

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

In den letzten Jahren hat sich die Situation im deutschen Energiesektor massiv verändert. Im Jahr 2000 wurde das sogenannte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)¹ verabschiedet und zuletzt 2014 modifiziert [1]. Das EEG hat den Zweck, fossile Energieträger zu schonen und die Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern. Es verfolgt weiterhin das Ziel, den Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2050 auf 80 % zu erhöhen.

Um dies zu erreichen, garantiert das Gesetz Strom aus erneuerbaren Energiequellen - nach Ursprung - eine feste Einspeisevergütung für eine Dauer von 20 Jahren. Da die Möglichkeiten von Wasserkraftwerken in Deutschland geologisch beschränkt sind, wächst vor allem die Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Im Jahr 2014 hatte Deutschland eine installierte Leistung von 38,2 GW aus Photovoltaikanlagen und 40,4 GW aus Windkraftanlagen, wobei hiervon ca. 95 % auf Onshore-Anlagen entfallen [2]. Diese großen Kapazitäten, deren zeitliche Entwicklung in Abb. 1.1 dargestellt ist, tragen dazu bei, dass die erneuerbaren Energien mittlerweile 27,8 % des deutschen Bruttostromverbrauchs ausmachen [2]. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal von Strom aus Wind und Solar zu Strom aus biogenen Energieträgern², Wasser oder den konventionellen fossilen bzw. nuklearen Quellen ist die starke Wetterabhängigkeit und dementsprechende Volatilität. Hinzugefügt sei, dass insbesondere die Einspeisung aus Windkraftanlagen die größte Herausforderung ist.

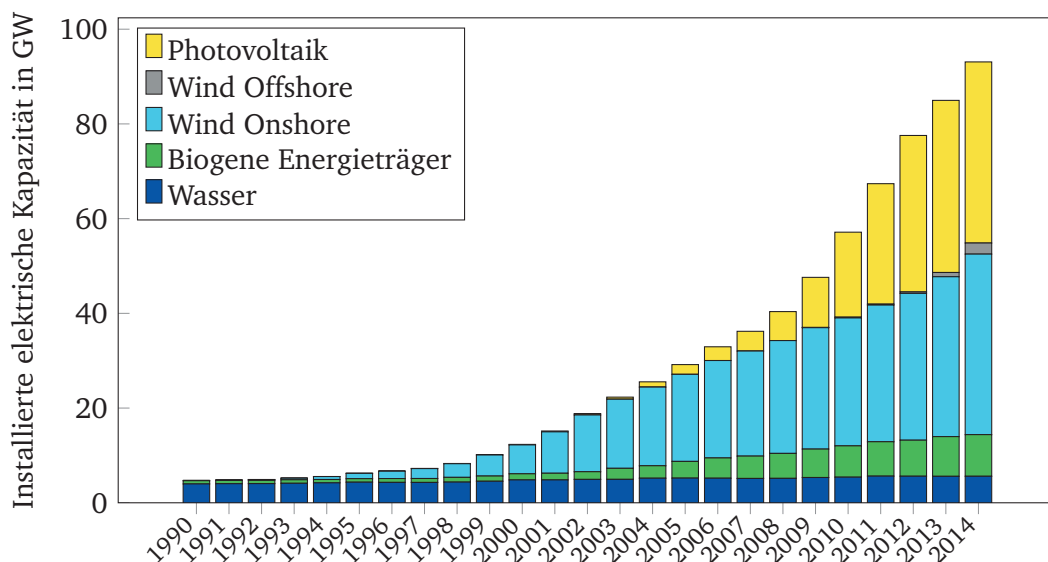


Abbildung 1.1: Entwicklung der installierten elektrischen Kapazitäten verschiedener erneuerbare Energieträger, Quelle: [2], eigene Darstellung

¹ Es soll darauf hingewiesen werden, dass Energie nicht erneuert werden kann, der Begriff sich aber durchgesetzt hat und auch im Weiteren verwendet wird.

² Hier sind flüssige bzw. feste Biomassen, Deponiegas, Biogas, Biomethan, Klärgas und der biogener Anteil vom Hausmüll zusammengefasst.

In Abb. 1.1 ist auch erkennbar, dass der Anteil von Windanlagen auf See, sogenannte Offshore-Anlagen, zum heutigen Zeitpunkt einen noch sehr kleinen Anteil ausmachen und in diesem Bereich in den nächsten Jahren mit einem signifikanten Anstieg zu rechnen ist.

