. den Möglichkeiten der späteren Bewirtschaftung, angesehen werden [113, S. 2 f.].

² Die weitere Darstellung folgt einer Klassifizierung von Investitionen bei GÖTZE [89, S. 7–14].

erdgasbefeuerte Erzeugungseinheiten) relevant sein. Aus der Perspektive der EVU als Investoren werden Investitionen in thermische Kraftwerke im *Unternehmensbereich der Produktion* durchgeführt – ihre Wechselwirkungen mit anderen Unternehmensbereichen und Systemelementen sind vielfältig.

Bei den wirtschaftlichen Merkmalen von Investitionen in Wärmekraftwerke spielen ihre Konsequenzen quantitativer, qualitativer und zeitlicher Art sowie ihre Interdependenzweite und Abhängigkeit von unsicheren Einflußfaktoren eine Rolle [89, S. 7].

Die *quantitativen Wirkungen* einer Kraftwerksinvestition lassen sich über Mengen- und Werteströme, wie z. B. über die während der Nutzungsdauer zu beziehenden Brennstoffe und CO₂-Zertifikate einerseits und die bereitgestellten Elektrizitätsmengen andererseits, beschreiben. Diese Mengen- und Werteströme können im zeitlichen Verlauf der Nutzungsdauer mitunter beträchtlich schwanken. Die für Kraftwerksinvestitionen erforderlichen Anschaffungsausgaben sind besonders hoch, was wiederum besondere Anforderungen an die Finanzierung stellt.

Hinsichtlich ihrer *qualitativen Eigenschaft* fallen Kraftwerksinvestitionen vor allem durch ihre hohe Spezifität [89, S. 10] und besonderen Qualitäts- bzw. Sicherheitsanforderungen auf. Spezifität meint in diesem Zusammenhang die Besonderheit der Investition, die sich bei Wärmekraftwerken durch den technologischen Spezialisierungsgrad der Anlage, deren räumliche Unbeweglichkeit (Immobilität) und geringe wirtschaftliche Austauschbarkeit (Fungibilität) auszeichnet. Kraftwerksinvestitionen werden deshalb auch häufig als irreversibel bezeichnet. Ein Verzicht auf die endgültige Errichtung einer solchen Anlage oder die weitere Nutzung derselben ist stets mit erheblichen versunkenen Kosten (englisch: *Sunk Costs*) verbunden.

In *zeitlicher Hinsicht* fallen Kraftwerksinvestitionen durch lange Planungs-, Errichtungs- und vor allem Nutzungszeiträume auf. Letztgenannte orientieren sich an der technischen Nutzungsdauer der Erzeugungseinheiten, die i. d. R. mehrere Jahrzehnte betragen. Derart lange Investitionszyklen erschweren es, die in dieser Zeit relevanten, veränderlichen Einflußgrößen auf den Investitionswert zuverlässig abzuschätzen. Aufgrund der langen Nutzungszeiträume werden Kraftwerksinvestitionen als einmalige Investitionen betrachtet und losgelöst von etwaigen Folgeinvestitionen bewertet. Kraftwerksinvestitionen sind in hohem Maß *interdependente Investitionen*, deren Planung, Durchführung und letztendliche Nutzung nur mit erheblicher Zusammenarbeit mit anderen Unternehmensbereichen wie Finanzierung, Absatz, Beschaffung, Produktion oder Personal erfolgen kann. Verschiedene Investitionsobjekte (desselben EVU oder verschiedener Investoren) können ihrerseits wechselseitige Auswirkungen auf ihre jeweilige Wirtschaftlichkeit haben – maßgeblich

über ihre Position innerhalb der Kraftwerkseinsatzreihenfolge und, in Abhängigkeit des jeweiligen Erzeugungssystems, evtl. über die (endogene) Wirkung auf den Marktpreis für Elektrizität (vgl. Abschnitt 2.2.2). Schließlich lassen sich Investitionen in thermische Kraftwerke durch ein hohes *Ausmaß an Unsicherheit* charakterisieren. Die betriebswirtschaftliche Herausforderung liegt zumal in der Tatsache begründet, daß nur ein Teil dieser Unsicherheiten im Sinne von Risiken und deren Auswirkung auf den Wert der Investition quantitativ bewertet werden kann.

