

Studie

**Verträglichkeit von
erneuerbaren Energien
und Kernenergie im
Erzeugungsportfolio**

Technische und ökonomische Aspekte

Matthias Hundt

Rüdiger Barth

Ninghong Sun

Steffen Wissel

Alfred Voß

Auftraggeber:
E.ON Energie AG, München

Stuttgart, Oktober 2009

Das Wesentliche in Kürze

In der Diskussion um die Zukunft der Kernenergie ist gerade in den letzten Monaten von verschiedenen Seiten postuliert worden, es gäbe einen grundsätzlichen Konflikt zwischen dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien und einem weiteren Betrieb der deutschen Kernkraftwerke bei Aufhebung der Laufzeitverkürzung. Behauptet wird, dass eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den Ausbau der erneuerbaren Energien behindern würde. Außerdem seien Kernkraftwerke nicht genügend flexibel, um mit großen Mengen kurzfristig schwankender Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen verträglich betrieben werden zu können.

Die dieser Zusammenfassung zugrundeliegende Studie untersucht die folgenden zwei Aspekte dieser Debatte:

- Gibt es bei einer Aufhebung der Laufzeitverkürzung technische und/oder betriebliche Restriktionen, die bei einem hohen Anteil fluktuierender elektrischer Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Integration dieser Erzeugung entgegenstehen?
- Was sind die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Effekte einer Laufzeitverlängerung für ein Elektrizitätssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien?

Hierzu werden die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien zur Elektrizitätserzeugung (ca. 30 bzw. 40 % an der Elektrizitätserzeugung im Jahr 2020 bzw. 2030) unterstellt, wobei angenommen wird, dass der überwiegende Anteil von dargebotsabhängigen Nutzungssystemen wie Windkonvertern und Photovoltaikanlagen erzeugt wird. Auch für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass die elektrische Einspeisung aus erneuerbaren Energien privilegiert wird, so dass der konventionelle, im wesentlichen thermische Kraftwerkspark stets nur noch den verbleibenden Teil der Elektrizitätsnachfrage decken muss. Für einen Kraftwerkspark, der sich bei einem „Kernenergieausstieg“ und einer „Laufzeitverlängerung“ der bestehenden Kernkraftwerke ergeben könnte, wird der Kraftwerkseinsatz aus technisch-betrieblicher Sicht untersucht. Darüber hinaus werden die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Wirkungen der beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ abgeschätzt.

Bislang werden Kernkraftwerke in Deutschland überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung und nur einzelne Anlagen im Lastfolgebetrieb gefahren. Die Fähigkeit zum Lastfolgebetrieb ist jedoch ein konzeptbestimmendes Auslegungskriterium und dementsprechend sind die Kernüberwachung und die Reaktorregelung so ausgelegt worden, dass keine nachträgliche Ertüchtigung der Anlagen vorgenommen werden muss. Der Einsatz

von Kernkraftwerken ist in einem Bereich von 50 bis 100 % der Nennleistung mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 Prozent der Nennleistung pro Minute im Normalbetrieb bei anlagenschonender Betriebsweise möglich. Kernkraftwerke erlauben somit ähnliche Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wie kohlenbefeuerte Kondensationskraftwerke. Insgesamt können die bestehenden Druck- und Siedewasserreaktoren innerhalb von 15 Minuten mit einer Leistung von bis zu 9,6 GW zum Lastfolgebetrieb beitragen.

Die Untersuchungen für die ausgewählten Jahre 2020 und 2030 zeigen, dass die aufgrund der ansteigenden elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien zunehmend volatile Residuallast in den beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ (hoher Gasanteil bzw. hoher Kernenergieanteil) immer noch zuverlässig aus betrieblicher Sicht gedeckt werden kann. Extremen Gradienten und Niveaus der Residuallast kann in beiden Varianten begegnet werden. Eine wesentliche Rolle hierbei spielen die Speichertechnologien zur Vergleichmäßigung der Residuallast und eine zuverlässige Prognose der stochastischen elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen. Kernkraftwerke würden bei einer Aufhebung der Laufzeitverkürzung zunehmend zum übergeordneten Lastfolgebetrieb herangezogen und ihr Einsatz würde sich gegenüber ihrer heutigen Betriebsweise verringern.

In keinem der beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ oder „Laufzeitverlängerung“ liegt eine eindeutige Überlegenheit hinsichtlich der Flexibilität des konventionellen thermischen Kraftwerksparks vor. Die Aussage, dass die notwendige Betriebsflexibilität eines Kraftwerksparks zur Deckung der Residuallast bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nicht auch bei weiterer Nutzung der Kernkraftwerke sichergestellt werden könnte, ist nicht begründet.

Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen als hier für das Jahr 2030 unterstellt, wird aber – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine Regelung der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder der weitere Ausbau von Speichersystemen erforderlich sein, um die Elektrizitätsnachfrage mit der notwendigen Versorgungszuverlässigkeit decken zu können.

Gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ kann im Szenario „Laufzeitverlängerung“ ein Rückgang der jährlichen Systembetriebskosten von 31 % in 2030 erreicht werden. Dies ist vor allem auf verminderte Ausgaben für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate zurückzuführen. Der Ausstieg aus der Kernenergie wäre darüber hinaus mit einem Neubaubedarf an Kraftwerken mit einer Netto-Engpassleistung von circa 22 GW verbunden, der zusätzliche Kosten verursachen würde.

Deutliche Unterschiede ergeben sich auch bei den Großhandelspreisen für Elektrizität. Unter der Annahme eines ausgeglichenen Außenhandels und konstanter CO₂-Zertifika-

tepreise fallen die Großhandelspreise 2030 im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ um durchschnittlich etwa 16 % geringer aus. Ein Ausstieg aus der Kernenergie würde zu Mehremissionen von 70 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 führen. Vergleicht man die kumulierten CO₂-Emissionen in den Jahren 2010 bis 2030, so ergeben sich im Szenario „Kernenergieausstieg“ Mehremissionen von 1280 Mio. t CO₂ (+36 %).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Behauptung, eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sei ein Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien, aus technisch-betrieblicher Sicht nicht haltbar ist. Aus ökonomischer und die CO₂-Emissionen betreffender Perspektive wäre ein Kernenergieausstieg sogar kontraproduktiv.

Inhaltsverzeichnis

Das Wesentliche in Kürze	iii
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien – Situation in Europa	5
3 Kraftwerks- und Erzeugungsstrukturen in 2020 und 2030	9
3.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	9
3.2 Kraftwerkspark in 2020 und 2030	16
4 Integrationsaspekte bei Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien	19
4.1 Netzlast und Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien	19
4.2 Dynamik der Residuallast	19
4.3 Lastfolgefähigkeit thermischer Kraftwerke	22
5 Analyse der betrieblichen und ökonomischen Aspekte	31
5.1 Einsatz konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Residuallast	31
5.2 Ökonomische Auswirkungen und CO ₂ -Emissionen	41
6 Fazit	45
A Ergänzende Ergebnisse aus der Analyse betrieblicher Aspekte	47
A.1 Einsatz konventioneller Kraftwerke in ausgewählten Zeiträumen	47
A.2 Lastfolgefähigkeit des Kraftwerkportfolios	54
B Kurzcharakterisierung der verwendeten fundamentalanalytischen Modelle	57
B.1 Elektrizitätsmarktmodell E2M2s	57
B.2 Instrument zur Kraftwerkseinsatzplanung JMM	61
Literatur	67

Tabellenverzeichnis

3.1	Entwicklung der Energieträgerpreise	11
3.2	Entwicklung der CO ₂ -Zertifikatepreise	11
3.3	Entwicklung der installierten Netto-Engpassleistung an Nutzungssystemen erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung	12
3.4	Entwicklung der Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil an der Elektrizitätserzeugung	13
3.5	Pumpspeicherkraftwerke: Turbinenleistung und Speichernenninhalt	15
4.1	Höchst- und Niedriglast der Elektrizitätsnachfrage sowie Netto-Engpass- leistung fluktuierender erneuerbarer Energien in 2020 bzw. 2030	19
4.2	Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke	24
4.3	Baulinien deutscher Druckwasserreaktoren	25
4.4	Baulinien deutscher Siedewasserreaktoren	29
5.1	Analyse des Lastfolgebetriebs: negativer Residuallastgradient in 2030 . . .	40
5.2	Analyse des Lastfolgebetriebs: positiver Residuallastgradient in 2030 . . .	41
A.1	Analyse des Lastfolgebetriebs: negativer Residuallastgradient in 2020 . . .	55
A.2	Analyse des Lastfolgebetriebs: positiver Residuallastgradient in 2020 . . .	55

Abbildungsverzeichnis

2.1	Elektrizitätserzeugung als Anteil der Brutto-Elektrizitätsnachfrage ausgewählter Länder Europas von 1990 bis 2006	6
2.2	Anteile der Netto-Erzeugungsleistung ausgewählter Länder Europas von 1990 bis 2006	7
3.1	Projektion der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2030.	17
3.2	Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in 2020 und 2030.	17
4.2	Gradient der Windenergieeinspeisung und Residuallast in 2008 und 2030	21
4.3	„Hub“ der Residuallaständerung in 2008 und 2030	21
4.4	Leistungsänderung kohlenbefuerter Kraftwerke	23
4.5a	Leistungserhöhung bei Druckwasserreaktoren.	26
4.5b	Leistungsreduzierung bei Druckwasserreaktoren.	27
4.6a	Leistungserhöhung bei Siedewasserreaktoren.	28
4.6b	Leistungsreduzierung bei Siedewasserreaktoren.	29
5.1	Jährliche Elektrizitätserzeugung in 2020 und 2030	32
5.2a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler Rückgang der Residuallast in 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“	34
5.2b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler Rückgang der Residuallast in 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“	35
5.3a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: geringste Residuallast in 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“	36
5.3b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: geringste Residuallast in 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“	37
5.4a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: stark schwankende Residuallast in 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“	38
5.4b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: stark schwankende Residuallast in 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“	39
5.6	Vergleich der Jahresdauerlinie des Großhandelspreises für Elektrizität in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ für die Jahre 2020 und 2030.	43
A.1a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: geringste und stark schwankende Residuallast in 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“	49

A.1b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: geringste und stark schwankende Residuallast in 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“	49
A.2a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler stündlicher Rückgang der Residuallast in 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“	50
A.2b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler stündlicher Rückgang der Residuallast in 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“	50
A.3a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler stündlicher Anstieg der Residuallast in 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“	51
A.3b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler stündlicher Anstieg der Residuallast in 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“	51
A.4a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler Rückgang der Residuallast in 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“	52
A.4b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler Rückgang der Residuallast in 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“	52
A.5a	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler stündlicher Anstieg der Residuallast in 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“	53
A.5b	Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz: maximaler stündlicher Anstieg der Residuallast in 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“	53
B.1	Konstruktion der Typstunden.	58
B.2	Szenariogitter für die stochastische Windenergieeinspeisung.	61
B.3	Rollierende Planung	66

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Diskussion über die weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland und hier insbesondere über eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke (KKW) ist in den letzten Monaten intensiver geführt worden. Hierbei stehen neben den Fragen der Auswirkungen auf die Elektrizitätspreise und die CO₂-Emissionen insbesondere auch die Auswirkungen auf die weitere Nutzung und den Ausbau erneuerbarer Energien im Zentrum der Debatte. Beleg dafür sind unter anderem Aussagen und Postulate in Veröffentlichungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [2–4]. Dort heißt es, dass eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den Ausbau der erneuerbaren Energien bremse, weil Kernkraft und erneuerbare Energien im Systemverbund nicht kompatibel seien.

Was bedeutet eine Laufzeitverlängerung der KKW für die Nutzung erneuerbarer Energien?

Als ein wesentlicher Grund dieser behaupteten Nichtvereinbarkeit von Kernkraft und erneuerbaren Energien wird häufig eine mangelnde betriebliche Flexibilität der Kernkraftwerke ins Feld geführt. Kernkraftwerke seien „kaum regelbar“ und häufiges An- und Abschalten werde „schon aus Sicherheitsgründen soweit irgend möglich vermieden“. Kernkraftwerke seien „dafür konstruiert, möglichst gleichmäßig mit 100 % Auslastung zu fahren, also immer gleich viel Strom zu produzieren – unabhängig davon, ob er gebraucht wird oder nicht“ [2].

Kernkraftwerke „kaum regelbar“?

„Je größer der Anteil Strom aus erneuerbaren Energien wird, desto häufiger entstehen Situationen, in denen zu viel Strom im Netz ist, da Kernkraftwerke ihren Beitrag nicht weiter senken können. Dies führt letztlich zu höheren Kosten der Strombereitstellung und damit zu einem Hemmnis der weiteren Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen“ [2].

Eine in die gleiche Richtung gehende Argumentation, dass der erforderliche Ausbau von erneuerbaren Energien mit hohen Anteilen von Grundlastkraftwerken (Kohle und/oder Kernenergie) nicht vereinbar sei, findet sich auch in einem aktuellen Thesenpapier des Sachverständigenrates für Umweltfragen [28] und einer Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e. V. [18]. In beiden Veröffentlichungen wird argumentiert, dass aufgrund der zunehmend fluktuierenden¹ elektrischen

¹Nutzungssysteme fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkonverter, Photovoltaikanlagen) zur Elektrizitätserzeugung werden auch „nicht-steuerbare“ oder „nicht-regelbare“ Systeme genannt. Aus technischer Sicht ist diese Bezeichnung nur eingeschränkt zutreffend, da ein Anstieg der elektrischen Einspeisung durch eine Regelung vermieden werden könnte. Aus ökonomischer Perspektive wird

Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Betrieb von Grundlastkraftwerken aus ökonomischer oder technischer Sicht in Zukunft eingeschränkt sei und eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke der Integration erneuerbarer Energien entgegenstehe.

Verhindert eine Laufzeitverlängerung der KKW die Integration von Wind und PV?

Was sind die ökonomischen und emissionsseitigen Effekte einer Laufzeitverlängerung?

Vor diesem Hintergrund werden in der hier vorgelegten Studie zwei Aspekte der Debatte um die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken näher untersucht. Erstens wird der Frage nachgegangen, ob es im Falle einer Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke technische und/oder betriebliche Restriktionen gibt, die bei einem hohen Anteil fluktuierender elektrischer Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Integration dieser Erzeugung zur Deckung der Leistungs- und Elektrizitätsnachfrage entgegenstehen. Zweitens werden die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke für ein Elektrizitätssystem mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien abgeschätzt. Explizit nicht Gegenstand der Untersuchung ist die grundlegende Frage, ob die angestrebte Ausweitung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien der richtige Weg zu einer wirtschaftlichen, umwelt- und klimaverträglichen und sicheren Elektrizitätsversorgung in Deutschland darstellt.

Zur Beantwortung der zuvor dargelegten Fragestellungen wird in der Untersuchung für die exemplarisch betrachteten Jahre 2020 und 2030 ein Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland unterstellt, der, orientiert an den Vorstellungen der Bundesregierung, zu einem Anteil von ca. 30 % an der Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2020 und 40 % im Jahr 2030 führt. Auf der Basis historischer Ganglinien der Nachfragelast, der Windenergieeinspeisung und des Solarstrahlungsangebotes in Deutschland werden die Ganglinien der Nachfragelast sowie die Ganglinien der elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen für die Jahre 2020 und 2030, sowie die resultierende Ganglinie der Residuallast² ermittelt, die durch den konventionellen, im wesentlichen thermischen Kraftwerkspark zu decken ist. Die Deckung dieser Residuallast wird dann für einen Kraftwerkspark untersucht, der sich bei einem „Kernenergieausstieg“ und bei einer „Laufzeitverlängerung“ der bestehenden Kernkraftwerke ergeben könnte. Neben den technisch-betrieblichen Aspekten des Kraftwerkseinsatzes bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien werden auch die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Wirkungen der beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ ermittelt.

Die vorliegende Studie gliedert sich wie folgt. Abschnitt 2 skizziert den Ausbau erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung in Europa, vor allem den Nutzungssystemen fluktuierender Energieträger, d. h. Windkonverter und Photovoltaikanlagen. Abschnitt 3

die elektrische Einspeisung erneuerbarer Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland privilegiert.