Die Integration der wachsenden Erzeugungskapazitäten an erneuerbaren Energien in die bestehende Infrastruktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist eine der großen Herausforderungen der nächsten Jahre bzw. Jahrzehnte. Auch wenn Deutschland sich als Vorreiter bei der Integration von Strom aus Windkraftanlagen sieht, bleibt diese Rolle dem Königreich Dänemark vorbehalten, das einen Anteil an Windenergie von 39,1 % im Jahr 2014 hatte [3]. Diese durchaus beeindruckende Zahl wurde mit einer gezielten Förderung von Windkraftanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erreicht [4]. Die Erfahrungen aus Dänemark, welches das einzige europäische Land ist, das noch höhere Endkundenstrompreise als Deutschland besitzt [4], lassen sich jedoch nicht ohne Weiteres auf andere Nationen übertragen. Geografische Lage, Art der ansässigen Industrien und insbesondere die Größe des Landes schaffen andere Randbedingungen. So können auch größere Schwankungen in der nationalen Stromproduktion durch die großen Nachbarn Dänemarks ausgeglichen werden.

1.2 Auswirkungen auf die Stromerzeugung in Deutschland

Seitdem der Energiesektor liberalisiert wurde, kann eine Risikoerhöhung bei Stromproduzenten und Stromverbrauchern festgestellt werden. Da Elektrizität ein nicht speicherbares Gut ist, können kleine Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage zu großen Schwankungen im Preis führen, so beträgt die tägliche Standardabweichung an den Aktienmärkten 1 bis 2 %, während an der Strombörse tägliche Standardabweichungen von bis 40 % keine Seltenheit sind [5]. Der Stromhandel weist eine Dynamik auf, die weder am Finanz- noch am Gütermarkt erreicht werden. Verschiedenste Einflussfaktoren wie Wetter, Jahreszeit, Tageszeit und Flexibilität der konventionellen Anlagen formen den Preis. Eine besondere Eigenart des Stromhandels ist die Tatsache, dass er negative Preise ermöglicht. Diese entstehen, wenn konventionelle Kraftwerke, eine kurzfristige Einspeisesteigerung - z.B. durch Windkraftanlagen - aus ökonomischen oder technischen Gründen nicht ausgleichen können. Daraus entsteht eine Überkapazität, welche zu extremen Marktsituationen führen. So hat Nicolosi in seiner Arbeit den Spot Markt am 4. Oktober 2009 untersucht, an dem über -500 € pro MWh gezahlt wurden [6].

Der Strombedarf bzw. die Last im Netz variiert über den Tag und die Jahreszeit. In den windreichen Monaten im Winter ergibt sich eine Leistungsspitze an einem abendlichen Wochentag von 76 GW, während in der Nacht die Netzlast auf ca. 50 GW absinkt. An Wochenenden schwankt die Last zwischen 40 GW und 60 GW [7]. Die Differenz aus Netzlast und eingespeister nicht-steuerbarer elektrischer Energie aus Wind- und Solaranlagen ist die Residuallast, welche vor allem durch die thermischen Kraftwerke abgedeckt werden muss. Insbesondere bei hoher Einspeisung und niedriger Netzlast sinkt die Residuallast stark ab, und die konventionellen Kraftwerke müssen in niedrige Teillast gehen oder sogar abgefahren werden [6][7]. So sind bereits heute je nach Wochentag, Jahres- und Uhrzeit Einspeisungen an Windenergie von über 50 % der Netzlast möglich. Des Weiteren wird prognostiziert, dass bei einer bleibenden Ausbaugeschwindigkeit von Windkraftanlagen es im Jahr 2020 bei Schwachlast und Starkwind zu Situationen kommen kann, in denen die Residuallast negativ wird, d.h. die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien den Bedarf über mehrere Stunden bis hin zu Tagen übersteigt und mit hohen

energetischen und ökonomischen Verlusten für das Abschalten bzw. den kontinuierlichen Teillastbetrieb verbunden sind [7].

Zu diesen stationären Herausforderungen kommen noch die dynamischen Effekte hinzu. Zum einen hat die Einspeisung von erneuerbaren Energien noch diverse Prognosefehler [8] und zum anderen ändert sich die Wetterlage mitunter sehr schnell und verlangt hoch transiente Kraftwerke zur Kompensation. Die kritischen Phasen treten bei gegenläufigem Verhalten von Strombedarf und Wetterlage auf, was durch ein Gedankenbeispiel verdeutlicht werden soll: An einem Vormittag im Winter steigt der Bedarf im Netz an elektrischer Energie um 10 GW, während gleichzeitig die Einspeisung von Elektrizität durch Windkraftanlagen um 10 GW, zurückgeht. Die konventionellen Anlagen müssen nun kurzfristig 20 GW an elektrischer Leistung bereitstellen und dies bei einem größeren Lastgradienten. Die Schlussfolgerung ist, dass weniger thermische Kraftwerke dynamischer agieren müssen, um jederzeit eine sichere Versorgung gewährleisten zu können.