Investitionen in thermische Kraftwerke stellen wegen der zuvor diskutierten Merkmale *strategische Investitionen* dar und werden deshalb auch häufig als *Großinvestitionen* bzw. *Großprojekte* bezeichnet [118, S. 120 ff.]. Für eine erfolgreiche Planung und Bewertung solcher Großinvestitionen bedarf es einer sorgfältigen Untersuchung des Investitionsumfeldes. Hierzu werden in Abschnitt 2.1 die grundsätzlichen elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in thermische Kraftwerke in Deutschland dargestellt. Abschnitt 2.2 diskutiert die besonderen Herausforderungen an zukünftige Investitionsplanungen, die aus der wettbewerblichen Öffnung der europäischen Elektrizitätsmärkte resultieren. Das Investitionsumfeld birgt etliche Unsicherheiten, die für die Planung und Bewertung von Kraftwerksinvestitionen eine wesentliche Rolle spielen und deshalb in Abschnitt 2.3 charakterisiert werden.

2.1 Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft stellt mit ihrer heutigen Struktur und deren zu erwartenden Veränderung während der kommenden fünf Jahrzehnte Rahmenbedingungen an neue Investitionen in thermische Kraftwerke. Ihre heutige Gestalt ist charakterisiert durch ein weiträumiges Verbundnetz und thermische Großkraftwerke mit Anschluß an die Höchst- und Hochspannungsebene sowie einen zunehmenden Anteil dezentraler, überwiegend dargebotsabhängiger Nutzungssysteme erneuerbarer Energien. Im Folgenden werden in Abschnitt 2.1.1 der grundsätzliche Aufbau des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems und in Abschnitt 2.1.2 insbesondere die heutige Infrastruktur der Elektrizitätserzeugung dargestellt.

2.1.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems

Aus *technischer Perspektive* wird in einem Elektrizitätsversorgungssystem mit verschiedenen Kraftwerken, die nach ihrer Art der Energieumwandlung unterschieden werden, elektrische Energie bereitgestellt, vgl. Abschnitt 2.1.2. Der Bereitstellung von elektrischer Energie steht die Nachfrage (auch: *Verbrauch*) an elektrischer Energie gegenüber, um diese in Geräten und Anlagen zu nutzen bzw. wieder in andere Energiearten (z. B. mechanische Energie im Motor oder Wärmeenergie im Heizlüfter) umzuwandeln. Der Transport von elektrischer Energie ist an Leitungen gebunden, über die die Kraftwerke mit den einzelnen Verbrauchern verbunden sind. Elektrische Energie ist großtechnisch kaum speicherbar und muß deshalb zeitgleich erzeugt und nachgefragt werden. Kurzfristige Schwankungen der Erzeugungsleistung (z. B. aufgrund von Kraftwerksausfällen oder dargebotsabhängiger Einspeiseleistung der Nutzungssysteme erneuerbarer Energien) oder der Nachfrageleistung (z. B. wegen fehlerhafter Lastprognosen) werden mit Hilfe von kurzfristig aktivierbarer und ggf. später zu ergänzender Reserveleistung ausgeglichen.