²Unter Residuallast wird im Folgenden die elektrische Nachfragelast abzüglich der elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen verstanden.

stellt zunächst die wichtigen energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen für die vorliegende Untersuchung dar, um dann auf dieser Basis und einer modellgestützten Analyse Projektionen für den Kraftwerkspark in den Betrachtungsjahren 2020 und 2030 und jeweils das Szenario „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ zu entwickeln. In Abschnitt 4 wird zunächst die zu erwartende elektrische Leistung aus erneuerbaren Energiequellen mit der unterstellten Netzlast in den Betrachtungsjahren verglichen, um anschließend die zu erwartende Charakteristik der Residuallast dem technischen Vermögen der thermischen Kraftwerke zur Lastfolge gegenüberzustellen, die auch in Zukunft die Residuallast decken werden müssen. Auf der Basis einer detaillierten modellgestützten Betrachtung werden in Abschnitt 5 wesentliche betriebliche und ökonomische Aspekte eines Kraftwerksporfolios mit bzw. ohne Kernenergie und einem hohen Anteil von Nutzungssystemen erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung aufgezeigt. Hierzu gehört neben einer aggregierten Auswertung der Elektrizitätserzeugung in den beiden Betrachtungsjahren auch die detaillierte Betrachtung ausgewählter, kritischer zukünftiger Zeiträume und den in diesen Situationen zu erwartenden Betriebsweisen des deutschen Kraftwerksparks. Darüber hinaus erfolgt eine Abschätzung der ökonomischen und die Kohlenstoffdioxidemissionen betreffenden Auswirkungen jeweils des Szenarios „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“. Abschnitt 6 schließt die vorliegende Studie mit einer zusammenfassenden Beantwortung der Fragestellung ab.

2 Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien – Situation in Europa

Nutzungssysteme erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung gewinnen in Europa zunehmend an Bedeutung. Die Europäische Union fördert den Ausbau mit der Absicht, anthropogene Kohlenstoffdioxidemissionen zu verringern und einen Beitrag zu einer nachhaltigen und von außereuropäischen Energieträgerimporten weniger abhängigen Energieversorgung zu leisten. Mit ihrem Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ formulierte die EU Kommission im Jahr 1997 Vorschläge für eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien.³ Vier Jahre später wurden in einer EG-Richtlinie nationale Ziele für den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Brutto-Elektrizitätsnachfrage aufgestellt, die insgesamt für die EU-15 zu einer Quote von 22,1 % aus erneuerbaren Energien im Jahr 2010 führen sollten. Für Deutschland betrug die vereinbarte Quote 12,5 %. Im Jahr 2006 forderte das Europaparlament für den europaweiten Energieverbrauch die Zielvorgabe von nunmehr 25 % für erneuerbare Energien bis 2010. Ein Jahr später stellte die EU Kommission den „Fahrplan für erneuerbare Energien“ vor, der zumindest für den Elektrizitätssektor bestätigen konnte, dass die ambitionierten Ziele der europäischen Mitgliedsstaaten nahezu und von insgesamt neun Nationen sogar bereits vor dem Jahr 2010 erreicht werden könnten.

22 % erneuerbare
Energien zur Elek-
trizitätsversorgung
bis 2020

Darüber hinaus formulierten in der Vergangenheit einzelne europäische Staaten im Rahmen ihrer jeweiligen Energie- und Klimaschutzpolitik ergänzende Ziele und Instrumente zu deren Umsetzung. So fördert Deutschland seit dem Jahr 1991 die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG), das im Jahr 2000 vom Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) abgelöst worden ist. Für unterschiedliche Erzeugungstechnologien und einen vereinbarten Zeitraum werden hier Einspeisevergütungen garantiert. Mit dem Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP) von 2007 wurde eine Novellierung des EEG gefordert und zu Beginn des Jahres 2009 umgesetzt, die vorsieht, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsversorgung bis 2020 auf mindestens 30 % steigt und danach weiter kontinuierlich erhöht wird.

Aufgrund unterschiedlicher regionaler Gegebenheiten erfolgt die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in den einzelnen europäischen Staaten in einem unterschiedlichen

³In Orientierung an das Grünbuch über erneuerbare Energiequellen aus dem Jahr 1996 wurde ein Ziel von 12 % für den Anteil erneuerbarer Energieträger am Brutto-Inlandsenergieverbrauch der Europäischen Union bis zum Jahr 2010 festgelegt.

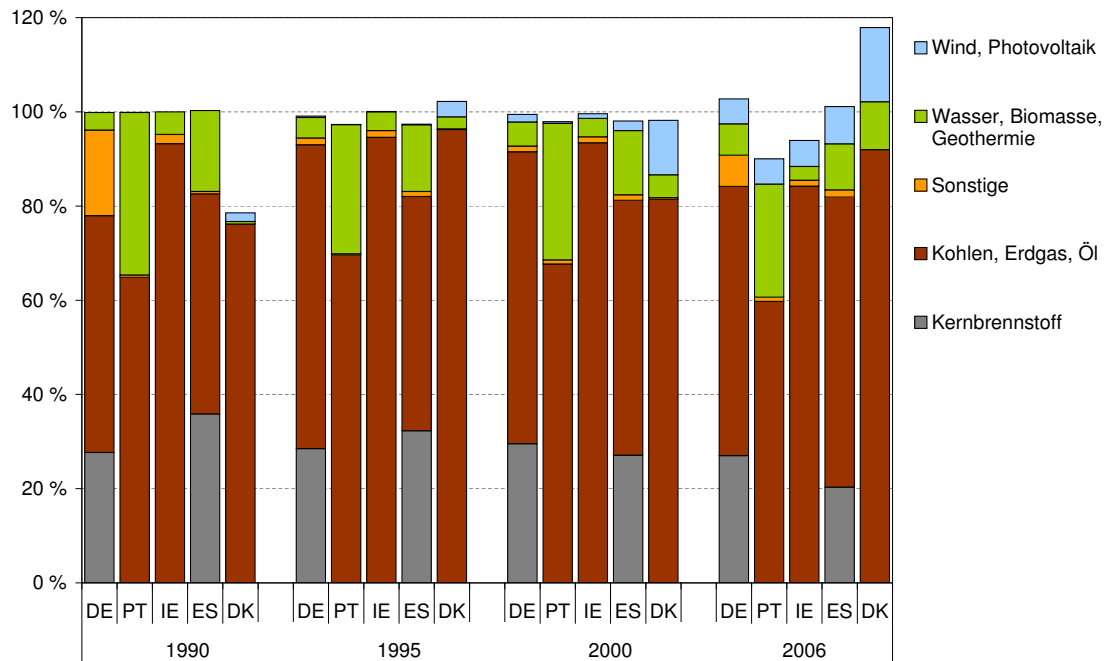


Abbildung 2.1: Elektrizitätserzeugung als Anteil der inländischen Brutto-Elektrizitätsnachfrage in ausgewählten Ländern Europas von 1990 bis 2006 [17].

Umfang und mit unterschiedlichen Erzeugungssystemen. Länder wie Österreich oder Schweden, die bereits zu Beginn der 90er Jahre des vorigen Jahrhunderts mit über 50 % einen erheblichen Anteil erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsversorgung (vor allem auf der Basis von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken) nutzten, stehen vor einer völlig anderen Situation als Länder wie z. B. Irland, Deutschland, Dänemark, Tschechien oder Großbritannien, die zu diesem Zeitpunkt allesamt weniger als 5 % ihrer Brutto-Elektrizitätsnachfrage mit erneuerbaren Energien bereitstellten.

Im Mittelpunkt dieser Untersuchung steht der gemeinsame Betrieb eines konventionell thermischen Kraftwerksparks mit einem hohen Anteil fluktuierender elektrischer Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Dieser Anteil ist im europäischen Vergleich in den Ländern Deutschland, Portugal, Irland, Spanien und Dänemark in den letzten Jahren auf ein relativ hohes Niveau angestiegen.

Abbildung 2.1 zeigt die Entwicklung der Brutto-Elektrizitätserzeugung als Anteil an der inländischen Nachfrage für diese fünf ausgewählten Länder. Während im Jahr 2006 die Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen in Deutschland 5,3 % betrug, erzeugte Dänemark im gleichen Jahr bereits 15,8 % der Brutto-Elektrizitätsnachfrage mit diesen Erzeugungssystemen. Außer in Portugal kennzeich-

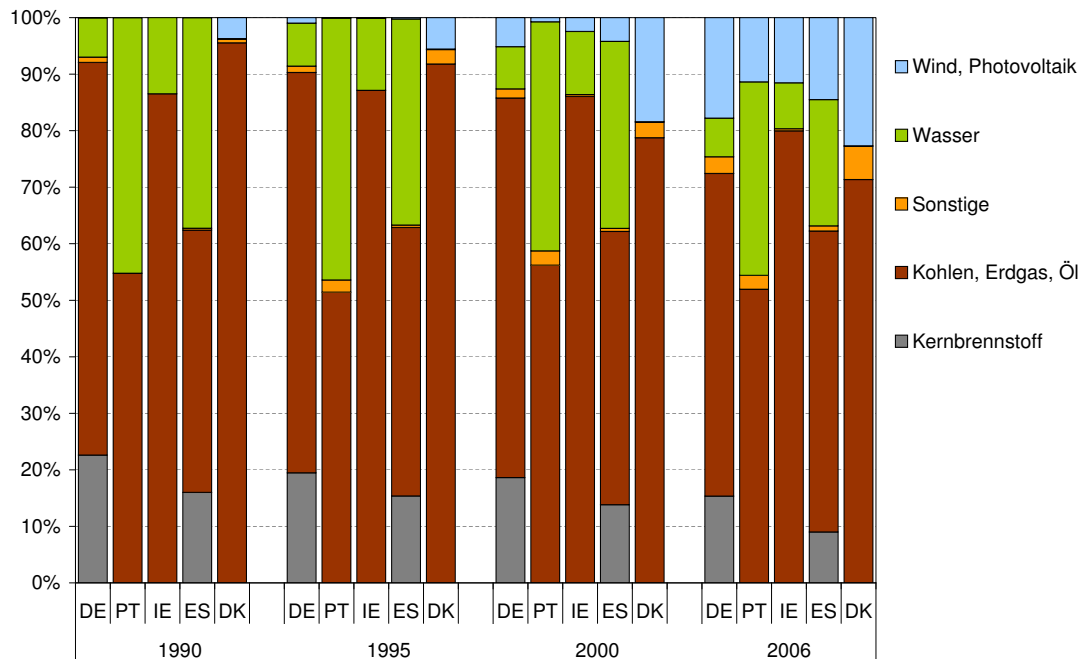


Abbildung 2.2: Anteile der elektrischen Netto-Erzeugungsleistung in ausgewählten Ländern Europas von 1990 bis 2006 (Biomasse und Geothermie nicht separat ausgewiesen) [17].

net sich die Erzeugungsstruktur dieser Länder auch im Jahr 2006 immer noch durch einen erheblichen Teil an fossil befeuerten Kraftwerken (unter Verwendung von Steinkohlen, teilweise Braunkohlen, Erdgas und Heizöl). In Deutschland und Spanien tragen darüber hinaus Kernkraftwerke einen erheblichen Teil zur Elektrizitätserzeugung bei.⁴ Abbildung 2.2 zeigt für die gleichen Länder die anteilige Entwicklung der elektrischen Netto-Erzeugungsleistung. Im Jahr 2006 ist mit 17 bis 23 % an der gesamten Netto-Engpassleistung der starke Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Elektrizitätserzeugung in Deutschland, Spanien, Portugal und Dänemark zu sehen, während in Irland der Anteil etwa 13 % beträgt.

Die zentrale Fragestellung der vorliegenden Untersuchung, inwiefern Kernkraftwerke und andere konventionell thermische Kraftwerke im Systemverbund verträglich mit großen Mengen kurzfristig fluktuierender Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen betrieben werden können, ist also nicht nur für Deutschland von Bedeutung, sondern könnte sich auch in Spanien, Dänemark, Irland und Portugal stellen.

⁴In Deutschland wird derzeit über eine Aufhebung der im Jahre 2000 beschlossenen Laufzeitverkürzung für die Kernkraftwerke nachgedacht. Spanien hält noch am Ausstiegsbeschluss fest, will aber die Betriebsbewilligungen bestehender Anlagen vorerst verlängern.

3 Kraftwerks- und Erzeugungsstrukturen in 2020 und 2030

3.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen für diese Untersuchung sind im Kontext aktueller Studien und eigener Arbeiten und Einschätzungen getroffen worden [15, 16]. Der eingeschränkte regionale Betrachtungsraum und der möglichst einfache Vergleich beider Szenarien miteinander erfordert einige vereinfachende Annahmen, die nach Möglichkeit so erfolgen, dass im Sinne der Fragestellung der vorliegenden Untersuchung die Abschätzung konservativ – also verschärfend für die Situation der Grundlast- und insbesondere der Kernkraftwerke – erfolgt.

3.1.1 Elektrizitätsnachfrage und -erzeugung im Inland

In den vergangenen Jahren ist die Netto-Elektrizitätsnachfrage in Deutschland nur geringfügig gestiegen. Von 1991 bis 2008 hat die durchschnittliche Veränderung gerade 0,8 %/a betragen [6]. Die weltweite Rezession hat in diesem Jahr vor allem wegen einer verringerten Industrieproduktion zu einem markanten Rückgang der Elektrizitätsnachfrage geführt: im ersten Quartal 2009 ist sie um vier Prozent gesunken [9] und im zweiten Quartal dieses Jahres noch einmal zurückgegangen, so dass im ersten Halbjahr 2009 die Elektrizitätsnachfrage um sechs Prozent unter dem Vorjahresniveau lag [8].

In einer Analyse der Deutschen Energie-Agentur [11] werden neben einem nahezu konstanten zukünftigen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage sowohl eine sinkende als auch eine steigende Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage für möglich gehalten. Ein aktueller Vergleich dieser und weiterer Projektionen der Elektrizitätsnachfrage [12] konstatiert, dass den Plänen der Bundesregierung zur Erhöhung der Energieproduktivität im Industriesektor, Modernisierung im Hauswärmebereich und Endenergieeinsparung bei den Haushalten insgesamt eine steigende Elektrizitätsnachfrage gegenüberstehen könnte, die auf gegenläufige Effekte des Energieeinsatzes und die derzeit geförderte Marktdurchdringung von Elektromobilen zurückzuführen wäre. Für die vorliegende Untersuchung ist unterstellt worden, dass die Netto-Elektrizitätsnachfrage im gesamten Jahr 2009 vier Prozent unter dem Vorjahresniveau liegen und dann im Einklang mit einer wirtschaftlichen Erholung bis zum Jahr 2012 mit etwa 542 TWh wieder das Niveau der Jahre 2007 und 2008 erreichen wird und dann konstant bleibt. Damit liegt diese Annahme innerhalb

Netto-Elektrizitätsnachfrage:
542 TWh konst.

der Bandbreite der zuvor erwähnten Projektionen der zukünftigen Elektrizitätsnachfrage, die allerdings den rezessionsbedingten Einbruch noch nicht explizit berücksichtigt haben. Diese Annahme ist im Sinne der zentralen Fragestellung konservativ, da aufgrund der zunehmenden privilegierten elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien das Niveau der Residuallast, die durch die konventionellen Kraftwerke zu decken ist, sinken wird.

Der physikalische Elektrizitätsaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern ist in den letzten Jahren durch einen Ausfuhrüberschuss geprägt. Von 1991 bis 2008 hat der Austauschsaldo (als Differenz aus Importen und Exporten) durchschnittlich $-4,9$ TWh betragen [6, 7]. Neben einzelnen Jahren mit einem Netto-Import (z. B. 1994–95, 2000) ist Deutschland seit dem Jahr 2003 Netto-Exporteur mit einer ansteigenden Tendenz.

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des deutschen Austauschsaldo gegenüber den benachbarten nationalen Elektrizitätsmärkten ist nicht Gegenstand dieser Studie.⁵ Für diese Untersuchung werden zukünftige Austauschsaldo deshalb zu Null angenommen.⁶ Diese Annahme ist erneut konservativ im Sinne der vorliegenden Fragestellung, da eine mögliche ausgleichende Wirkung der fluktuierenden elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch den Elektrizitätsaustausch nicht berücksichtigt wird.