Eine sehr gute Darstellung des Einflusses von Wind- und Solarstrom ist in Abb. 1.2 illustriert. Dazu wird die Einspeisung in das deutsche Netz nach verschiedenen Energieträgern in einem Starkwind- (a) und einem Schwachwindmonat (b) im Jahr 2011 gezeigt und basierend auf diesen Wetterdaten und dem prognostizierten Ausbau von Wind- und Solaranlagen eine Vorhersage für das Jahr 2020 gemacht (c) bzw. (d). Deutlich wird, dass in der Zukunft mit steigender Kapazität die Gradienten für die Residuallast signifikant steigen werden.

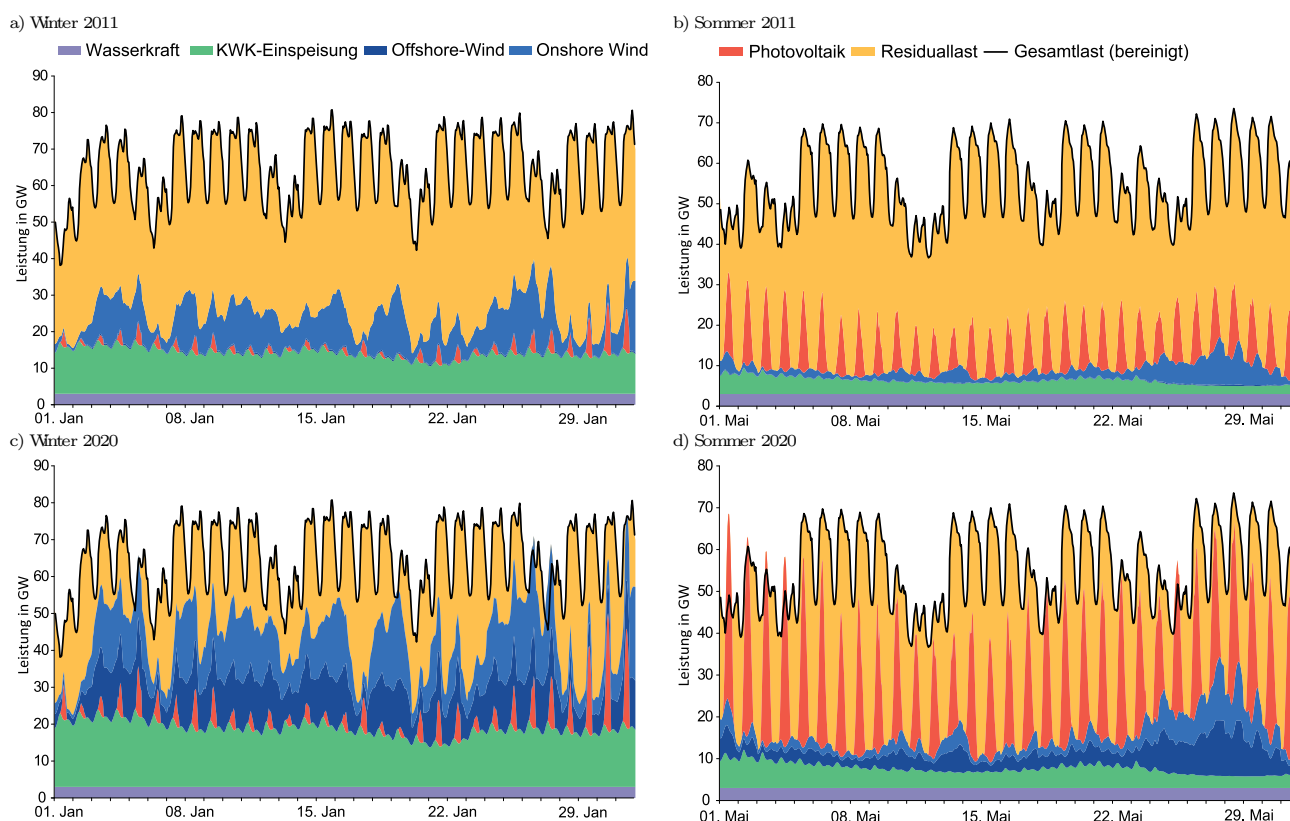


Abbildung 1.2: Einfluss der Einspeisung von Wind- und Solarstrom in einem Starkwind- (a) und einem Schwachwindmonat (b) im Jahr 2011 und für die prognostizierte Einspeisung im Jahr 2020 (c,d), Quelle: [8], entnommen aus [9]

An der Strombörse wird auch der Sekundärregelleistungsmarkt, welcher sowohl negative als auch positive vorgehaltene Kapazitäten beinhaltet, vermarktet. Flinkerbusch hat diesen untersucht und gezeigt, dass sich das monatliche Marktvolumen von ca. 18 Mio. € auf über 40 Mio. € zwischen 2008 und 2010 mehr als verdoppelt hat. Der Einsatz von Speichertechnologien zur Kompensation der Fluktuationen ist ebenfalls in den Fokus gerückt [10]. Hierfür stehen aus technischer Sicht verschiedene Technologien, wie Pumpspeicher, Druckluftspeicherkraftwerke, Batterien oder Power-to-Gas³ zur Verfügung [11][12]. Jedoch limitieren entweder die geologischen Gegebenheiten oder die hohen Investitionskosten den potenziellen Ausbau [3]. Mögliche zukünftige Maßnahmen sind auch die Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher, eine zentrale Einsatzplanung von vielen kleinen Kraftwerken (virtuelle Kraftwerke) oder eine Anpassung des Bedarfs (Smart Grids). Diese sind jedoch Gegenstand der Forschung und benötigen noch Zeit, weswegen es jedoch zu erwarten bleibt, dass kurz- und mittelfristig vor allem die thermischen Kraftwerke die Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt bewerkstelligen müssen.