Aus *ökonomischer Perspektive* erfolgt die Bereitstellung von elektrischer Energie im Sinne einer Dienstleistung unter Verwendung natürlicher Energieträger (z. B. Steinkohlen oder Erdgas), die hinsichtlich ihres verfügbaren Aufkommens räumlich und/oder zeitlich knappe³ Güter darstellen, und mit Hilfe ebenfalls knapper Produktionsfaktoren umgewandelt werden. Elektrische Energie ist eine besondere Handelsware, die aus physikalisch-technischer Betrachtungsweise als homogenes, jedoch aus ökonomischer Perspektive (der Energieumwandlung und Preisbildung am Großhandelsmarkt) als räumlich und zeitlich heterogenes Wirtschaftsgut erscheint. Im Aufeinandertreffen der Akteure des Elektrizitätsversorgungssystems und weiterer Marktteilnehmer kann elektrische Energie im marktwirtschaftlichen Wettbewerb effizient zugeteilt werden, indem sich einstellende (konkurrenzwirtschaftliche) Marktpreise die Nachfragebereitschaft der Letztverbraucher und die von den Erzeugern zur Verfügung gestellte Elektrizitätsmenge in Ausgleich bringen.

Elektrizitätsnachfrage

Die Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland (inländische Netto-Elektrizitätsnachfrage) ist nach der Deutschen Wiedervereinigung aufgrund von wirtschaftlichen Anpassungsprozessen zunächst leicht zurückgegangen,

³ Einige erneuerbare Energieträger wie z. B. Windkraft und Sonnenenergie stellen freie Güter dar und werden deshalb nicht mit einem Marktpreis gehandelt. Ihr zeitliches Dargebot schwankt jedoch im Tagesverlauf mitunter beträchtlich.

um dann in den Jahren zwischen 1994 bis 2007 wieder mit einer mittleren jährlichen Zuwachsrate von etwa 1,1 % anzusteigen [39]. Im Jahr 2008 sank die Nachfrage zunächst nur etwas, im Folgejahr dann deutlich, hervorgerufen durch die weltweite Rezession und eine verringerte inländische Industrieproduktion um etwa 4,9 %, auf 512 TWh [41]. Innerhalb eines Jahres zeigt die inländische Elektrizitätsnachfrage mitunter starke saisonale und tageszeitabhängige Schwankungen mit einer Erhöhung in den Wintermonaten (elektrische Raumwärme) und Lastspitzen in den Mittags- und Abendstunden, wobei das Niveau der Elektrizitätsnachfrage an den Wochenenden üblicherweise deutlich unter dem der Werktage liegt. Die Anteile der in der Energiewirtschaft unterschiedenen Verbrauchergruppen an der Elektrizitätsnachfrage haben sich während der letzten zehn Jahre kaum verändert. Der Industriesektor vereinigte im Jahr 2009 etwa 45 % der Elektrizitätsnachfrage auf sich und war zusammen mit dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (ca. 23 %) für über zwei Drittel der Nachfrage verantwortlich. Die privaten Haushalte folgten hinter dem Industriesektor mit etwa 27 % an der Elektrizitätsnachfrage, während die Sektoren Verkehr (3 %) und Landwirtschaft (2 %) lediglich geringe Anteile an der Verwendung ausmachten [41].

Elektrizitätsübertragung und -verteilung

Kraftwerke mit hoher Netto-Engpaßleistung⁴ und Verteilungseinheiten des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems sind über das Übertragungsnetz miteinander verbunden, das auf der Höchstspannungsebene von 220 und 380 kV elektrische Energie Regionen übergreifend und verlustarm transportiert [191]. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird derzeit in vier Regelzonen, die untereinander über nationale Kuppelleitungen miteinander verbunden sind, von den Übertragungsnetzbetreibern⁵ (ÜNB) betrieben. Das deutsche Übertragungsnetz ist unter der Systemführung der Amprion GmbH wiederum Teil des deutschen Regelblocks⁶ und über internationale

⁴ Die Netto-Engpaßleistung ist die unter Normalbedingungen erreichbare Dauerleistung an den Generatorklemmen (Brutto-Engpaßleistung) abzüglich der elektrischen Eigenverbrauchsleistung für den Betrieb von Neben- und Hilfsanlagen, u. a. Antrieb der Speisewasserpumpen, Rauchgasreinigung und Brennstoffversorgung [195, S. 41–42].