Netto-Elektrizitäts-
erzeugung:
571 TWh konst.

Bei Fortschreibung historischer Netzverluste entsprechen diese Annahmen einer Netto-Elektrizitätserzeugung (ohne Pumparbeit) von etwa 571 TWh in den Jahren 2020 und 2030.

3.1.2 Energieträgerpreise und CO₂-Zertifikatepreise

Der Rohölpreis ist in dem Zeitraum Ende der neunziger Jahre des vorigen Jahrhunderts bis in die Jahresmitte 2008 stark angestiegen, um dann einen drastischen Einbruch zu erfahren. Für die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise wird in beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ nach diesem Preiseinbruch im Jahr 2008 ein moderater Anstieg des Rohölpreises bis 2030 auf 75 US\$₂₀₀₇/bbl angenommen, von dem sich die Entwicklung des Heizöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreises ableitet. Die

⁵Die Integration von elektrischer Einspeisung aus Windkonvertern aus einer gesamteuropäischen Perspektive – allerdings nur bis zum Jahr 2015 – ist Untersuchungsgegenstand der „European Wind Integration Study (EWIS)“, die unter Beteiligung des IER, anderen wissenschaftlichen Instituten und einigen europäischen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt wird, vgl. <http://www.wind-integration.eu/>.

⁶ENTSO-E als Nachfolgeorganisation der UCTE trifft für die jährliche Rückschau des europäischen Verbundnetzbetriebs und zur Beurteilung der Lage in einzelnen Staaten eine ähnliche Annahme, indem sie in der Leistungsbilanz zum Referenzzeitpunkt die verbleibende Kapazität („Remaining Capacity“ und „Remaining Margin“) sowohl ohne als auch mit Elektrizitätsaustausch berechnet.

Preise für Braunkohlen hängen dagegen im Wesentlichen von der Struktur der Förderkosten am jeweiligen Ort des Abbaus ab. Die angenommene Entwicklung der Energieträgerpreise ist in Tabelle 3.1 dargestellt. Bei einer jährlichen Inflation von 2,3 % p. a. [21] betrage der Erdgaspreis im Jahr 2030 nominal 34,60 €/MWh und hätte sich dann in nominalen Geldwerten im Vergleich zum Jahr 2010 in etwa verdoppelt. Der leicht ansteigende Preis für Braunkohlen ist dadurch begründet, dass für eine weitere Förderung bis zum Jahr 2030 weitere Gruben aufgeschlossen werden müssen und die Kosten des Aufschlusses und Rückstellungen für eine Rekultivierung dieser neuen Gruben auf die Kosten der Braunkohlenförderung überwältigt werden. Die Preise für Kernbrennstoff beinhalten die gesamten Brennstoffkreislaufkosten.

	2007	2020	2030
Heizöl	55,9	33,8	37,4
Erdgas	26,3	19,3	20,5
Steinkohlen	9,2	7,7	7,9
Braunkohlen	3,8	4,1	4,4
Kernbrennstoff	2,5	2,5	2,5

Tabelle 3.1: Entwicklung der Energieträgerpreise frei Kraftwerk [$\text{€}_{2007}/\text{MWh}$].

Andere Projektionen des zukünftigen Rohölpreises halten höhere, jedoch auch unter Umständen niedrigere Preispfade für vorstellbar [21, 23], woraus sich dementsprechend andere Preise für die übrigen Energieträger ableiten ließen. Mit Blick auf die Systembetriebskosten eines primär fossil-thermischen Kraftwerksparks stellen die hier unterstellten moderat steigenden Energieträgerpreise wiederum eine eher konservative Annahme im Sinne der zu untersuchenden Fragestellung dar.

Moderate Energieträgerpreispfade

Die zukünftige Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises kann – ähnlich wie der Elektrizitätsaustausch zwischen den einzelnen Ländern – nur sinnvoll in einem auf ganz Europa ausgeweiteten Modellinstrumentarium projiziert werden. Darüber hinaus ist der Zertifikatspreis unmittelbar abhängig von der in Deutschland derzeit diskutierten Frage einer Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernkraftwerke, denn die langfristige Preiswirkung innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems (European Emission Trading System, EU ETS) wird bestimmt über die vereinbarten Emissionsobergrenzen. Bis zum Jahr 2012 geschieht das über nationale Allokationspläne, danach über eine europaweite Obergrenze.

Für die vorliegende Untersuchung wird vereinfachend von einem konstanten Niveau des CO₂-Zertifikatspreises in realen Geldwerten ausgegangen, vgl. Tabelle 3.2.

CO₂-Zertifikatspreis:
30 €/t konst.

	2007	2020	2030
CO₂-Zertifikatspreis	0,6	30,0	30,0

Tabelle 3.2: Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise [$\text{€}_{2007}/\text{t CO}_2$].

3.1.3 Nutzungssysteme erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung

Für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2020 und 2030 wird eine deutliche Ausweitung unterstellt, so dass entsprechend den Zielen der Bundesregierung in 2020 ein Anteil an der Elektrizitätserzeugung⁷ von rund 31 % erreicht wird. Bis 2030 steigt der Anteil auf etwa 42 % an. Tabellen 3.3 und 3.4 fassen die Annahmen über den zukünftigen Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Elektrizitätserzeugung zusammen.

	2007	2020	2030
Wind	22,25	47,11	61,90
... offshore	-	10,28	25,15
... onshore	22,25	36,83	36,75
Photovoltaik	3,81	14,66	20,22
Biomasse	3,14	6,10	6,18
Lauf- und Speicherwasser	4,72	4,42	4,42
Summe	33,92	72,29	92,72

Tabelle 3.3: Entwicklung der installierten Netto-Engpassleistung an Nutzungssystemen erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung [GW bzw. GW_p].

Die Elektrizitätserzeugung aus Windenergie steigt gemäß der vorliegenden Annahme von 40 TWh im Jahr 2007 auf 154 TWh im Jahr 2030 an, wobei dann etwa 88 TWh in Offshore-Windkonvertern erzeugt würden. Für die Elektrizitätserzeugung aus Photovoltaikanlagen wird davon ausgegangen, dass sie bis 2020 auf 13 TWh und bis 2030 auf 19 TWh ansteigt. Die Ausnutzung der Windkonverter bzw. der Photovoltaikanlagen wird aufgrund eines stärkeren Ausbaus auf dem Meer (offshore) bzw. in der freien Fläche zunehmen. Die Elektrizitätserzeugung aus Biomasse wird von etwa 24 TWh im Jahr 2007 auf 41 TWh im Jahr 2030 ansteigen. Hier ist aufgrund eines rückläufigen Anteils der Deponie- und Klärgasnutzung und einer besseren Anpassung an die zunehmend durch Kraft-Wärme-Kopplung bediente Versorgungsaufgabe ebenfalls eine zukünftig steigende Ausnutzung der Erzeugungsanlagen festzustellen. Das Nutzungspotential der Wasserkraft mit Lauf- und Speicherwasserkraftwerken ist in Deutschland nahezu ausgeschöpft. Deshalb wird angenommen, dass die elektrische Erzeugung mit diesen Anlagen in etwa auf einem konstanten Niveau von 24 TWh verbleiben wird.

Wie zuvor erläutert orientiert sich diese Untersuchung an den derzeitigen Zielen der Bundesregierung zur Ausweitung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien. Andere Projektionen des Ausbaus und der Nutzung erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung gehen teilweise ähnlich vor, allerdings bestehen Unterschiede in der Beurteilung der Entwicklungspfade einzelner Erzeugungstechnologien. Die vorliegenden Annahmen zur Elektrizitätserzeugung der Windkonverter, insbesondere derjenigen auf

⁷In dieser Untersuchung werden die Quoten als Anteil an der Netto-Elektrizitätserzeugung ohne Pumpspeicherung ausgewiesen.

Tabelle 3.4: Entwicklung der Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien [TWh] und ihr Anteil an der gesamten Netto-Elektrizitätserzeugung [%].

	2007	2020	2030
Wind	40	102	154
... offshore	-	36	88
... onshore	40	65	65
Photovoltaik	3	13	19
Biomasse	24	37	41
Lauf- und Speicherwasser	21	24	24
Summe	88	176	238
Anteil	15	31	42

dem Meer, müssen als ambitioniert eingeschätzt werden und liegen über den Erwartungen in Szenarien aktueller anderer Studien [23, 24, 27]. Bezüglich der Elektrizitätserzeugung aus Photovoltaikanlagen ergibt sich ein differenzierteres Bild: während die vorliegende Annahme optimistischer ist als die Projektion in den „Politikszenerarien IV“ [24] und im „Energiewirtschaftlichen Gesamtkonzept 2030“ [23], erwartet die „Leitstudie 2008“ [27] eine um etwa 2 bis 3 TWh höhere Einspeisung aus Photovoltaikanlagen in 2020 und 2030. Die angenommene Nutzung der Biomasse zur Elektrizitätserzeugung ordnet sich in die Bandbreite der „Politikszenerarien IV“ [24] ein, während die Szenarien im „Energiewirtschaftlichen Gesamtkonzept 2030“ [23] tendenziell darunter und das Szenario der „Leitstudie 2008“ [27] darüber liegen.

Hohe Ausbaupfade
für Wind und
Photovoltaik

Aufgrund hoher Explorations- und Kostenrisiken bei der Nutzung geothermischer Ressourcen erscheint das Potential der Erdwärme zur Elektrizitätserzeugung begrenzt. Die optimistischste Einschätzung gibt das „Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario“ aus „Politikszenerarien IV“ [24] mit einer Elektrizitätserzeugung von 9,4 TWh in 2030. Für diese Untersuchung wurde die Elektrizitätserzeugung aufgrund des begrenzten Potentials vernachlässigt.

Insgesamt wird unterstellt, dass die Privilegierung der elektrischen Einspeisung aus den Nutzungssystemen erneuerbarer Energien auch zukünftig besteht. Eine von der Bundesregierung angestrebte intensivierete Nutzung der Windkonverter auf dem Meer – erst recht entsprechend der obigen Annahme – ist nur bei einem deutlichen Ausbau des Elektrizitätsnetzes vorstellbar. Deshalb wird ebenfalls unterstellt, dass mit dem jüngst in Kraft getretenen Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EnLAG) potentielle Netzengpässe bei der Integration der durch offshore-Windkonverter eingespeisten Elektrizität in Zukunft vermieden werden.

3.1.4 Speichertechnologien

Bei einem zunehmenden Ausbau der Nutzungssysteme erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung wird die Residuallast im Niveau sinken und insgesamt einen volatileren Verlauf annehmen, vgl. Abschnitt 4.2. Immer häufiger nimmt die Residuallast niedrige Werte an und prinzipiell sind in Zukunft auch Situationen zu erwarten, in denen aufgrund des hohen Anteils privilegierter Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien eine im Elektrizitätssystem zu integrierende Überschussenergie (im Sinne einer negativen Residuallast) auftritt. Deshalb werden Systeme zur Speicherung von Elektrizität eine zunehmende Bedeutung gewinnen, um die fluktuierende elektrische Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und auszugleichen.

In dieser Untersuchung werden drei Speichertechnologien berücksichtigt:

- Pumpspeicherkraftwerke,
- Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke (als endogene Zubauoption) und
- mobile Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen (Elektromobilität).

Neben großtechnisch bewährten Pumpspeicherkraftwerken sind Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke und die Elektromobilität als zukünftig verstärkt nutzbare Speicherkonzepte anzusehen, allerdings sind prinzipiell auch andere technische Systeme einer Speicherung von Elektrizität denkbar und letztlich eine Frage der technischen Weiterentwicklung und Anwendung.

Es werden die derzeitigen *Pumpspeicherkraftwerke* in Deutschland mit einer elektrischen Gesamtleistung von 6,7 GW sowie diejenigen Anlagen⁸, die von deutschen Betreibern im benachbarten Ausland betrieben werden, berücksichtigt. Die Pumpspeicher werden in insgesamt acht Kraftwerksklassen differenziert nach Turbinenleistung und Speichernenninhalt abgebildet, vgl. Tabelle 3.5. Von den beiden derzeit in Planung befindlichen Neubauprojekten in Atdorf und Forbach wird lediglich die erstgenannte Anlage mit Realisierung in 2020 aufgenommen. Pumpspeichersysteme haben sich schon lange für verschiedene Betriebsarten bewährt, hierzu gehören der Lastausgleich (Energieveredelung im Wälzbetrieb) und das Abfangen extremer Leistungsschwankungen, der Einsatz zur Primär- und Sekundärregelung oder der Blindleistungsausgleich [19, S. 639 f]. Manche Pumpspeicherkraftwerke, die über getrennte Pumpen- und Turbinenlaufräder sowie separate Druckrohrverbindungen verfügen, können im hydraulischen Kurzschlussbetrieb gefahren werden. Hierbei wird während des Pumpvorganges zugleich ein Teil des Wassers über die Turbine in das Unterbecken zurückgeführt. In dieser Betriebsart können

⁸Es handelt sich um insgesamt fünf Anlagen in Österreich, Luxemburg und der Schweiz mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 2,8 GW.

Pumpspeicherkraftwerke in voller Leistungsbandbreite zur Primär- und Sekundärregelreserve beitragen [19, S. 654].

	Turbinenleistung	Speichernenninhalt
Klasse 1	340	116,3
Klasse 2	130	1,7
Klasse 3	5214	26,1
Klasse 4	528	4,2
Klasse 5	528	4,2
Klasse 6	65	0,3
Klasse 7	1000	13,0
Klasse 8	2795	14,0
Summe	10600	179,7

Tabelle 3.5: Pumpspeicherkraftwerke: Turbinenleistung [MW] und Speichernenninhalt [GWh].

Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke basieren auf einem zeitlich entkoppelten Gasturbinenprozess: über den Verdichter komprimierte Luft wird in einen unterirdischen Speicher (z. B. Salzstockkavernen) geleitet, um dann zur Spitzenlastzeit als Verbrennungsluft in einer Gasturbine genutzt zu werden. Im Gegensatz zum klassischen offenen Gasturbinenprozess muss die verdichtete Luft zur unterirdischen Einspeicherung abgekühlt und später vor bzw. in der Brennkammer der Gasturbine wieder aufgewärmt werden. Um diese Energieverluste zu verringern, wird in adiabaten Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerken ein regenerativer Wärmeaustausch über einen Feststoffspeicher genutzt. Für diese Untersuchung sind jedoch ausschließlich konventionelle, diabate Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke als Speicheroption berücksichtigt worden und es wird angenommen, dass zusätzlich zu der Anlage in Hundedorf ab dem Jahr 2015 höchstens 800 MW/a an Anlagenkapazitäten zugebaut werden können. Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke sind aufgrund ihres geringeren Nutzungsgrades Pumpspeicherkraftwerken in ihrem Betrieb wirtschaftlich unterlegen, könnten jedoch zur Regelenergiebereitstellung eine zunehmende Bedeutung gewinnen.

Zur Zwischenspeicherung größerer Elektrizitätsmengen erscheinen aus heutiger Sicht neben den zuvor erwähnten Pumpspeicher- und Druckluft-Gasturbinenkraftwerken auch Batteriespeicher geeignet. Batteriespeicher (Akkumulatoren) können in unterschiedlicher Form ausgeführt werden. Neben stationären Systemen, wie Natrium-Schwefel-Batterien oder Redox-Flow-Batterien werden den *mobilen Batteriespeichern* (in Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybriden) zukünftig ein zunehmendes Speicherpotential zugeschrieben. Elektromobilität erfährt in Deutschland derzeit eine besondere Förderung durch die Politik und ist mit positiven Erwartungen hinsichtlich der Reduzierung von Emissionen (z. B. CO₂, CO, Feinstaub oder Lärm) im Straßenverkehr sowie einer verringerten Abhängigkeit von Mineralöl als Energieträger verbunden. Für diese Untersuchung wird angenommen, dass in Anlehnung an die Ziele der Bundesregierung [10] bis zum Jahr 2020

Elektrofahrzeuge
als mobile
Batteriespeicher

bzw. 2030 insgesamt eine bzw. fünf Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland in den Verkehr gebracht werden. Entsprechend tagesabhängiger Nutzungsprofile von Elektrofahrzeugen wird unterstellt, dass Lithium-Ionen-Akkumulatoren mit einer Teilkapazität zur Speicherung und Rückspeisung elektrischer Energie genutzt werden können und die hierzu erforderliche Infrastruktur zur Verfügung stehen wird.