1.3 Ableitung der Aufgabenstellung

Aus den zu erwartenden Veränderungen im Strommarkt der Bundesrepublik Deutschland werden auch neue Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke gestellt. Die Flexibilität der Anlagen muss kontinuierlich weiterentwickelt werden. Veränderungen an großen thermischen Kraftwerken sind mit hohen Investitionskosten und Kosten durch einen eventuellen Stillstand der Anlage verbunden, weswegen Modifikationen gründlich abgewogen werden müssen. Insbesondere muss geklärt werden, welche Restriktionen aus verfahrens- oder regelungstechnischer Sicht begrenzend wirken können. Es ist weitestgehend unbekannt, welche Potenziale in den bestehenden Anlagen stecken, da sie unter fundamental anderen Anforderungen ausgelegt wurden. Folgende Fragen sollen geklärt werden:

- Welche Flexibilität ist bei thermischen Kraftwerken relevant?
- Wie muss ein Modell aufgebaut werden, um die Flexibilität zu untersuchen?
- Wie sollte vorgegangen werden, um möglichst aussagekräftige Resultate zu erreichen?

Diese Arbeit hat daher als Ziel, die Situation von Steinkohlekraftwerken zu beleuchten und potenzielle Flexibilisierungsmaßnahmen zu sammeln und aus diesen Anforderungen an ein instationäres, eindimensionales Kraftwerksmodell zu definieren. Nach Auswahl einer geeigneten Referenzanlage soll hierzu ein Modell, das zum Untersuchen der Flexibilität geeignet ist, mit einer instationären Prozesssimulationssoftware entwickelt werden. Nach Möglichkeit soll das Modell anhand von Betriebsdaten validiert werden, sowie mit einigen Maßnahmen zur Flexibilisierung beispielhaft simuliert werden.

1.4 Gliederung der Arbeit

Die Nutzung instationärer Prozesssimulationsprogramme ist eine vielversprechende Maßnahme, um neue Anforderungen an konventionelle Kraftwerke im Zuge der Energiewende zu untersuchen. Insbesondere in einer Zeit, in der die Investitionsunsicherheit viele Betreiber großer Kraftwerke abschreckt, bieten

³ Als Power-to-Gas wird das Herstellen von gasförmigen Kohlenwasserstoffen mittels elektrischer Energie bezeichnet

instationäre Modelle die Möglichkeit, kostengünstig unterschiedlichste Ertüchtigungen zu untersuchen und zu bewerten. In der vorliegenden Arbeit wird dabei ein instationäres Kraftwerksmodell entwickelt, validiert und dargestellt, welche Anwendungsmöglichkeiten ein solches Modell hat. Dabei wird eine geeignete Referenzanlage ausgewählt, die die Auswirkungen der Energiewende unmittelbar spürt.

Kapitel 2 beleuchtet die Situation der konventionellen Kraftwerke in Deutschland und stellt dar, warum insbesondere die steinkohlegefeuerten Anlagen zur späteren Modellierung ausgewählt wurden. Der unklare Begriff der Flexibilität wird in diesem Kapitel erläutert und es werden konkrete Teilbereiche der Flexibilität abgeleitet. Des Weiteren werden Grenzen der Flexibilität und unterschiedliche Maßnahmen erläutert, die Kraftwerke dynamischer und möglicherweise wettbewerbsfähiger machen. Aus den in diesem Kapitel erarbeiteten Erkenntnissen leiten sich Anforderungen an das zu entwickelnde instationäre Kraftwerksmodell und dessen Umfang ab.

Kapitel 3 geht auf die instationäre Prozesssimulation ein, wobei zunächst ein Blick zurück geworfen wird, um die bisherigen Entwicklungen im Bereich der Kraftwerkssimulation darzustellen. Nachdem getrennte Modelle für Gas-Seite und Wasser-Dampf-Seite betrachtet werden, wird anschließend ein Blick auf die Gesamtanlagensimulationen, die einen ähnlichen Ansatz wie die vorliegende Arbeit verfolgen, geworfen. Im weiteren Verlauf des Kapitels wird die Simulationssoftware APROS vorgestellt und auf deren Aufbau und das mathematische Modell eingegangen. Dabei wird sich auf die wesentlichen Vorgänge, die Thermohydraulik, Wärmeübertragung, Verbrennung und Dampfturbinen, betreffen beschränkt.