⁵ Dies sind die TenneT TSO GmbH (ehemals E.ON Netz GmbH), die 50Hertz Transmission GmbH (ehemals Vattenfall Europe Transmission), die Amprion GmbH (ehemals RWE Transportnetz Strom GmbH) und die TransnetBW GmbH (ehemals EnBW Transportnetze AG).

⁶ Zum deutschen Regelblock gehören darüber hinaus Übertragungsnetzgebiete in Luxemburg (Enovos Luxembourg S.A., ehemals Cegedel S.A.), Österreich (TIWAG und VKW) und Dänemark (Energinet.dk).

Kuppelstellen an das europäische Verbundnetz angeschlossen. Auf diese Art und Weise sind derzeit insgesamt 34 Länder Europas mit 41 Übertragungsnetzbetreibern zu einem synchronen Netzverbund zusammengeschlossen. Im Netzverbund kann bei Kraftwerksausfällen oder Nachfrageeinbrüchen einfach Reserve gestellt und so ein stabiler Systembetrieb garantiert werden und aufgrund vergleichmäßiger Lastgänge wirtschaftlich elektrische Energie erzeugt und über Leitungsringe und Leitungsmaschen Verbraucher redundant versorgt werden.

Die Verteilung elektrischer Energie erfolgt über untergeordnete Spannungsebenen im Hoch- (60 bis 220 kV), Mittel- (6 bis 60 kV) und Niederspannungsnetz (0,4 bis 6 kV), die über Transformatoren und Schaltanlagen untereinander und mit dem Übertragungsnetz verbunden sind [191]. Während im regionalen Verteilungsnetz der Hoch- und Mittelspannung lokale Elektrizitätsversorger und große Industriebetriebe angeschlossen sind, bezieht der überwiegende Teil der Industrie und größerer Gewerbebetriebe elektrische Energie aus dem Mittelspannungsnetz. Im lokalen Verteilungsnetz der Niederspannung werden Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft mit elektrischer Energie versorgt [160, S. 282 ff.]. Über 900 Verteilungsnetzbetreiber (VNB), darunter Regionalversorger und viele Stadt- und Gemeindewerke, übernehmen derzeit die Belieferung von Endverbrauchern [41].

Systemdienstleistungen und Systemführung

Damit das Elektrizitätsversorgungssystem tatsächlich funktionieren kann, müssen neben der Bereitstellung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzliche Systemdienstleistungen erbracht werden. Hierzu gehören (i) Frequenzhaltung, (ii) Spannungshaltung, (iii) Versorgungswiederaufnahme nach Störungen und (iv) System- bzw. Betriebsführung [193].

Eine herausragende Bedeutung gewinnt in diesem Zusammenhang die *Frequenzhaltung* über einen kontinuierlichen Ausgleich der Leistungsbilanz und die Vorhaltung bzw. den Abruf negativer oder positiver Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve in entsprechend gestaffelter Zugriffszeit) als Teil der gesamten Reserveleistung.⁷ Die Aufgabe der Frequenzhaltung übernehmen die ÜNB, die hierzu die Regelennergiearten über transparente Ausschreibungen beschaffen. *Spannungshaltung* erfolgt innerhalb definierter Spannungsbänder unter Koordination der jeweils zuständigen Netzbetreiber ortsnahe, indem über verschiedene technische Maßnahmen (u. a. Blindleistungskompensationsanlagen) ein Gleichgewicht zwischen

⁷ Darüber hinaus wird Stunden- bzw. Tagesreserve (auch: *Kaltreserve*) in thermischen Kraftwerken bereitgestellt, die zum Leistungsabruf ggf. angefahren werden müssen.

Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung hergestellt wird [192, 193]. Damit nach Großstörungen des Elektrizitätsversorgungssystems eine *geordnete Versorgungswiederaufnahme* gelingen kann, koordinieren die ÜNB hierzu erforderliche Maßnahmen und sorgen dafür, daß eine ausreichende Anzahl von Erzeugungseinheiten in ihren jeweiligen Regelzonen existieren, die autark und mit netzunabhängigen Mitteln gestartet werden können (Schwarzstartfähigkeit z. B. von Pumpspeicherkraftwerken oder erdgas- bzw. heizölbefeuerten Gasturbinen). Schließlich obliegt den ÜNB die *Systembetriebsplanung und Systemführung*. Hierzu gehört vor allem das Fahrplanmanagement, das auf der Basis der am Vortag eingereichten Fahrpläne einzelner Bilanzkreise⁸ die Bestimmung Regelzonen übergreifender Austauschfahrpläne, zu erwartender Lastflüsse, Engpässe sowie für den Handel verfügbarer Kapazitäten erlaubt [193]. Ist mit Engpässen zu rechnen, können diese z. B. mit Hilfe eines korrigierten Kraftwerkseinsatzes und entsprechend angepaßter Fahrpläne (englisch: *Redispatch*) vermieden werden.

Akteure im Elektrizitätsversorgungssystem und Elektrizitätsmarkt

In den oben dargestellten Bereichen des Elektrizitätsversorgungssystems treten unterschiedliche, z. T. bereits erwähnte Akteure auf, die sich hinsichtlich ihrer Funktion oder Eigentumsverhältnisse unterscheiden. Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft lassen sich einteilen in (i) Elektrizitätsversorgungsunternehmen der allgemeinen, öffentlichen Versorgung, (ii) Betreiber von Eigenanlagen der industriellen Kraftwirtschaft und (iii) andere Betreiber (auch: *private Elektrizitätserzeuger*).

Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind Unternehmen, die als Träger der allgemeinen Elektrizitätsversorgung Dritte mit elektrischer Energie versorgen, indem sie als Eigentümer bzw. Betreiber von Erzeugungsanlagen elektrische Energie (ggf. in Kombination mit Nutzwärme) bereitstellen oder elektrische Energie übertragen (Übertragungsnetzbetreiber) oder verteilen (Verteilungsnetzbetreiber), vgl. [66] u. [195, S. 17]. EVU, die sich neben dem Betrieb von Übertragungsnetzen auch als Eigentümer oder Betreiber von Erzeugungsanlagen betätigen, werden als Verbundunternehmen bezeichnet [195, S. 17]. Im Bereich der Elektrizitätsverteilung werden je nach Netzausdehnung regionale (gemeindeübergreifende) EVU und lokale EVU (kommunale EVU

⁸ In einem Bilanzkreis werden eine beliebige Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen zusammengefaßt, die – ggf. unter Berücksichtigung durch Handelsaktivitäten ausgelöster bilanzkreisübergreifender Belieferungen oder Entnahmen – durch den Bilanzkreisverantwortlichen für jede Viertelstunde zum Ausgleich gebracht werden müssen. Als Bilanzkreisverantwortliche können Vertriebsabteilungen, Händler oder Industriebetriebe auftreten [193].

oder Stadtwerke) unterschieden [195, S. 17 f.]. Die hier tätigen Unternehmen sind häufig vertikal oder horizontal im Elektrizitätsversorgungssystem integriert, d. h. sie betätigen sich neben der Elektrizitätsverteilung auch als Eigentümer bzw. Betreiber von Erzeugungsanlagen oder sie bieten neben der Lieferung und/oder Bereitstellung von elektrischer Energie auch andere Dienstleistungen an (z. B. im Geschäftsbereich der Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgung).

Den EVU stehen Betreiber von Eigenanlagen gegenüber, die elektrische Energie überwiegend zur eigenen Verwendung erzeugen und in diesem Sinn keine „EVU im Hauptbetrieb“ darstellen [195, S. 22]. Hierzu zählen industrielle Eigenanlagen (Bergbau, verarbeitendes Gewerbe) und Eigenanlagen der Deutschen Bahn AG⁹. Unternehmen, die sich an der industriellen Kraftwirtschaft beteiligen, können über ihre Anbindung an das öffentliche Verbundnetz diesem elektrische Überschußenergie zuführen und bei zusätzlichem Bedarf elektrische Energie entziehen.