3.2 Kraftwerkspark in 2020 und 2030

Unter den zuvor skizzierten energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen ergibt sich aus einer modellgestützten Analyse⁹ die in Abbildung 3.1 dargestellte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2030, in der die heute begonnenen Kraftwerksprojekte [5] als exogene Vorgabe enthalten sind.

Für das Szenario „Kernenergieausstieg“ gelten die derzeitigen Restlaufzeiten für die bestehenden Kernkraftwerke. Unter den angenommenen technischen Lebensdauern für die anderen Kraftwerke werden von den derzeit genutzten thermischen Kapazitäten 55 GW bis 2020 und 81 GW bis 2030 vom Netz gehen. Unter Berücksichtigung des unterstellten Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Elektrizitätserzeugung entsteht ein Investitionsbedarf von 22 GW bis 2020 bzw. 44 GW bis 2030 an neuen thermischen Erzeugungskapazitäten, von denen rund 14 GW bereits durch die begonnenen Investitionsprojekte bis zum Jahr 2013 realisiert sein werden. Der verbleibende Teil wird überwiegend durch erdgasbefeuerte Kraftwerke, insbesondere Erdgas-Kombianlagen gedeckt.

22 GW geringerer
Zubaubedarf bei
Laufzeitverlänge-
rung bis 2030

Für das Szenario „Laufzeitverlängerung“ wird angenommen, dass sich die heutigen Kernkraftwerke auch noch im Jahr 2030 in Betrieb befinden. Durch eine Aufhebung der Laufzeitverkürzung der Kernkraftwerke bleibt zuzüglich zu den bereits begonnenen Neubaulprojekten mit 14 GW bis 2020 nur noch ein Investitionsbedarf von weniger als 1 GW, bis 2030 von 9 GW, der ebenfalls hauptsächlich durch erdgasbefeuerte Kraftwerke gedeckt wird.

Für Speichertechnologien sind lediglich Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke als endogene Zubaumöglichkeit vorgesehen, vgl. Abschnitt 3.1.4. In beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ ergibt sich für diese Technologie kein ausgeprägter Investitionsbedarf. Während die gesamten Kapazitäten der Speicherkraftwerke in beiden Szenarien vergleichbar sind, ist ihr Einsatz zu einer optimalen Speicherbewirtschaftung jedoch differenziert zu betrachten, siehe Abschnitt 5.1.

⁹Eine detaillierte Beschreibung des auf den deutschen Elektrizitätsmarkt angewendeten Fundamentalmodells E2M2s befindet sich in Abschnitt B.1.

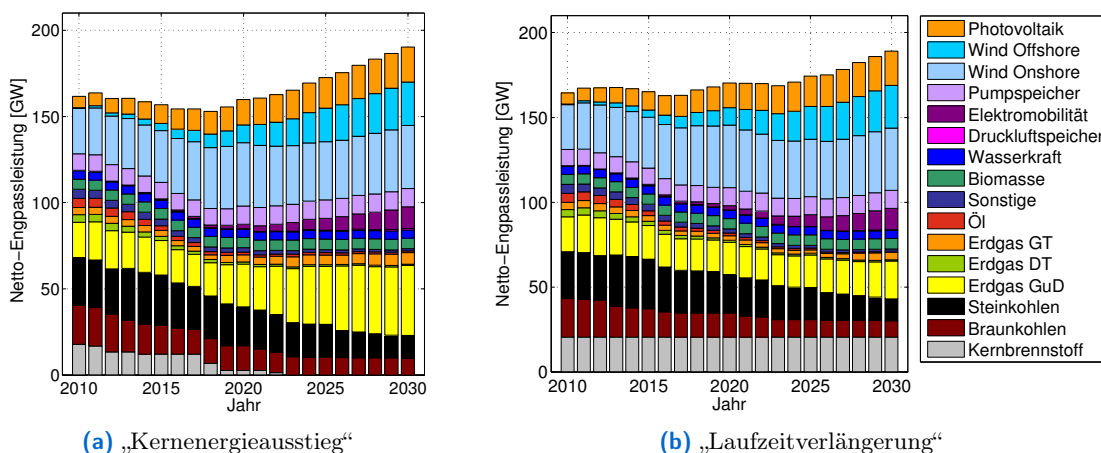


Abbildung 3.1: Projektion der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2030.

Abbildung 3.2 stellt noch einmal die Kraftwerksstruktur in beiden Betrachtungsjahren 2020 und 2030 für die beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ gegenüber.

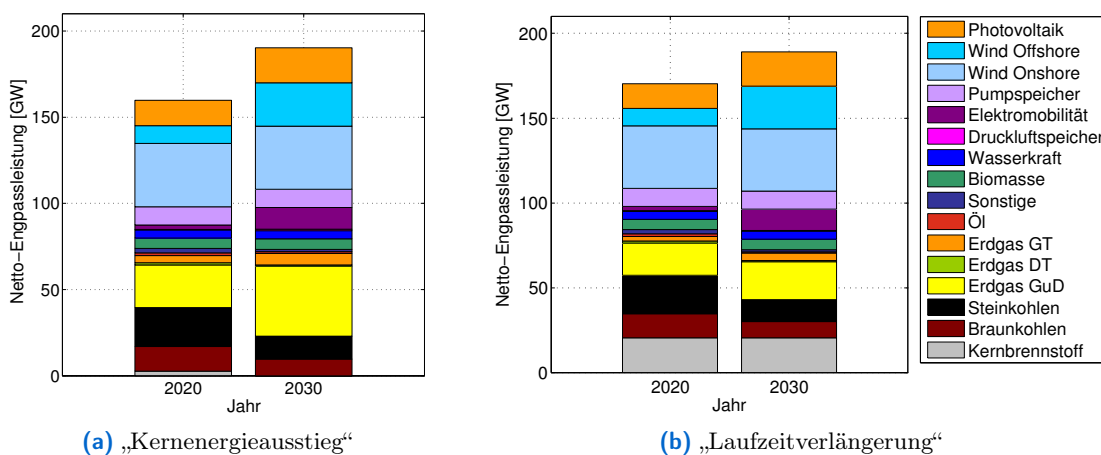


Abbildung 3.2: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in 2020 und 2030.

Die Projektion der zukünftigen Kraftwerksstruktur orientiert sich an den gesamten Systemkosten und unter Berücksichtigung der erforderlichen Versorgungszuverlässigkeit, indem stets ausreichende Reserve-/Regelleistung bereitgestellt wird. Im Modell wird neben ungeplanten Ausfällen thermischer Kraftwerke auch der Reservebedarf für die fluktuierende elektrische Einspeisung aus Windkonvertern ermittelt. Bei der Erstellung der

Leistungsbilanz im Elektrizitätsversorgungssystem [34] wird häufig der gesicherte Anteil der gesamten installierten Leistung an Windkonvertern als Leistungskredit ermittelt. Die Methode, die in der vorliegenden Untersuchung zur Bestimmung des Windleistungskredits verwendet wird, lehnt sich an übliche stochastische Verfahren an [22, 30, 31]. Unter der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Annahme des zukünftigen Ausbaus der Windkonverter sinkt der Windleistungskredit von 9,6 % im Jahr 2010 auf 6,6 % im Jahr 2020 bzw. 3,2 % im Jahr 2030.

Windleistungskredit
sinkt bis 2030 von
9,6 % auf 3,2 %

4 Integrationsaspekte bei einem hohen Anteil fluktuierender Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien

4.1 Netzlast und Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien

Für die stündliche Ganglinie der Nachfragelast sind Daten von ENTSO-E (ehemals UC-TE) verwendet worden, die jedoch auf die gesamte Netto-Elektrizitätserzeugung (ohne Pumparbeit) skaliert wurden.¹⁰ Die vorliegende Untersuchung bezieht sich also nicht nur auf die Elektrizitätserzeugung der Allgemeinen Versorgung einschließlich Deutsche Bahn AG, sondern berücksichtigt darüber hinaus die elektrische Einspeisung industrieller Eigenanlagen und Privater.

Lastganglinie
skaliert auf gesamte
Netto-Elektrizitäts-
erzeugung

Tabelle 4.1 stellt die Höchst- und Niedriglast der Elektrizitätsnachfrage in den beiden Betrachtungsjahren der installierten Leistung an Windkonvertern und Photovoltaikanlagen gegenüber. Die Netto-Engpassleistung der Nutzungssysteme fluktuierender erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung übertrifft in 2020 und 2030 die für diese Jahre angenommene Niedriglast bereits deutlich. Die Höhe der Residuallast als Differenz aus elektrischer Nachfrage und der Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen ist abhängig vom zeitlichen Zusammentreffen der Ganglinie der Nachfragelast und der Ganglinie der tatsächlichen Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien, vgl. Abschnitt 4.2.

Tabelle 4.1: Höchst- und Niedriglast der Elektrizitätsnachfrage sowie Netto-Engpassleistung fluktuierender erneuerbarer Energien in 2020 bzw. 2030 [GW bzw. GW_p].

	2020	2030
Höchstlast	87,54	87,54
Niedriglast	39,50	39,50
Netto-Engpassleistung Wind	47,11	61,90
Netto-Engpassleistung PV	14,66	20,22

4.2 Dynamik der Residuallast

Die Struktur der für diese Untersuchung zugrunde gelegten Residuallast in den Betrachtungsjahren 2020 und 2030 ergibt sich durch die Skalierung ausgewählter historischer

¹⁰Die Jahressumme der (unskalierten) Lastganglinie weicht sowohl von der von ENTSO-E als auch vom BDEW ausgewiesenen jährlichen Elektrizitätsnachfrage ab. Die Abweichungen könnten in unterschiedlichen Methoden der Datengewinnung liegen, vgl. hierzu [14].

Ganglinien der stündlichen Nachfragelast (Abschnitt 4.1), der viertelstündlichen Windenergieeinspeisung und des halbstündlichen Solarstrahlungsangebotes auf die jeweils angenommenen Energiemengen der elektrischen Nachfragelast und der Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen [20].

Die Ganglinie der Windenergieeinspeisung ist mit historischen Daten (tatsächliche Windenergieeinspeisung in den Übertragungsnetzgebieten und Windgeschwindigkeiten auf dem Meer des Jahres 2008) und unter der Berücksichtigung eines unterschiedlichen Ausbaupfades für Windkonverter im Inland und auf dem Meer (onshore bzw. offshore) erzeugt worden.

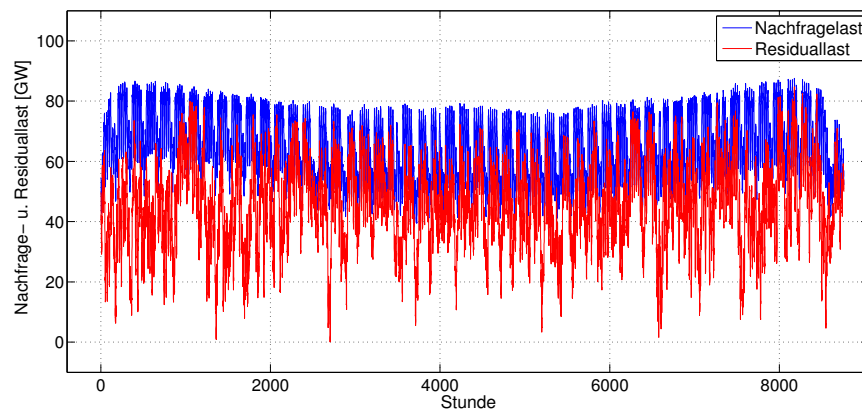


Abbildung 4.1: Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast im Betrachtungsjahr 2030 (Basis: skaliertes, historisches Winderzeugungsprofil 2008).

Residuallast wird im Niveau sinken und an Volatilität zunehmen

Abbildung 4.1 zeigt für das Betrachtungsjahr 2030 die resultierende Ganglinie der elektrischen Nachfrage- und Residuallast in viertelstündlicher Auflösung.¹¹ Es wird deutlich, dass aufgrund der hohen elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien die Residuallast im Niveau gegenüber der Nachfragelast sinken und in der Charakteristik wesentlich volatiler ausfallen wird.

Extreme Gradienten der Residuallast verdreifachen sich bis 2030

Die überwiegende Mehrzahl (über 90 %) der auftretenden Residuallastgradienten im Jahr 2030 liegt in einem Bereich von $-2,3$ bis $+2,4$ GW/15min, allerdings treten auch extreme Gradienten der Residuallast (verursacht durch extreme Gradienten der Windenergieeinspeisung) von bis zu -12 oder $+11$ GW/15min auf. Abbildung 4.2 verdeutlicht den zunehmenden Einfluss des Windgradienten auf den Gradienten der Residuallast (diagonale Anordnung der Datenpaare im Diagramm für das Jahr 2030) und verdeutlicht, dass sich die Gradienten im Jahr 2030 gegenüber der heutigen Situation mitunter mehr als verdreifachen.

¹¹Bei Zugrundelegung von Winderzeugungsprofilen auf der Basis anderer historischer Jahre kann der Verlauf der Residuallast anders ausfallen. Die Grundcharakteristik dürfte sich aber nicht verändern.

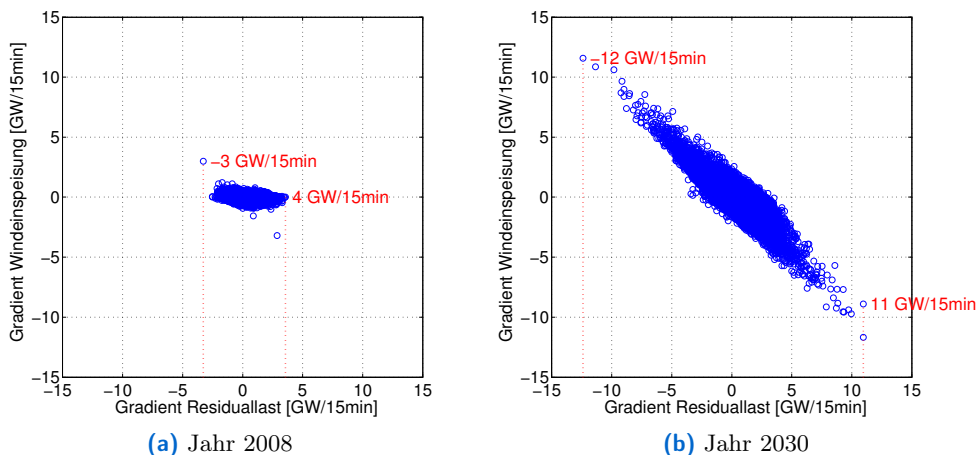


Abbildung 4.2: Gradient der Windenergieeinspeisung und Residuallast für die Jahre 2008 und 2030 (Basis: historisches bzw. skaliertes Winderzeugungsprofil 2008).

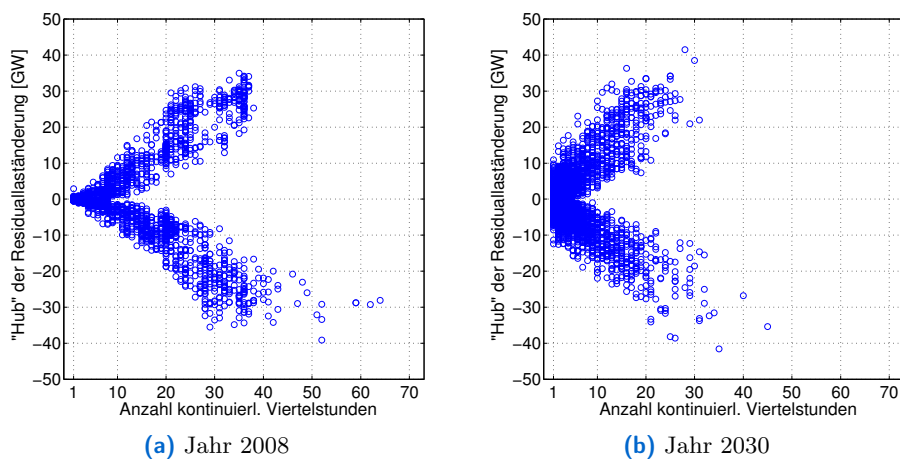


Abbildung 4.3: „Hub“ der Residuallaständerung für die Jahre 2008 und 2030 (Basis: historisches bzw. skaliertes Winderzeugungsprofil 2008).