Kapitel 4 widmet sich der konkreten Umsetzung der zuvor gesammelten Anforderungen und beschäftigt sich ausführlich mit der Modellierung des Kraftwerks. Dabei wird zunächst die Referenzanlage für das Kraftwerksmodell, welches sich auf Grund seiner technischen Ausführungen und der bereits getroffenen Maßnahmen bezüglich des flexiblen Lastbetriebs sehr gut eignet, beschrieben. Nachdem der Modellumfang und die festgelegten Randbedingungen diskutiert werden, wird auf die Modellierung genau eingegangen. Das Gesamtsystem Kraftwerk wird in vier Teilsysteme, Gasseite, Brennstoffversorgung, Turbinen mit Vorwärmern und Dampferzeuger zerlegt und die Vorgehensweise der Modellierung erläutert. Zuletzt wird in groben Zügen auf die verwendeten Regelungssysteme eingegangen, die für eine erfolgreiche dynamische Simulation notwendig sind.

Kapitel 5 fasst die Validierung des Modells zusammen, dabei wird diese in die stationäre und die instationäre Validierung unterteilt. Die stationäre Validierung anhand von Auslegungsdaten, soll dabei die Plausibilität der Prozesssimulationssoftware sicherstellen. Auf diese Art und Weise kann sichergestellt werden, dass die Berechnung der übertragenen Wärmemengen und die physikalische Dimensionierung der Anlage korrekt ist. Dabei ist vorausgesetzt, dass die jahrzehntelange Erfahrung des Herstellers bei der Entwicklung interner Auslegungsprogramme als ausreichend gute Referenz genügt. Anschließend wird die instationäre Performance des entwickelten Kraftwerksmodells überprüft, indem betriebliche Daten zum Vergleich herangezogen werden. Erst mit der instationären Validierung des Modells anhand von Betriebsdaten kann sichergestellt werden, dass das Modell zur Voraussage von Maßnahmen zur Flexibilitätssteigerung geeignet ist.

Kapitel 6 widmet sich der konkreten Anwendung des Kraftwerksmodells unter ingenieurtechnischen Fragestellungen. Anhand von unterschiedlichen Maßnahmen wird das bereits vorhandene energetische

Speicherpotenzial der Anlage untersucht. Anschließend wird ein simulierter Lastwechsel von 90 auf 100 % gezeigt bei dem diese Maßnahmen, hinsichtlich einer höheren Kraftwerksdynamik, umgesetzt wurden. Die dargestellten Ergebnisse zeigen, wie gut sich das entwickelte Modell für die verschiedensten Varianten nutzen lässt. Im weiteren Verlauf des Kapitels 6 werden Retrofit-Maßnahmen vorgestellt und auch Vorschläge gemacht, wie sich diese mit dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modell untersuchen lassen.

7 fasst die Arbeit zusammen und gibt einige Ausblicke zu möglichen Folgearbeiten.

2 Situation der konventionellen Kraftwerke

In diesem Kapitel wird auf die konventionellen thermischen Kraftwerke in Deutschland eingegangen. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird der Begriff Flexibilität im Bezug auf Kraftwerke beleuchtet und Schlussfolgerungen für den Umfang für das zu entwickelnde Kraftwerksmodell gezogen.

Konventionelle thermische Kraftwerke dominieren die Stromerzeugung der menschlichen Zivilisation seit der Entwicklung des Generators. Sie erzeugten im Jahr 2012 die über 75 % des elektrischen Stromes weltweit [13].

Dabei dominieren Dampfkraftwerke, welche nach dem Clausis-Rankine-Prozess¹ funktionieren und Gasturbinenanlagen, die auf dem Joule-Prozess² beruhen [14]. In den letzten Jahrzehnten hat sich eine Kombination aus beiden, der sogenannte Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Prozess, etabliert.