Aufgrund der intensiven Förderung von Nutzungssystemen erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung hat sich die Anzahl anderer, privater Elektrizitätserzeuger (z. B. Betreiber von Windkonvertern oder Biomasseheizkraftwerken) deutlich erhöht.

Die Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes (vgl. Abschnitt 2.2) hat dazu geführt, daß sich neben den zuvor genannten traditionellen Akteuren des Versorgungssystems weitere Marktteilnehmer Geschäftsfelder erschließen. Hierzu gehören im wesentlichen Großhändler, die elektrische Energie in der Absicht erwerben, diese wieder an andere zu veräußern und Makler bzw. Broker, die die Rolle eines Vermittlers zwischen Anbietern und Nachfragern einnehmen. Großhändler tätigen physische und/oder finanzielle Geschäfte auf dem Elektrizitätsmarkt und agieren in eigenem Namen und auf eigene Rechnung. Demgegenüber treten Makler und Broker als reine Intermediäre auf, die lediglich von umsatzabhängigen Provisionen und Entgelten für zusätzliche Dienstleistungen wie z. B. Marktanalysen, Kontakthanbahnung, Portfolio- und Risikomanagement profitieren.

Tab. 2.1 zeigt eine Übersicht der Akteure im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem und Elektrizitätsmarkt.

⁹ Die DB Energie GmbH betreibt sowohl eigene Kraftwerke als auch ein eigenes Hochspannungsnetz, das als Einphasenwechselstromsystem mit einer Netzfrequenz von 16,7 Hz betrieben wird und über Umrichterwerke mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz verbunden ist.

Tab. 2.1: Akteure im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem und Elektrizitätsmarkt, Stand: 2008 [40].

| Unternehmen | Anzahl |
|--|--------|
| Reine Elektrizitätserzeuger | 50 |
| Überregionale und regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen | 70 |
| Lokale Elektrizitätsversorgungsunternehmen | 825 |
| ... Größere Stadtwerke | 26 |
| ... Mittlere und kleinere Stadtwerke | 700 |
| ... Kleine private Versorger | 100 |
| Neue Marktteilnehmer ^a (Händler, Makler etc.) am Großhandelsmarkt | 150 |
| Summe (<i>ca.</i>) | 1 100 |

^a Insgesamt sind 198 Unternehmen aus 20 Ländern an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig als Handelsteilnehmer (Händler, Broker) zugelassen, davon 161 für den Kassa- (Spot-) und 114 für den Terminmarkt (Forward- und Futuresmarkt), Stand: Februar 2008 [71].

2.1.2 Infrastruktur der Elektrizitätserzeugung

Die Verfügbarkeit von Energieträgern und deren Preisentwicklung sowie die technologische Entwicklung im Kraftwerksbereich haben neben grundsätzlichen politischen Faktoren die Entwicklung der Infrastruktur der Elektrizitätserzeugung in Deutschland beeinflusst und zu der heutigen Erzeugungsstruktur geführt.

Kraftwerkstypen

Im letzten Schritt der verschiedenen Energieumwandlungsketten zur Elektrizitätserzeugung erfolgt die Bereitstellung von elektrischer Energie fast ausschließlich auf der Basis des elektromagnetischen Spannungsinduktionsprinzips, bei dem die Rotationsenergie eines Generators in elektrische Energie umgewandelt wird. Hierbei induziert der drehende Rotor, auf dem über gleichstromdurchflossene Erregerwicklungen ein magnetisches Gleichfeld aufgeprägt wird (Elektromagnet), in den drei Leiterwicklungen des ihn umgebenden Stators (Spule) ein Dreiphasensystem elektrischer Spannungen mit definierter Frequenz [50, S. 226]. Daher ist für die überwiegende Anzahl von Kraftwerken eine Unterscheidung hinsichtlich der vorgelagerten Umwandlungsschritte innerhalb der Energieumwandlungskette sinnvoll, vor allem bezüglich der Antriebsmaschine (Turbine bzw. Motor zur Bereitstellung kinetischer Energie) und des ursprünglich verwendeten Energieträgers.