Wenn in zusammenhängenden Viertelstunden die Gradienten der Residuallast in die gleiche Richtung wirken (gleiches Vorzeichen), können mitunter beträchtliche absolute „Hübe“ der Residuallast auftreten, denen durch das konventionelle Kraftwerkskollektiv gefolgt werden muss. Eine zunehmende elektrische Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien führt zwar dazu, dass aufgrund der steigenden Volatilität der Residuallast

Ansteigende „Hübe“ der Residuallast bis 2030

die Zeiträume mit gleichem Gradientenvorzeichen kürzer werden, allerdings steigen die absoluten „Hübe“ der Residuallast an, vgl. Abbildung 4.3.

4.3 Lastfolgefähigkeit thermischer Kraftwerke

Vorrangige
Einspeisung
fluktuierender
erneuerbarer
Energien erschwert
Abgrenzung der
Lastbereiche

Wie in Abschnitt 4.2 dargelegt worden ist, wird die vorrangige elektrische Einspeisung fluktuierender Energien aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen die Gestalt der durch den übrigen konventionellen Kraftwerkspark – vor allem thermische Kraftwerke – zu deckenden Residuallast erheblich verändern. Die in der Vergangenheit noch deutlicher voneinander abgrenzbaren Lastbereiche (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) werden deshalb zunehmend ineinander übergehen. Eine eindeutige (idealtypische) Zuordnung der Lastbereiche zu einzelnen Kraftwerkstypen (Grund-, Mittel- und Spitzenleistungskraftwerke) wird in Zukunft ebenfalls weniger deutlich ausfallen. Dennoch wird der Kraftwerkseinsatz weiterhin durch die Kostenstruktur des Kraftwerksparks und seine daraus resultierende Kraftwerkseinsatzreihenfolge (Merit Order) zur Deckung der Residuallast geprägt sein. An der hohen Einsatzpriorität der thermischen Kraftwerke mit besonders niedrigen variablen Erzeugungskosten (Kernkraftwerke und Braunkohlenkraftwerke) wird dies prinzipiell nichts ändern.

Bei zunehmend steilen Gradienten der Residuallast wird in Zukunft eine entscheidende Rolle spielen, inwiefern die technische Auslegung von Kraftwerken, die früher klassischerweise als Grund- bzw. Mittelleistungskraftwerke angesehen worden sind [35, S. 50], einen verstärkten Lastfolgebetrieb erlaubt, ohne hierdurch die variablen Erzeugungskosten deutlich zu erhöhen.

4.3.1 Konventionelle thermische Kraftwerke

Für den Betrieb konventioneller Wärmekraftwerke sind, in Abhängigkeit vom Anlagentyp, unterschiedliche betriebstechnische und -ökonomische Parameter entscheidend für deren Einsatz im Lastfolgebetrieb. Neben der Art der Leistungsregelung nimmt der leistungsabhängige Brennstoffverbrauch eine entscheidende Rolle beim dynamischen Verhalten des jeweiligen Kraftwerkstyps ein. Dabei stehen energietechnische und wirtschaftliche Fragen im Mittelpunkt.

Großen Anteil an der konventionellen Kraftwerksleistung haben Dampfturbinenkraftwerke (DT), die fast ausschließlich mit Stein- und Braunkohlen befeuert werden. Grundsätzlich erfolgt die Regelung in Dampfkraftwerken über die Regelung der Turbinen- und Heizleistung. Insbesondere die Heizleistung kann bei kohlenbefeuerten Anlagen nur begrenzt für die Leistungsänderung eingesetzt werden und von daher werden modifizierte

Regelungsverfahren für die Dampfturbinenkraftwerke eingesetzt. Dieses modifizierte Regelverhalten nutzt bei schnellen Leistungsänderungen von 5–10 % der Nennleistung das Speichervermögen des Kessels und bei größeren Leistungsbereichen (bis etwa 40 % der Nennleistung) das dynamische Verhalten der Feuerungsleistung über den Brennstoffmassenstrom aus. Schnelle Leistungsänderungen (Festdruckverfahren: Drossel- und Massenstromregelung) gehen mit großen Wirkungsgradeinbußen und hohen Wärmespannungen einher. Mit der Gleitdruckregelung erfolgen Leistungsregelungen langsamer. Dies führt zu geringeren Anlagenbelastungen und Wirkungsgradeinbußen. In der Praxis ist es daher üblich, einen Kompromiss aus beiden Verfahren zu nutzen. Die Leistungserhöhung von Mindest- auf Nennleistung folgt einem in Abbildung 4.4 vereinfacht dargestellten S-förmigen Verlauf. Die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten für die kohlenbefeuerten Kraftwerke liegen etwa bei 3 % der Nennleistung je Minute bei Braunkohlenkraftwerken und bei etwa 4 % der Nennleistung je Minute bei Steinkohlenkraftwerken.

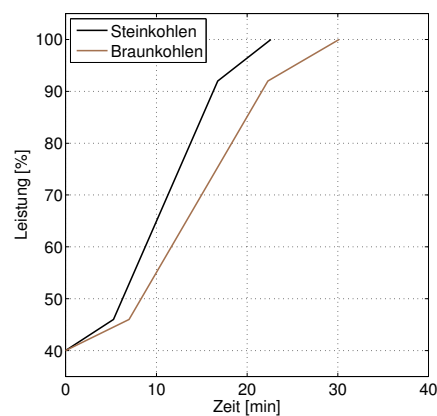


Abbildung 4.4: Leistungsänderung kohlenbefuener Kraftwerke, in Anlehnung an [32, S. 329].

Gasturbinenkraftwerke (GT) eignen sich wegen ihrer sehr kurzen Anfahrzeiten und ihrer schnellen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten (bis zu 20 % der Nennleistung pro Minute) besonders gut zur Deckung von Lastschwankungen. Gas- und ölbefeuerte Gasturbinen werden direkt über den Gasturbinen-Luftmassenstrom geregelt und meist so ausgeführt, dass sich Gasturbine und Generator auf einer Welle befinden. Im Teillastbetrieb reduziert sich der Wirkungsgrad aufgrund des stark abfallenden Verdichterwirkungsgrades deutlich um einige Prozentpunkte. Für Gasturbinen ist die Anfahrzeit aus dem Kaltstart zur Nennleistung in sehr kurzer Zeit bei gleichzeitig geringen Anfahrkosten möglich.

Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (Kombianlagen) nutzen die Kombination des Gasturbinen- und Dampfturbinenprozesses aus, um höhere Gesamtwirkungsgrade zu erreichen. Die Leistungsregelung erfolgt in vergleichbarer Art und Weise wie beim reinen Gasturbinenprozess, nur unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Dampfpaparameter. Bei Kraftwerksblöcken, die aus mehreren Gasturbinen bestehen, können zur Leistungsregelung einzelne Gasturbinen geregelt, beziehungsweise vollständig abgeschal-

tet werden, während die anderen Gasturbinen im optimalen Betriebsbereich fahren. Die Regelung der Leistung kann bis etwa 30 % der Nennleistung erfolgen. Innerhalb einer Viertelstunde ist es möglich, die Anlage von Mindestleistung auf Nennleistung hochzufahren. Im Vergleich zum reinen Gasturbinenprozess bleiben auch im Teillastbereich die Wirkungsgrade des Kombikraftwerks auf einem bedeutend höheren Niveau.

Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke

Tabelle 4.2 gibt eine Übersicht der wesentlichen dynamischen Eigenschaften konventioneller thermischer Kraftwerkstypen. Für eine realistische Modellierung (Abschnitte 3.2 und 5.1) des Kraftwerksbetriebs werden Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten angenommen, die der Vermeidung eines überhöhten Anlagenverschleißes und unruhiger Betriebsweisen Rechnung tragen sollen. In der Praxis existieren solche Zeiten nicht, da ein Kraftwerk stets unter Berücksichtigung von An- und Abfahrzeiten an- und abgefahren werden kann. Die angegebenen Anfahrzeiten beziehen sich auf den heißen Zustand der Anlagen.

Tabelle 4.2: Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke.

Kraftwerkstyp	Anfahrzeit	Mindestleistung	Mindeststillstandszeit	Mindestbetriebszeit	Wirkungsgradverlust bei P_{\min}	Leistungsänderungsgeschw.
	[h]	[%]	[h]	[h]	[%-Punkte]	[%/min]
Erdgas GT	0	20	0	1	22	20
Erdgas Kombi	1	33	2	4	11	6
Erdgas DT	1	38	2	4	6	6
Steinkohlen DT	2	38	2	4	6	4
Braunkohlen DT	2	40	6	6	5	3

4.3.2 Kernkraftwerke

Kernenergie wird schon heute zum Lastfolgebetrieb eingesetzt

Die bisherige Gestalt der Residuallast und die sehr geringen variablen Erzeugungskosten erlauben es, die Kernkraftwerke überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung und nur einzelne Anlagen (Kernkraftwerk Unterweser, Philippsburg 1 und Neckarwestheim 1) im Lastfolgebetrieb zu fahren [1]. In Frankreich werden etwa 40 Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb betrieben, um die im Elektrizitätsnetz nachgefragte Last durch ein äquivalentes Angebot an Elektrizität zu decken [29].

Kernkraftwerke gehören grundsätzlich zu den Dampfkraftwerken, unterscheiden sich aber wesentlich in der Natur ihrer Primärenergie und der Art der Dampferzeugung von fossilen Wärmekraftwerken. In Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes entsteht der Wasserdampf bei

leichtwassermoderierten Kernkraftwerken entweder unmittelbar im Reaktorkern (Siedewasserreaktor) oder über Dampferzeuger, die mit der im Reaktorkern freigesetzten Wärme beheizt werden (Druckwasserreaktor). Insbesondere bei der Kernenergienutzung muss die Lastfolgefähigkeit in Einklang mit den Systemen zur Überwachung und Regelung der Anlage stehen. Für die heute in Betrieb befindlichen Reaktoren war dies ein konzeptbestimmendes Auslegungskriterium und dementsprechend wurden die Kernüberwachung und die Reaktorregelung so ausgelegt, dass für einen Lastfolgebetrieb keine nachträgliche Ertüchtigung der Anlagen vorgenommen werden muss [26].

Keine nachträgliche Ertüchtigung der KKW notwendig

Druckwasserreaktoren

Die Leistungsregelung des Druckwasserreaktors (ca. 70 % der installierten nuklearen Kraftwerksleistung in Deutschland) erfolgt über den Einsatz von Steuerstäben und der im Reaktorkühlmittel gelösten Borsäure in Verbindung mit inhärenten Rückkopplungsmechanismen¹². Bei einer Leistungssteigerung erhöht sich die Dampfantnahme der Turbine und führt zu einer stärkeren Wärmeabfuhr in den Dampferzeugern. Im Leistungsbereich bis etwa 50 % der Nennleistung bleibt die mittlere Kühlmitteltemperatur des Reaktors konstant. Erst bei Leistungen unter 50 % der Nennleistung verringert sich die Kühlmitteltemperatur des Reaktors. Thermischen Spannungen und Reaktivitätssteigerungen im Reaktor wird dadurch entgegengewirkt. Die Steuerstäbe und die auch als „abbrennbares Neutronengift“ bezeichnete Borsäure gleichen sowohl während der Lastfolge als auch während des normalen Betriebs den durch Spaltprodukte (vor allem Xenon-135) verringerten Reaktivitätsverlust aus.

Reaktortyp	Baulinie	Leistung
Druckwasserreaktor	2	4537 MW
Druckwasserreaktor	3 (Vorkonvoi)	5437 MW
Druckwasserreaktor	4 (Konvoi)	4039 MW
Summe		14013 MW

Tabelle 4.3: Baulinien deutscher Druckwasserreaktoren.

Entsprechend der Auslegung der heute in Betrieb befindlichen Anlagen sind die deutschen Druckwasserreaktoren drei Baulinien zuzuordnen, vgl. Tabelle 4.3.

Abbildungen 4.5a und 4.5b zeigen die Leistungsgradienten bei Leistungserhöhung und Leistungsreduzierung der Druckwasserreaktoren in Abhängigkeit vom Leistungsbereich. Sowohl bei den Leistungserhöhungen als auch bei den Leistungsreduzierungen sind in

¹²Beispielhaft für einen inhärenten Rückkopplungsmechanismus ist, dass eine höhere Leistungsabgabe zu einer stärkeren Dampfantnahme führt. Dies bewirkt eine Reduzierung der mittleren Kühlmitteltemperatur im Primärkreis und damit eine Erhöhung der Moderatorichte.

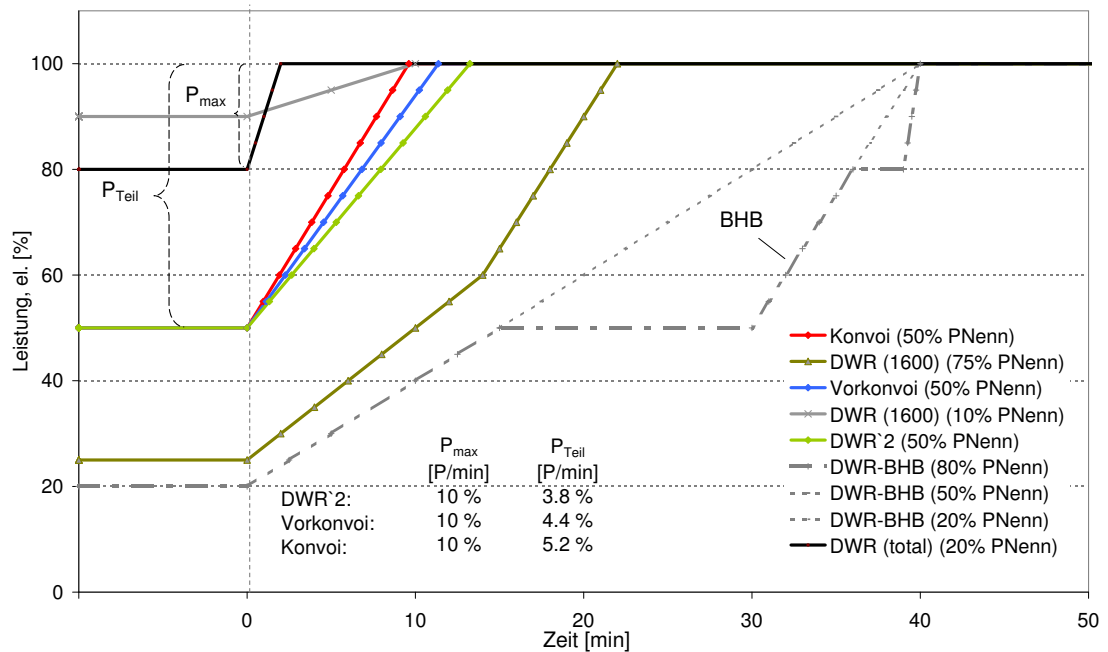


Abbildung 4.5a: Leistungserhöhung bei Druckwasserreaktoren.

Schnelle
Leistungsänderung
beim DWR bis
 $P_{\min} \geq 50\%$ der
Nennleistung

einer Zeit von maximal einer Viertelstunde Leistungsänderungen von 50 % der Nennleistung ($P_{\min} \geq 50\%$) möglich. Eine sehr schnelle Leistungsänderung erlaubt der Bereich oberhalb von 80 % der Nennleistung ($P_{\min} \geq 80\%$), mit maximalen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 10 % der Nennleistung pro Minute. Dieser Leistungsbereich kann deswegen auch sehr gut zur Frequenzstützung des Netzes eingesetzt werden. Die jeweiligen Betriebshandbücher (BHB) der Anlagen, in denen alle betriebstechnischen und sicherheitstechnischen Anweisungen für den bestimmungsgemäßen Betrieb hinterlegt sind, weisen für alle Druckwasserreaktoren höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und Leistungsbereiche aus (stufenförmig-gestrichelter Verlauf¹³ in den Abbildungen 4.5a und 4.5b). So sind in den Betriebshandbüchern für die Vorkonvoi- und Konvoi-Anlagen Leistungsänderungen bis 80 % der Nennleistung erlaubt ($P_{\min} \geq 20\%$).