- Bei den *Dampfkraftwerken* wird Wärme durch Verbrennung von Kohlenwasserstoffen oder durch Kernspaltung bereitgestellt und an einen Wasser-Dampf-Prozess übertragen. In diesem wird Wasser bei hohen Drücken und hohen Temperaturen in einem Dampferzeuger vorgewärmt, verdampft und überhitzt. Anschließend wird der Dampf in einer Dampfturbine entspannt, kondensiert und wieder zum Dampferzeuger, nachdem eine Pumpe den Druck des Wassers entsprechend erhöht hat, zurückgeführt. Die finale Umwandlung in elektrische Energie findet im mit der Turbine verbundenen Generator statt [14]. Aktuelle fossil beheizte Dampfkraftwerke haben einen elektrischen Nettowirkungsgrad von über 46 %, wobei für zukünftige Anlagen ein möglicher Nettowirkungsgrad von über 50 % angegeben wird [15].
- *Offene Gasturbinenanlagen* saugen Luft an und komprimieren diese. Die angesaugte Luft wird in einer Brennkammer durch die Verbrennung geeigneter Brennstoffe auf eine hohe Temperatur gebracht, und anschließend in einer Turbine auf Umgebungsdruck entspannt. Zur Stromerzeugung kann die Differenz aus der in der Turbine verrichteten und der in dem Verdichter notwendigen Arbeit verwendet werden. Offene Gasturbinen erreichen Nettowirkungsgrade von 40 %, wobei bei speziellen Aeroderivaten auch Wirkungsgrade von bis zu 45 % nachgewiesen wurden [16].
- Um den Wirkungsgrad weiter zu steigern, wird im Abgastrakt von Gasturbinen ein Abhitzedampferzeuger installiert, welcher mit der vorhandenen Restwärme Dampf produziert und diesen zur Stromerzeugung einsetzt. Man erhält nun den *GuD-Prozess*, in dem elektrische Nettowirkungsgrade von über 60 % erreicht werden können [16]. Als Brennstoffe für den GuD-Prozess kommen prinzipiell alle fluiden Brennstoffe in Frage. Feste Brennstoffe müssen, um in GuD-Anlagen eingesetzt werden zu können, zuvor vergast werden. Dieser Vorgang wird als Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)-Prozess bezeichnet [15], welcher sich jedoch auf Grund seiner Komplexität in Deutschland nicht durchsetzen konnte.

¹ Nach Rudolf Clausius (1822-1888) und William Rankine (1820-1872).

² Benannt nach James Prescott Joule (1818-1889). Manchmal auch als Brayton-Prozess, nach George Brayton (1830-1892), benannt.

Im letzten Jahrhundert wurde die elektrische Erzeugungskapazität thermischer Kraftwerke kontinuierlich gesteigert und liegt mittlerweile zwischen 800 und 1300 MW bei Kohlekraftwerken, bis zu 1600 MW bei Kernkraftwerken und bis zu 600 MW bei GuD-Kraftwerken pro Anlage [14][15]. Prinzipiell können thermische Kraftwerke als rein Strom produzierende Anlagen oder Heizkraftwerke ausgeführt werden, bei denen neben Strom auch Fernwärme bereitgestellt wird, um die Brennstoffausnutzung signifikant zu erhöhen [15].

Betrachtet man die Vergangenheit, so wurden Kraftwerke, in Abhängigkeit ihrer jährlichen Vollaststunden, in die Kategorien Grundlast (mehr als 5000 h pro Jahr), Mittellast (5000 bis 2000 h pro Jahr) und Spitzenlast (weniger als 2000 h pro Jahr) eingeteilt [14]. Anlagen mit hohen Investitionskosten und niedrigen Brennstoffkosten wie Kern- und Braunkohlekraftwerke wurden und werden maßgeblich für die Grundlast verwendet, während für die Spitzenlast Anlagen mit geringen Investitionskosten, niedrigen Anfahrzeiten und relativ hohen Brennstoffkosten wie offene Gasturbinen oder Dieselmotoren eingesetzt wurden [6] [14]. Die ehemals relativ klaren Grenzen zwischen diesen verschiedenen Definitionen verwischen zunehmend, was in einer verstärkten Planungsunsicherheit zum Ausdruck kommt. Zukünftig müssen ehemalige thermische Grund- und Mittellastanlagen jedoch den wirtschaftlichen Betrieb auch bei 1500 bis 3000 h pro Jahr sicherstellen [17].

Eine weitere Aufgabe thermischer Kraftwerke ist die Stabilität des Stromnetzes und die Beteiligung am Regelleistungsmarkt, dessen Übertragungscode vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE)³) reguliert wird. Insgesamt gibt es drei Kategorien der Regelung: die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Weicht die Frequenz im europäischen Netz um ± 20 mHz vom Sollwert 50 Hz ab, greift die Primärregelung automatisch ein, um die Netzfrequenz zu stützen [18]. Dazu muss jedes beteiligte Kraftwerk 2 % seiner momentan generierten Leistung als Reserve zur Verfügung stellen, die innerhalb von 30 s abgerufen werden und für 5 min aufrecht gehalten werden kann. Um durch Primärregelung verbrauchte Speicher wieder aufzufüllen bzw. die Primärregelung zu entlasten, greift danach automatisch die Sekundärregelung in dem von der Störung betroffenen Teilnetz ein. Typische Maßnahmen hierfür sind Laständerungen durch ein Anpassen der Brennstoffmenge. Zuletzt kann zusätzlich die Tertiärregelung durch ein manuelles Eingreifen aktiviert werden. Diese entlastet die Sekundärregelung und muss innerhalb von 15 min bereit sein, was zum Beispiel durch schnell startende Gasturbinen gewährleistet werden kann. Es ist naheliegend, dass die Zunahme des Sekundärregelmarkts auf die erneuerbaren Energien zugeführt werden kann [19]. Insbesondere unter dem Gesichtspunkt eines sich verkleinernden Kraftwerksparks bedeutet dies eine weitere Steigerung der Anforderungen an Dynamik bzw. Flexibilität.