Dampfturbinen-Kraftwerke Der überwiegende Teil der weltweiten Elektrizitätserzeugung findet mit Hilfe von Dampfturbinen-Kraftwerken statt. Im Zentrum dieser Erzeugungsanlagen steht der Dampfkraftprozeß (CLAUSIUS-RANKINE-Prozeß), bei dem fast ausschließlich Wasser¹⁰ als Arbeitsmittel in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird. Über Speisewasserpumpen wird das Arbeitsmedium einem Dampferzeuger zugeführt und erfährt in diesem Schritt eine Verdichtung in der flüssigen Phase. Im Dampferzeuger wird das Wasser verdampft und überhitzt. Der Dampferzeuger dient als Überträger von Wärme, die z. B. durch die Verbrennung fossiler Energieträger (Steinkohlen, Braunkohlen, Erdgas oder Heizöl), durch die Verbrennung anderer Energieträger (z. B. Biomasse, Restmüll), durch kerntechnische Spaltprozesse oder durch die Nutzung direkter Wärmequellen (Erdwärme oder solare Einstrahlung, vgl. Fußnote 10) gewonnen wird. Die Enthalpie des so erzeugten Wasserdampfes wird in einer Turbine in mechanische Energie umgewandelt, die an der Turbinenwelle abgenommen und auf den Generator (s. o.) zur Elektrizitätserzeugung übertragen werden kann. Nach der Entspannung des Wasserdampfes in der Turbine wird sein stark vergrößerter Volumenstrom in den Kondensator geleitet, dort niedergeschlagen und schließlich wieder über die Speisewasserpumpen zum Dampferzeuger geleitet. Die Kondensationswärme wird an die Atmosphäre oder Oberflächengewässer abgeführt [176, S. 71–89 u. 101–114].

Gasturbinen-Kraftwerke basieren auf dem offenen JOULE-BRAYTON-Prozeß, bei dem i. d. R. Luft als Arbeitsmittel verwendet wird. Umgebungsluft wird über den Kompressorteil der Gasturbine angesaugt, verdichtet und in die Brennkammer geleitet, in der ein Brennstoff (z. B. Erdgas, leichtes Heizöl oder Biogas) eingespritzt und verbrannt wird. Das aus der Brennkammer austretende heiße Rauchgas wird schließlich im eigentlichen Turbinenteil entspannt und wieder in die Umgebung ausgeblasen [176, S. 89–98].

Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke kombinieren den Gas- und Dampfturbinenprozeß, indem die Abgaswärme der Gasturbine in einem Abhitze-kessel zur Dampferzeugung im Wasser-Dampf-Kreislauf des Dampfturbinenprozesses genutzt wird. Hierbei sind verschiedene Anlagenausführungen denkbar (nichtbefeuerte Abhitze-kessel, Dampferzeuger mit Zusatzfeuerung

¹⁰ Vereinzelt finden Dampfkraftprozesse unter Einsatz organischer Arbeitsmittel (englisch: *Organic Rankine Cycle, ORC*) Anwendung, bei denen aufgrund der günstigeren Verdampfungseigenschaften (niedrigere Verdampfungstemperaturen und -drücke) des Arbeitsmittels die Wärmezufuhr auf deutlich niedrigerem Niveau erfolgen kann, vgl. [176, S. 58]. Geothermie- oder Solar-Kraftwerke nutzen solche Dampfkraftprozesse mit organischen Arbeitsmitteln.

Investitionsplanung unter unsicheren Einflussgrößen

Thermische Kraftwerke als Realoptionen

Hundt, M.

2015, XX, 201 S. 58 Abb., Softcover

ISBN: 978-3-658-08337-3