Zusätzlich zu den angenommenen Leistungsgradienten der bestehenden Baulinien wurde der Gradientenverlauf für einen modernen Druckwasserreaktor mit einer Leistung von 1600 MW in die Darstellung aufgenommen. Der für neue Reaktoren beispielhafte Verlauf

¹³Dieser Verlauf in den Abbildungen 4.5a und 4.5b stellt den nach den Betriebshandbüchern möglichen Leistungsgradienten für Konvoi- und Vorkonvoianlagen dar. Diese maximal betrieblich zugelassenen Gradienten erlauben eine Leistungserhöhung von 20 % auf 100 % der Nennleistung innerhalb von 40 Minuten. Eine Leistungsabsenkung im Normalbetrieb ist im gleichen Zeitraum möglich.

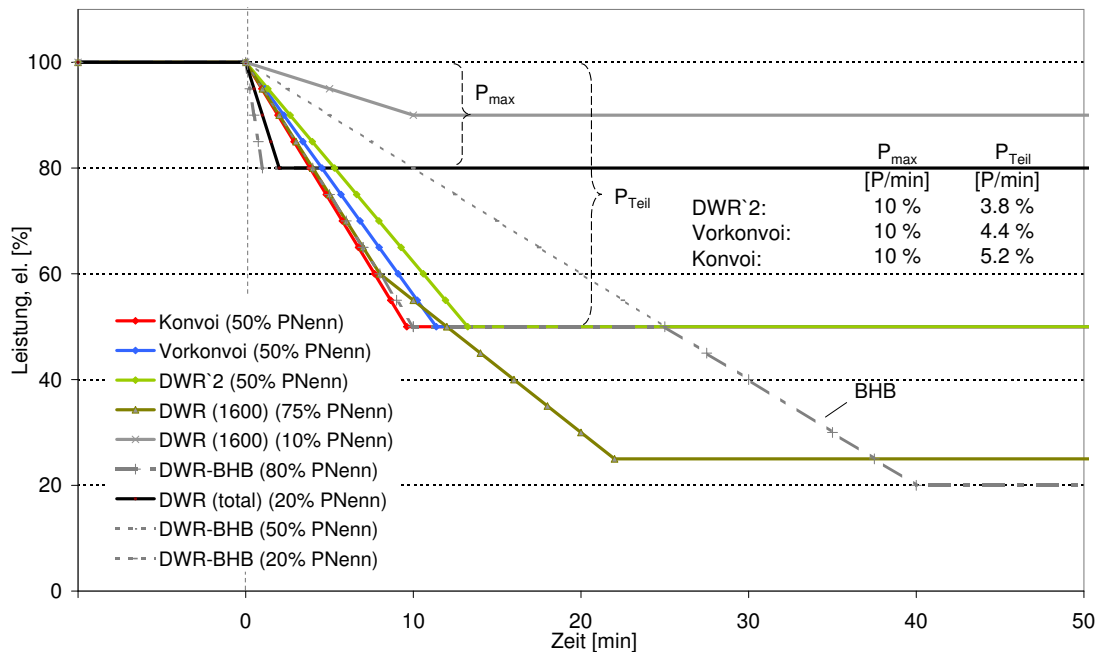


Abbildung 4.5b: Leistungsreduzierung bei Druckwasserreaktoren.

zeigt, dass bei neuen Kernkraftwerken die Lastfolgefähigkeit ebenfalls ein auslegungsbestimmendes Kriterium ist.

Siedewasserreaktoren

Siedewasserreaktoren stellen etwa ein Drittel (6734 MW) der installierten Kernkraftwerkskapazität und werden wegen ihrer Bau- und Betriebsweise gegenüber Druckwasserreaktoren anders geregelt. Wenngleich sich die Leistungsregelung eines Siedewasserreaktors durch die Beeinflussung der Moderatorndichte über den Dampfblasengehalt des siedenden Kühlmittels durch den Kerndurchsatz einfacher regeln lässt, können Siedewasserreaktoren nur mit etwa 40 % der Nennleistung ($P_{min} \geq 60 \%$) zur Lastfolge beitragen. Im Vergleich zum Druckwasserreaktor führt beim Siedewasserreaktor eine erhöhte Dampfentnahme zur Abnahme der Moderatorndichte, weil mit sinkendem Dampfdruck das Blasenvolumen im Kühlmittel zunimmt. Aus diesem Grund wird in Siedewasserreaktoren bei konstantem Systemdruck die Drehzahl der Umwälzpumpen für das Kühlmittel leistungsabhängig geregelt. Bei einer ansteigenden Leistungsnachfrage erhöht sich der Dampfdruck in der Turbine. In diesem Fall wird die Pumpendrehzahl erhöht, wodurch sich Anzahl, Verzweilzeit und Größe der Dampfblasen verringern und sich die

Hohe
Lastfolgefähigkeit
beim SWR bis
 $P_{min} \geq 60 \%$ der
Nennleistung

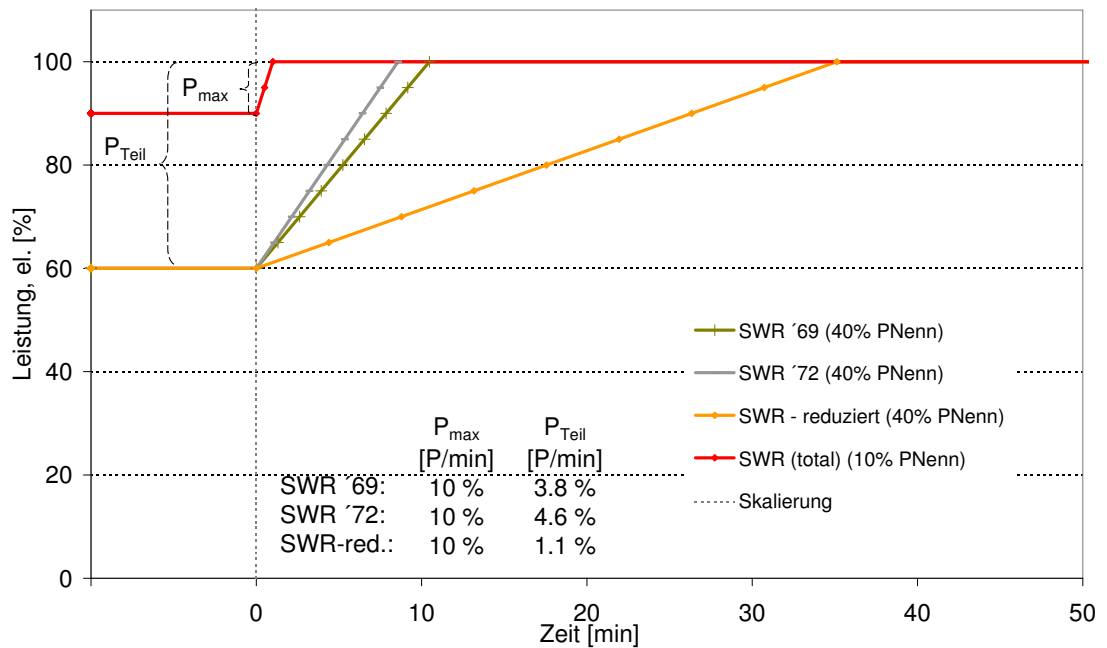


Abbildung 4.6a: Leistungserhöhung bei Siedewasserreaktoren.

Moderatordichte erhöht. Die erhöhte Moderatordichte führt zu einer größeren Anzahl an Spaltungen und zu einer höheren mittleren Brennstofftemperatur bzw. thermischen Leistung des Reaktorkerns.

Tabelle 4.4 führt die Baulinien deutscher Siedewasserreaktoren auf. Im oberen Leistungsbereich ($P_{\min} \geq 90\%$) sind beide Baulinien mit vergleichbaren Gradienten wie die Druckwasserreaktoren regelbar. Im Leistungsbereich zwischen 60 und 100 % der Nennleistung können Siedewasserreaktoren der Baulinie 69 mit rund 3,8 % der Nennleistung pro Minute und Siedewasserreaktoren der Baulinie 72 mit rund 4,6 % der Nennleistung pro Minute im Lastfolgebetrieb gefahren werden. Mögliche Brennstabschäden bei Siedewasserreaktoren können durch den reaktortypischen gemeinsamen Wasser-Dampfkreislauf zu eingeschränkten Leistungsänderungsgeschwindigkeiten führen und die Lastfolgefähigkeit auf etwa 1 % der Nennleistung pro Minute verringern. Auch bei den Siedewasserreaktoren erlauben die in den Betriebshandbüchern aufgezeigten Leistungsgradienten erheblich schnellere Leistungsänderungen als die in den Abbildungen 4.6a und 4.6b dargestellten Verläufe, sowohl für die Leistungserhöhung als auch für die Leistungsreduzierung.

Im Hinblick auf das technische Potential für den Lastfolgebetrieb ist der Einsatz von Kernkraftwerken in Deutschland mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 % der Nennleistung pro Minute im Normalbetrieb bei anlagenschonender Betriebs-

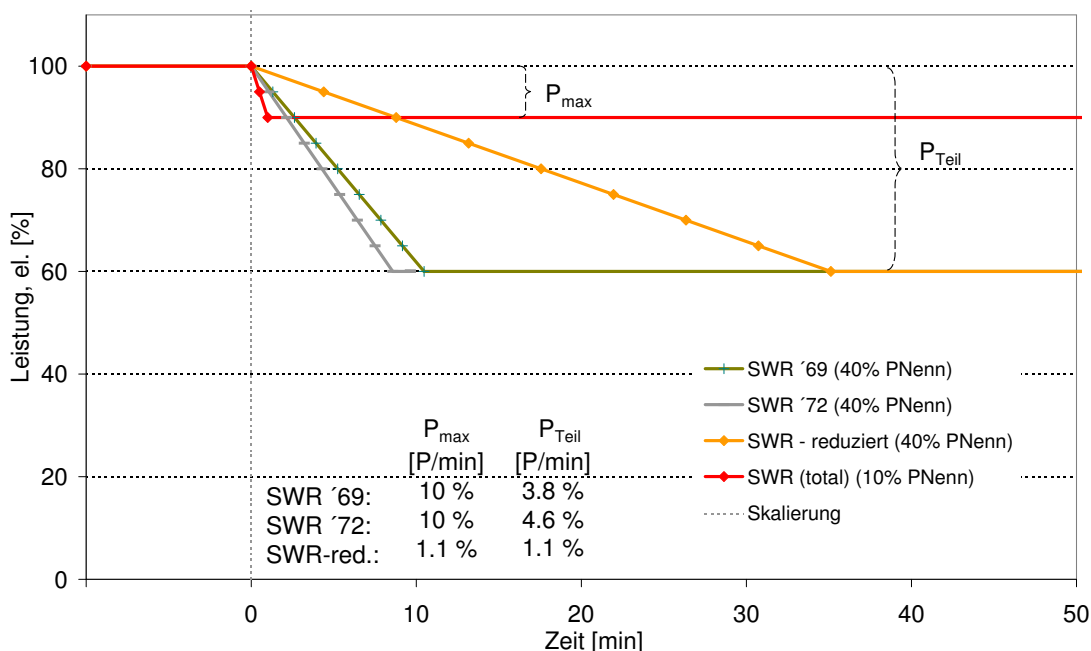


Abbildung 4.6b: Leistungsreduzierung bei Siedewasserreaktoren.

weise möglich, wobei im oberen Leistungsbereich von über 80 bzw. 90 % der Nennleistung sogar Lastfolgebetrieb von bis zu 10 % der Nennleistung pro Minute gefahren werden kann. Die Wirkungsgradeinbußen von etwa fünf Prozentpunkten im Teillastbereich sind relativ gering. Die installierte Netto-Engpassleistung der Druckwasserreaktoren erlaubt ein technisches Potential von etwa 7 GW, das dem Lastfolgebetrieb innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung gestellt werden kann. Siedewasserreaktoren können maximal mit einer Leistung von 2,6 GW im Lastfolgebetrieb innerhalb einer Viertelstunde gefahren werden. Daraus ergibt sich ein Gesamtpotential von 9,6 GW an nuklear installierter Leistung für den Lastfolgebetrieb.

KKW können bis zu 9,6 GW Lastfolgebetrieb leisten

Zusammenfassend wird deutlich, dass Kernkraftwerke in Teillast einen vergleichbaren Lastfolgebetrieb wie kohlenbefeuerte Anlagen fahren können, wobei sie im oberen Leistungsbereich noch höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten ermöglichen.

Reaktortyp	Baulinie	Leistung
Siedewasserreaktor	69	4046 MW
Siedewasserreaktor	72	2688 MW
Summe		6734 MW

Tabelle 4.4: Baulinien deutscher Siedewasserreaktoren.

5 Analyse der betrieblichen und ökonomischen Aspekte eines Kraftwerksportfolios mit bzw. ohne Kernenergie

5.1 Einsatz konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Residuallast

Zur Betrachtung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ erfolgt eine modellbasierte Bestimmung der kostenoptimalen Deckung der verbleibenden Residuallast in stündlicher Auflösung. Hierbei werden zu jedem Zeitpunkt betriebliche Restriktionen wie Mindestleistung, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten, die durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung zu deckende Wärmenachfrage, die vorzuhaltende Primär- und Sekundärregelreserve sowie Anfahr- und Erzeugungskosten und verfügbare Speichermöglichkeiten beachtet.¹⁴

5.1.1 Jährliche Elektrizitätserzeugung in 2020 und 2030

Die Integration der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien ist in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ gleichermaßen zuverlässig möglich. Der verbleibende Residuallastgang kann in beiden Varianten zu allen Stunden gefolgt werden. Bei Berücksichtigung der in Abschnitt 3.1 skizzierten energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen und des in Abschnitt 3.2 dargestellten Kraftwerkparcs ergibt sich die in Abbildung 5.1 in Abhängigkeit des Energieträgers dargestellte jährliche Elektrizitätserzeugung inklusive Pumparbeit für die beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ und für die Jahre 2020 und 2030.

Residuallast kann in beiden Szenarien zuverlässig gedeckt werden

Entsprechend den vorliegenden Erzeugungskapazitäten der beiden Szenarien ist ein deutlicher Rückgang des Anteils der Elektrizitätserzeugung durch fossil befeuerte Kraftwerke im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ zu erkennen. Während im Betrachtungsjahr 2020 im Szenario „Kernenergieausstieg“ die Elektrizitätserzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke ein Anteil von 62 % erreicht, beträgt dieser im Szenario „Laufzeitverlängerung“ lediglich 38 %. Ferner nimmt die Auslastung der einzelnen fossil befeuerten Kraftwerke, insbesondere der kohlenbefeuerten Kraftwerke und der gasbefeuerten Kombi-Anlagen (GuD-Anlagen), gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ ab. Die im Betrachtungsjahr 2020 im Szenario „Kernenergieausstieg“

Laufzeitverlängerung: Rückgang der Erzeugung durch fossil befeuerte Kraftwerke

¹⁴Eine ausführliche Beschreibung des hierzu verwendeten Optimierungsmodells findet sich in Abschnitt B.2.