Deutschland hat dabei anders als einige seiner Nachbarn eine sehr breit gefächerte Kapazität an konventionellen Stromerzeugungsanlagen. Diese von der Witterung weitgehend unabhängigen Anlagen hatten im Jahr 2014⁴ eine Erzeugungskapazität von ca. 90 GW. Betrachtet man die Kapazität (Abb. 2.1) isoliert, fällt auf, dass Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke ungefähr über die gleiche Kapazitäten verfügen, wobei die Steinkohlekraftwerke mit ca. 27 GW leicht vor den Braunkohle- und Gaskraftwerken

³ Seit 1. Juli 2009 hat ENTSOE die Aufgaben von der Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)) übernommen.

⁴ Angaben entnommen aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit dem Stand 2014.

mit ca. 21 bzw. 23 GW liegen. Die übrigen Kapazitäten verteilen sich auf die laufenden Kernkraftwerke, Anlagen die Mineralölprodukte verbrennen und Anlagen, die sonstige⁵ Energieträger verbrennen.

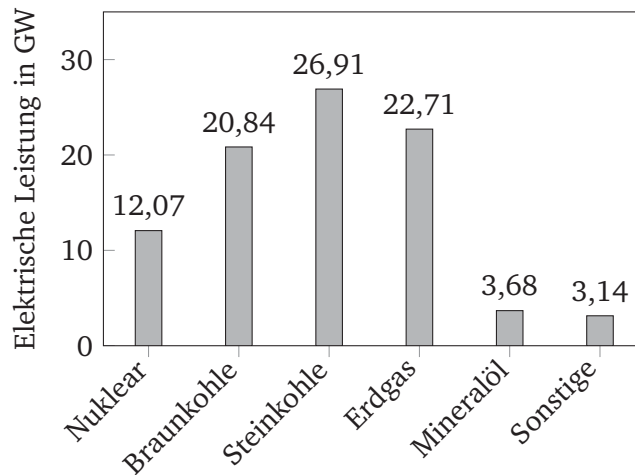


Abbildung 2.1: Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland nach Energieträgern inklusive Reservekraftwerke, Quelle: [20], Stand 2014, eigene Darstellung

Bezieht man dies auf die jeweiligen Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung der letzten 15 Jahre in Deutschland⁶, die in Abb. 2.2 zu sehen sind, wird ersichtlich, dass die Braunkohle der größte konventionelle Energieträger ist und ihr Anteil mit ca. 25 % über alle Jahre nahezu unverändert ist. Einen höheren Anteil hatten Anfang des Jahrtausends die Kernenergie, welcher sich jedoch auf Grund politischer Entscheidungen in Deutschland von 30 % auf 16 % quasi halbiert hat. Mineralölprodukte tragen kaum zur Stromversorgung bei, lediglich im Bereich der thermischen Verwertung von Raffinerierückständen spielen sie eine Rolle. Die sonstigen Energieträger sind Nebenprodukte der Industrie und Gesellschaft. Diese werden bei der Verstromung thermisch verwertet und stehen somit nicht unmittelbar im Wettkampf zu anderen Energieträgern. Ihr Anteil ist nahezu konstant bei ca. 3 %. Der durch die Subventionen erreichte Anstieg an Stromproduktion erneuerbarer Energien von 6,5 % im Jahr 2001 - damals vor allem Laufwasserkraftwerke - auf 26 % beeinflusst vor allem die Stromproduktion aus Steinkohle und Erdgas. Zwar besitzt Deutschland mehr installierte Leistung an Gaskraftwerken als Braunkohleanlagen, doch tragen sie weniger als 10 % zu der Stromerzeugung bei, während sie 2010 noch über 14 % ausmachten. Der sinkende Strompreis an der Börse setzt diese kommerziellen Anlagen stark unter Druck und führt letztlich dazu, dass die verbleibende Stromerzeugung aus Erdgas sich vor allem aus Industrie- und Heizkraftwerken zusammensetzt. Auch Steinkohlekraftwerke produzieren 25 % weniger Strom als am Anfang des Jahrtausends, nichtsdestoweniger hält sich der Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland seit 2009 auf ungefähr 19 %. Während Gaskraftwerke langsam aus dem Markt gedrängt werden, sind es letztlich vor allem die Steinkohlekraftwerke, die deren Rolle übernehmen.