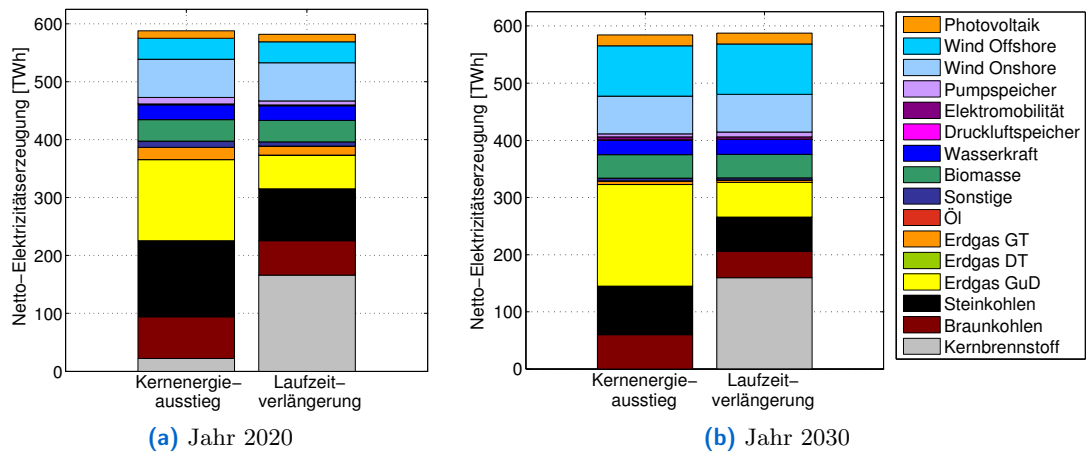


Abbildung 5.1: Jährliche Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ in 2020 und 2030.

verbleibenden zwei Kernkraftwerke tragen mit einem Anteil von 4 % und rund 8360 Volllaststunden zu der gesamten jährlichen Elektrizitätserzeugung bei. In der Variante „Laufzeitverlängerung“ weist das gesamte Kollektiv der Kernkraftwerke einen Erzeugungsanteil von 29 % auf, wobei sich deren Volllaststunden auf circa 8100 Stunden verringern. Das Betrachtungsjahr 2030 weist eine ähnliche Charakteristik der jährlichen Erzeugungsstruktur auf. Hier sinkt der Anteil der fossil befeuerten Kraftwerke von 56 % in der Variante „Kernenergieausstieg“ auf 29 % in der Variante „Laufzeitverlängerung“ ab. Mit 27 % nehmen Kernkraftwerke erneut einen hohen Anteil der jährlichen Elektrizitätserzeugung in der Variante „Laufzeitverlängerung“ ein. Bedingt durch die Teilnahme der Kernkraftwerke am Lastfolgebetrieb, siehe hierzu die weitere Diskussion in Abschnitt 5.1.2, sinken hierbei die Volllaststunden gegenüber dem Jahr 2020 auf rund 7800 Stunden. Die beiden betrachteten Varianten führen weiterhin zu einem unterschiedlichen Betrieb der abgebildeten Speichertechnologien. So weisen im Betrachtungsjahr 2020 die Pumpspeicherkraftwerke im Szenario „Kernenergieausstieg“ eine jährliche Elektrizitätserzeugung von 11 TWh und im Szenario „Laufzeitverlängerung“ von 7 TWh auf. Die höhere Elektrizitätserzeugung der Pumpspeicherkraftwerke im Szenario „Kernenergieausstieg“ mit hohem Anteil fossil befeuerter Kraftwerke begründet sich durch einen vermehrten Wälzbetrieb dieser Speicherkraftwerke zur Vermeidung des Einsatzes von Kraftwerken mit hohen variablen Erzeugungskosten. Die Elektrizitätserzeugung der mobilen Batteriespeicher mit geringem Speichervolumen ist dagegen mit jeweils circa 1 TWh in beiden Varianten vergleichbar. Die jährliche Erzeugung der Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke ist mit 0,05 TWh im Szenario „Kernenergieausstieg“ gering, im Szenario „Laufzeitverlängerung“ kann diese nahezu vernachlässigt werden. Im Betrachtungsjahr 2030 beträgt die jährliche Elektrizitätserzeugung

tätserzeugung der Pumpspeicherkraftwerke im Szenario „Kernenergieausstieg“ 5,3 TWh und im Szenario „Laufzeitverlängerung“ 8,3 TWh. Der hier für das Betrachtungsjahr 2030 beobachtbare Anstieg in der Variante „Laufzeitverlängerung“ gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ ist auf eine höhere Opportunität der Speicherung der Elektrizitätserzeugung aus Kernkraftwerken gegenüber der Erzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken zurückzuführen. Der Einsatz mobiler Batteriespeicher steigt im Betrachtungsjahr 2030 an. Diese tragen mit weiteren 5,3 TWh im Szenario „Kernenergieausstieg“ und mit 4,6 TWh im Szenario „Laufzeitverlängerung“ zur jährlichen Elektrizitätserzeugung bei. Erneut fällt die Elektrizitätserzeugung der Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke mit 0,09 bzw. 0,03 TWh gering aus.

5.1.2 Betrachtung ausgewählter Zeiträume

Um den Lastfolgebetrieb konventioneller Kraftwerke in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ bei extremen Ausprägungen der Residuallast zu charakterisieren, wird im Folgenden für die Betrachtungsjahre 2020 und 2030 der Kraftwerkseinsatz zu ausgewählten Zeitbereichen näher betrachtet. Hierbei wird insbesondere der Frage nachgegangen, wie Kernkraftwerke aus betrieblicher Sicht bei stark fluktuierender Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien am Lastfolgebetrieb teilnehmen. Für das Jahr 2020 wird hier exemplarisch der Einsatz der konventionellen Kraftwerke während des Zeitraums mit dem maximalen mehrstündigen Rückgang der Residuallast betrachtet, siehe Abbildung 5.2a für das Szenario „Kernenergieausstieg“ und Abbildung 5.2b für das Szenario „Laufzeitverlängerung“. Der maximale Rückgang der Residuallast beträgt 44,2 GW innerhalb von 12 Stunden ausgehend von einer Höhe von 64,9 GW (Stunde 18 am zweiten Tag) auf eine Höhe von 20,7 GW (Stunde 5 am dritten Tag). Zu Beginn dieser Periode wird in beiden Varianten zunächst die Elektrizitätserzeugung der Speicher eingestellt. Anschließend erfolgt im Szenario „Kernenergieausstieg“ eine deutliche Reduzierung der Erzeugungsleistung der gas- und steinkohlenbefeuerten Kraftwerke. Die Erzeugungsleistung der braunkohlenbefeuerten Kraftwerke wird weniger stark reduziert. Das Niveau der Residuallast ist während des betrachteten Zeitraums weit höher als die installierte Netto-Engpassleistung der in diesem Szenario noch vorhandenen Kernkraftwerke, so dass diese durchgängig mit ihrer maximalen Netto-Erzeugungsleistung zur Lastdeckung beitragen.¹⁵ Zum Abschluss des zwölfstündigen Zeitraums mit maximalem Rückgang der Residuallast bleibt die Erzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke nahezu konstant und überschüssige Energie wird eingespeichert. Dem nachfolgenden Anstieg der Residuallast wird zunächst durch eine Anhebung der Erzeugungsleistung der kohlen- sowie der gasbefeuerten Kraftwerke begegnet. Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ wird

Kernenergieausstieg:
vorwiegender
Lastfolgebetrieb
durch erdgas- und
steinkohlenbefeuerte
Anlagen

¹⁵Mit einer minimalen Residuallast von 14,5 GW für das Betrachtungsjahr 2020 ist die Residuallast im Szenario „Kernenergieausstieg“ ständig bedeutend höher als die installierte Engpassleistung der Kernkraftwerke, siehe auch Anhang.

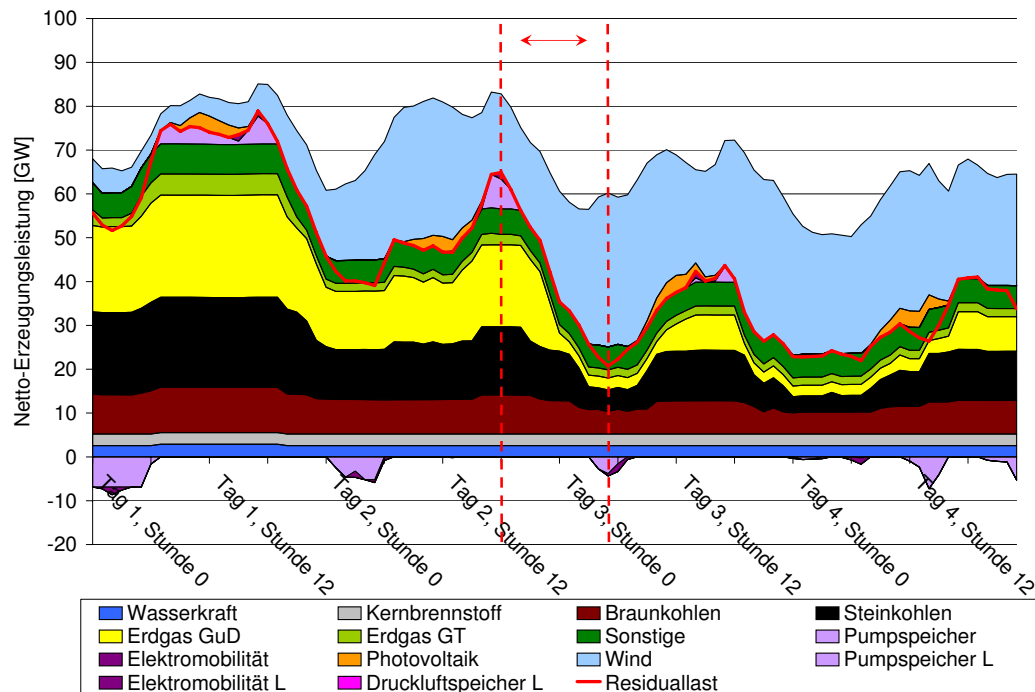


Abbildung 5.2a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen Rückgangs der Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“.

Speicher
ermöglichen
gleichmäßigen
Betrieb
konventioneller
Kraftwerke

während der Zeitperiode des maximalen Rückgangs der Residuallast zusätzlich zur Erzeugung der gas- und steinkohlenbefeuerten Kraftwerke die Erzeugung der braunkohlenbefeuerten Kraftwerke deutlich reduziert. Die verbleibende Erzeugung aus fossil befeuerten Anlagen entstammt zum größten Teil aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, deren Betrieb zur Deckung der Wärmenachfrage weiterhin erforderlich ist. Die darüber hinaus im Betrieb stehende Kondensationsanlagen tragen zur Vorhaltung von Regelleistung bei. Die Erzeugung der Kernkraftwerke entspricht während des gesamten Zeitraums der installierten Netto-Engpassleistung aller 17 Kernkraftwerke. Gleichzeitig erfolgt eine gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ umfangreichere Beladung insbesondere der Pumpspeicherkraftwerke zu Beginn des dritten Tages. Dies ermöglicht es, den nachfolgenden Anstieg der Residuallast nahezu vollständig durch Speicher zu decken und die Elektrizitätserzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke weitgehend auf konstant niedrigem Niveau zu belassen. Das daran anschließende relativ niedrige Niveau der Residuallast führt wieder zu einer Beladung der Speicher und zusätzlich zu einem Rückgang der Erzeugungsleistung und teilweisem Abschalten der Kernkraftwerke, also einer Teilnahme dieser Erzeugungstechnologie am Lastfolgebetrieb.

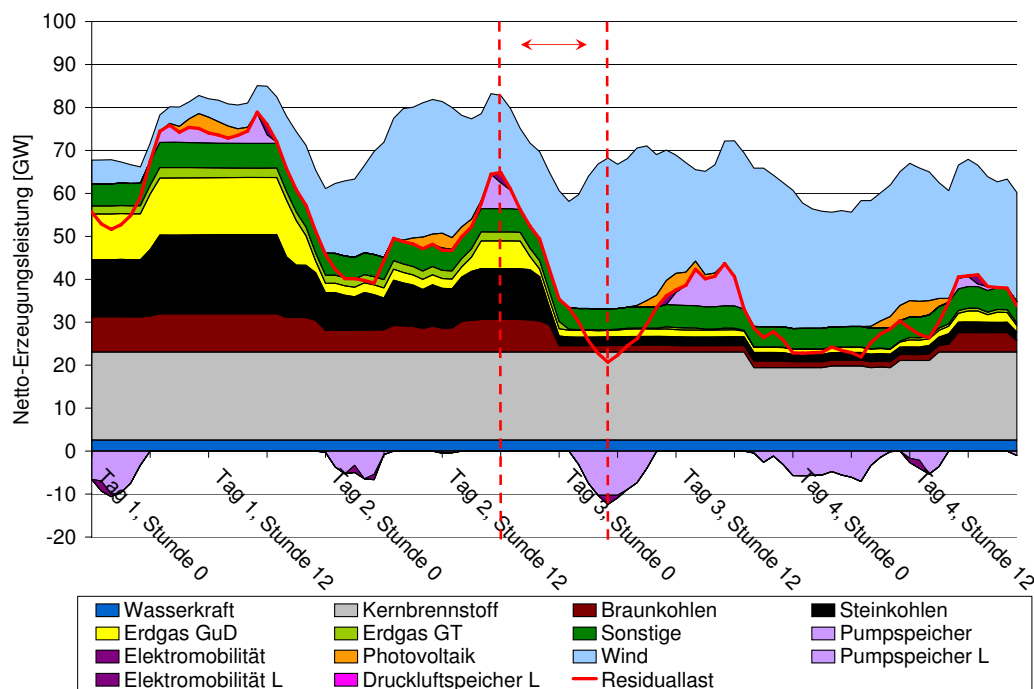


Abbildung 5.2b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen Rückganges der Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

Für das Betrachtungsjahr 2030 mit einem wesentlich höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien wird zunächst exemplarisch der Kraftwerkseinsatz während des Zeitbereichs mit der geringsten Residuallast des gesamten Jahres betrachtet. Den Kraftwerkseinsatz zur Stunde mit geringster Residuallast von 0,1 GW (Stunde 14 am dritten Tag) und während der umliegenden Tage zeigt Abbildung 5.3a für das Szenario „Kernenergieausstieg“ und Abbildung 5.3b für das Szenario „Laufzeitverlängerung“. In dieser Stunde werden 37,8 GW aus Windkonvertern und 11,5 GW aus Photovoltaikanlagen eingespeist. Im Szenario „Kernenergieausstieg“ erfolgt zunächst eine schrittweise Reduktion der Erzeugungsleistung der Wärmekraftwerke. Dies betrifft erwartungsgemäß zunächst die gasbefeuchten GuD-Anlagen, ab der Stunde 10 des zweiten Tages auch die kohlenbefeuchten Kraftwerke. Im näheren Zeitbereich der Stunde mit geringster Residuallast verbleibt die Erzeugung der Wärmekraftwerke auf insgesamt niedrigem Niveau. Durch nachfolgendes Be- und Entladen der Pumpspeicherkraftwerke sowie der mobilen Batteriespeicher (Elektromobilität) werden lokale Extrema der Residuallast gedeckt. Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ erfolgt ab der elften Stunde des zweiten Tages eine deutliche Reduktion der Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke. Während des betrachteten Zeitabschnittes sind mindestens drei Kernkraft-

Laufzeitverlängerung:
deutliche
Teilnahme der
KKW am
Lastfolgebetrieb

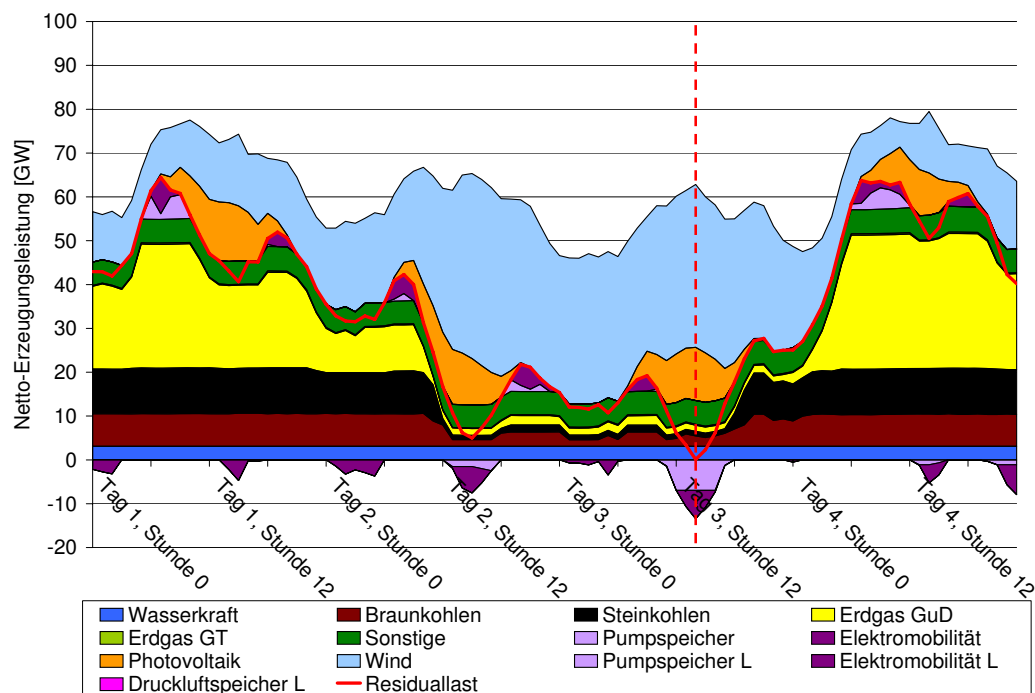


Abbildung 5.3a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum der geringsten Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“.