Unterstützend hierbei wirkt die das kontinuierliche Absinken des Weltmarktpreises für Kohle. So ist der Preis laut europäischer Strombörse EEX für eine Tonne Kohle von über 115 \$ im Januar 2013 auf knapp

⁵ Hierzu zählen Energieträger, die nicht zu den erneuerbaren Energien zugeordnet werden, wie z.B. Abfall, Gichtgas, Grubengas etc.

⁶ Die Daten für das Jahr 2014 sind Schätzungen.

60 \$ im Juli 2015 gesunken⁷, was mit der geringeren Nachfrage in Nordamerika in Folge des dortigen Fracking-Booms begründet werden kann. Bei der heutigen Situation in Deutschland ist davon auszugehen, dass die Kohlekraftwerke in naher Zukunft weiterhin maßgeblich die Fluktuationen an Stromproduktion ausgleichen werden müssen.

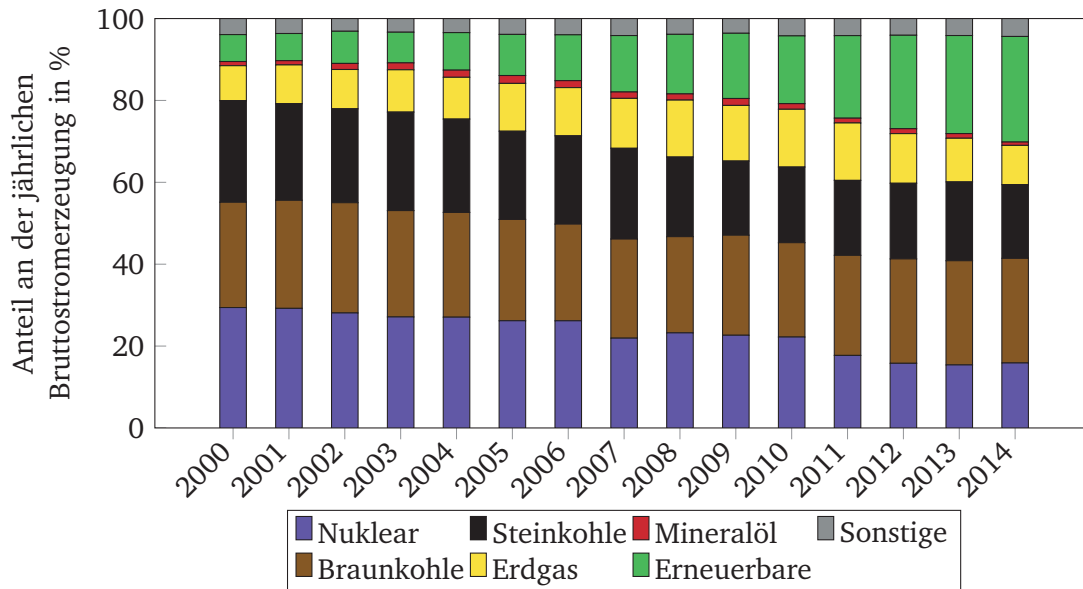


Abbildung 2.2: Anteile verschiedener Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, Quelle: [21], eigene Darstellung

Wie die Energieversorgung sich letztlich in Deutschland zusammensetzen wird, bleibt ungewiss, da auch stets der erzwungene, sogenannte Kohleausstieg in der öffentlichen Diskussion bleibt. Kurzfristig werden vor allem die Kohlekraftwerke flexibler arbeiten müssen, um die Fluktuationen in der Stromproduktion der erneuerbaren Energien auszugleichen. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Kraftwerksmodell kann einen kostengünstigen Beitrag dazu leisten, die Flexibilität bestehender und zukünftiger Anlagen gezielt zu evaluieren und zu optimieren.

Es ist anzunehmen, dass die Umwälzungen im Energiesektor, die Deutschland zurzeit durchmacht, auf alle Nationen zukommen wird, sobald in kurzer Zeit ein massiver Zubau an fluktuierenden Stromerzeugern vorgenommen wird. Dänemark hat beispielsweise schon vor Deutschland ähnliche Erfahrungen mit der Integration von Strom aus Windkraftanlagen in das heimische Netz gemacht [22] und versucht neben technischen Innovationen auch den Strommarkt zu modifizieren [4].

Die Flexibilisierung von Kohlekraftwerken in naher Zukunft wird vor allem in Nationen mit ähnlichem Strommix wie Deutschland (Vereinigtes Königreich, Süd-Korea) und solchen Nationen, die ihren Strom überwiegend aus Kohle erzeugen (China, Indien, Australien) ein immer wichtiger werdendes Thema werden. Dazu sei auf Abb. 2.3 verwiesen, in der die jeweiligen Anteile der verschiedenen Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Jahr 2009 gezeigt sind. Von den in Deutschland gemachten Erfahrungen bezüglich der Flexibilisierung kann der Rest der Welt profitieren. Vielleicht kann das hier entwickelte

⁷ Zahlen für den Index API-CIF-ARA-(Argus-IHS McCloskey).