Verbleibender
Betrieb fossil
befeuerter Anlagen
zur Wärmedeckung

werke mit variierender Leistung in Betrieb und tragen im Zeitbereich der geringsten Residuallast zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien bei. Drei der Kraftwerke sind während der betrachteten Zeitperiode in Revision. Die anderen Kernkraftwerke werden zeitweise abgeschaltet, eines davon nur für die vorgegebene Mindeststillstandszeit von sechs Stunden. Fossil befeuerte Kraftwerke werden in den Stunden vor und während der geringsten Residuallast mit Ausnahme von einzelnen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls abgeschaltet. Der nachfolgende Anstieg der Residuallast wird zunächst vorwiegend durch Kernkraftwerke gedeckt. Der weiteren daran anschließenden starken Erhöhung der Residuallast wird durch fossil befeuerte Kraftwerke und Entladen der Speicher gefolgt. Somit beteiligen sich Kernkraftwerke erneut am übergeordneten Lastfolgebetrieb und am Ausgleich der fluktuierenden elektrischen Einspeisung erneuerbarer Energien. Im Vergleich zum Szenario „Kernenergieausstieg“ werden in leicht erweitertem Umfang verbleibende Abweichungen der Erzeugungsleistung thermischer Kraftwerke von der Residuallast durch Be- und Entladung der Speicher gedeckt. Dabei gewinnen Pumpspeicherkraftwerke gegenüber den mobilen Batteriespeichern an Bedeutung, die tendenziell eher für eine kurzfristige Be- und Entladung genutzt werden.

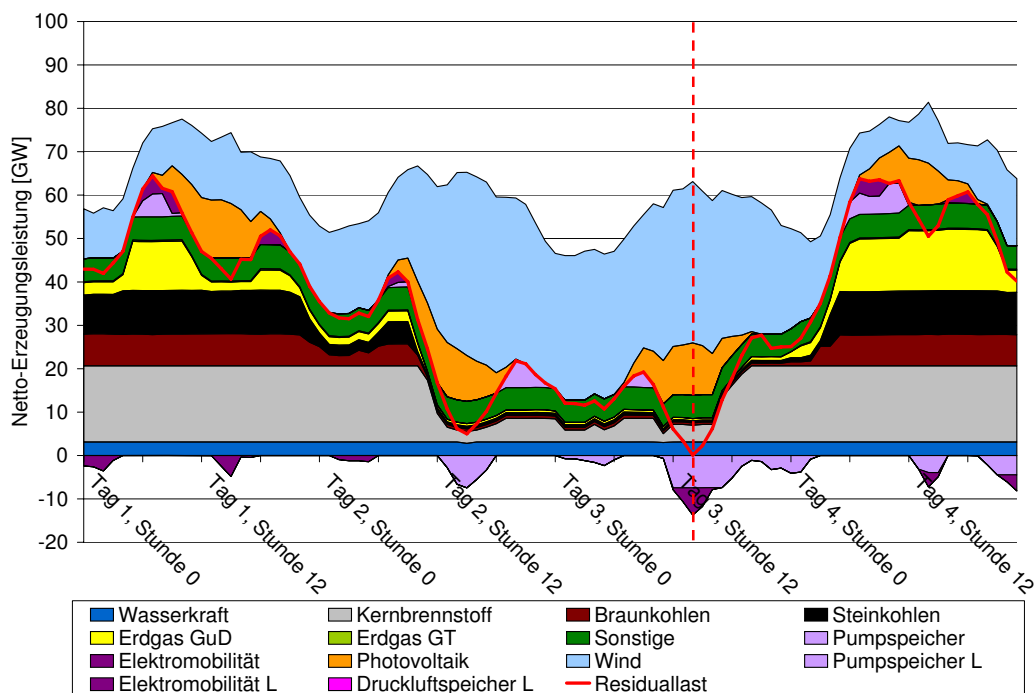


Abbildung 5.3b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum der geringsten Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

Die zweite für die exemplarische Analyse des Kraftwerkseinsatzes im Betrachtungsjahr 2030 ausgewählte Zeitperiode ist durch eine stark schwankende Residuallast bei insgesamt niedrigem Niveau gekennzeichnet. So erreicht die Residuallast in diesem Zeitraum ein Minimum von circa 1,7 GW (Stunde 1 am dritten Tag). Abbildung 5.4a zeigt den Kraftwerkseinsatz des Szenarios „Kernenergieausstieg“, Abbildung 5.4b den des Szenarios „Laufzeitverlängerung“ während dieser Periode. Vergleichbar zum oben diskutierten Zeitbereich erfolgt im Szenario „Kernenergieausstieg“ bei zurückgehender Residuallast zunächst eine Reduktion der Erzeugungsleistung der Wärmekraftwerke, insbesondere der erdgasbefeuelten GuD-Anlagen. Während Zeitabschnitten mit niedriger Residuallast bleibt die Erzeugungsleistung der fossilen Wärmekraftwerke nahezu konstant. Darüber hinaus gehende Schwankungen der Residuallast werden primär durch Speicherbewirtschaftung ausgeglichen. Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ kann deutlich eine Anpassung der Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke an den Verlauf der Residuallast beobachtet werden. Es werden sieben Kernkraftwerke während des betrachteten Zeitabschnittes durchgehend und teilweise mit Mindestleistung betrieben. Erneut sind drei Kernkraftwerke aufgrund von Revisionen durchgehend abgeschaltet. Während des zweiten und dritten Tages werden Kernkraftwerke, die in Teillast betrieben werden, zur Bereitstellung von positiver

Laufzeitverlängerung:
erneut Teilnahme
der KKW am
Lastfolgebetrieb

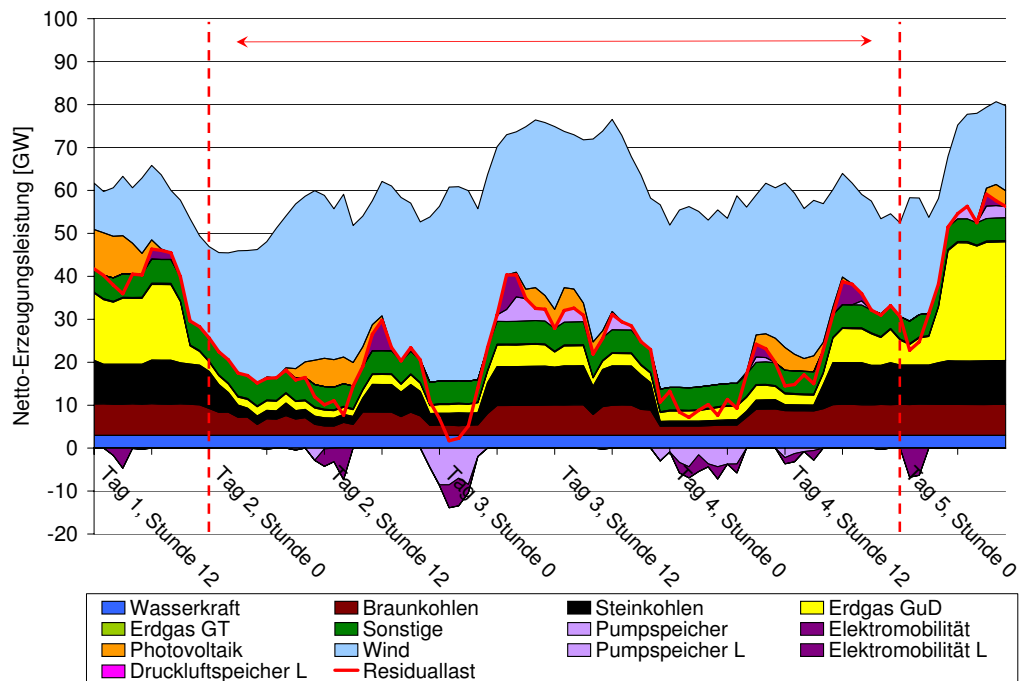


Abbildung 5.4a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum mit stark schwankender Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“.

Regelreserve herangezogen. In den Stunden mit vorübergehendem Anstieg der Residuallast (Stunde 5 bis 22 am dritten Tag) werden fünf Kernkraftwerke temporär angefahren, so dass das gleiche Niveau der Elektrizitätserzeugung durch Kernkraftwerke wie vor und nach dieser Zeitperiode erreicht wird. Gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ kann ein deutlicher Rückgang der Erzeugung auf Basis fossiler Energieträger verzeichnet werden. Während der Zeitabschnitte mit niedrigerer Residuallast ist die verbleibende Erzeugung der fossilen Kraftwerke mit Kohlen- und Erdgasverfeuerung vor allem durch die Bereitstellung von Wärme- und Regelleistung bedingt. Vergleichbar zu dem oben dargestellten Zeitbereich der geringsten Residuallast nimmt auch hier die Be- und Entladung der Speicher gegenüber der Variante „Kernenergieausstieg“ zu.

Laufzeitverlängerung
führt zu keinen
betrieblichen
Einschränkungen

Insgesamt kann festgehalten werden, dass im Szenario „Laufzeitverlängerung“ den Änderungen der Residuallast auch in anspruchsvollen Situationen ohne betriebliche Einschränkungen gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ begegnet werden kann. Hierbei kann gleichzeitig der Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke vermieden werden. Eine ergänzende Diskussion weiterer Zeiträume mit extremen Ausprägungen der Residuallast in den beiden Betrachtungsjahren 2020 und 2030 ist im Anhang zu finden. Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen

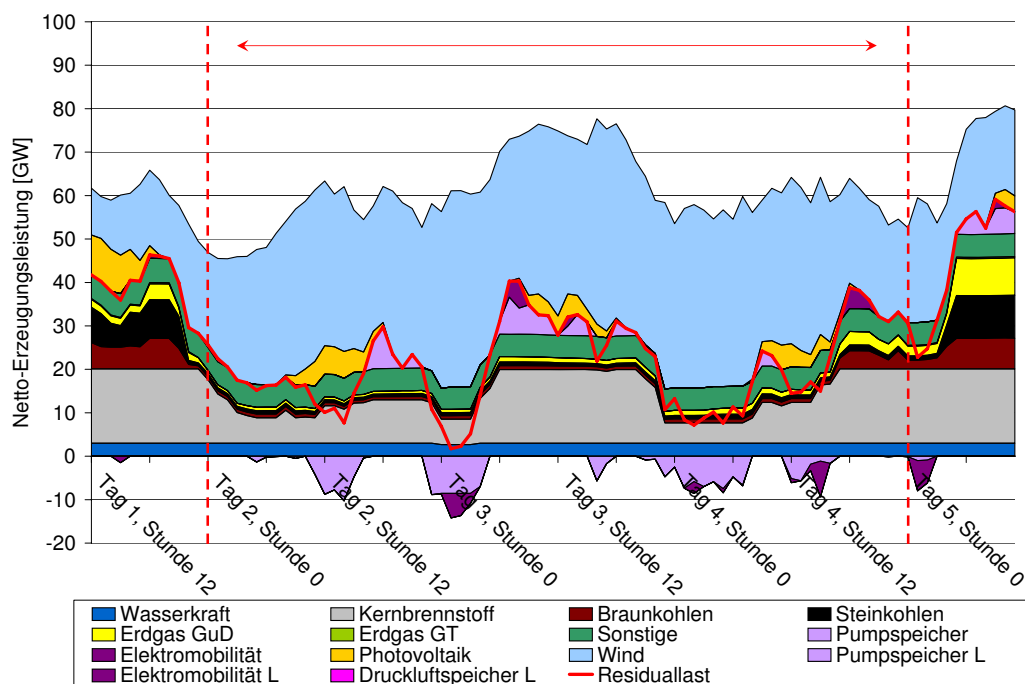


Abbildung 5.4b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum mit stark schwankender Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

als hier für das Jahr 2030 unterstellt, werden aber – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine genaue Prognose, eine Regelung der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und/oder der weitere Ausbau von Speichersystemen erforderlich sein, um die Elektrizitätsnachfrage mit der notwendigen Versorgungszuverlässigkeit und Sicherstellung ausreichender Primär- und Sekundärregelreserve decken zu können.

5.1.3 Lastfolgefähigkeit des Kraftwerksportfolios

Die modellgestützten Analysen des Kraftwerkseinsatzes für die betrachteten Jahre 2020 und 2030 zeigen, dass in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ Veränderungen der Residuallast zu jeder Stunde gefolgt werden kann. Die extremen Veränderungen der in Abschnitt 5.1 und A.1 diskutierten stündlichen Residuallast betragen 14,9 GW bzw. –15,7 GW, welche jeweils einem durchschnittlichen Gradienten von 3,7 GW/15min bzw. –3,9 GW/15min entsprechen. Tatsächlich können jedoch unterstündig mitunter stärkere Veränderungen auftreten, als in einer rein stünd-

lichen Auflösung zu beobachten sind. Deshalb sind für diese Untersuchung auf der Basis der viertelstündlichen Ganglinien Zeitpunkte mit den größten viertelstündlichen Veränderungen in der Residuallast identifiziert worden. Während der größte negative Gradient in Höhe von $-12,4 \text{ GW}/15\text{min}$ zu einem Abendzeitpunkt auftritt, ist der größte positive Gradient infolge einer starken Abnahme des Winddargebots unmittelbar in der darauf folgenden Viertelstunde zu beobachten und beträgt $10,9 \text{ GW}/15\text{min}$. Um den Lastfolgebetrieb des Kraftwerksportfolios für die beiden extremen Gradienten zu analysieren, werden zunächst mit Hilfe des stündlich aufgelösten Fundamentalmodells die betrieblichen Zustände der konventionellen Kraftwerke zu den jeweils identifizierten Zeitpunkten bestimmt. Über zwei Abschätzungsrechnungen wird für die beiden Zeitpunkte das maximale Potential berechnet, das die in Betrieb befindlichen bzw. zusätzlich aktivierbaren Erzeugungseinheiten innerhalb von 15 Minuten zur Leistungsabsenkung bzw. Leistungserhöhung zu diesen Zeitpunkten beitragen können.

Lastfolgebetrieb bei
größtem negativen
Gradienten allein
durch drehende
Kraftwerke möglich

In Tabelle 5.1 wird der Lastfolgebetrieb mit dem größten negativen Gradienten analysiert, indem die maximal absenkbaren Leistungen der konventionellen Kraftwerke auf Grund ihrer Leistungsminderungsgeschwindigkeiten berechnet werden. Die Tabelle zeigt, dass in beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ allein durch die Absenkung der Erzeugungsleistungen der drehenden (d. h. synchronisiert erzeugenden) Kraftwerke der erforderliche Regelungsbedarf problemlos gedeckt werden kann. Darüber hinaus stehen auch die Speichersysteme zur Aufnahme elektrischer Energie mit bis zu $22,8$ bzw. $18,6 \text{ GW}$ innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung.

Tabelle 5.1: Analyse des Lastfolgebetriebs für den Zeitpunkt mit dem größten negativen Gradienten der Residuallast von $-12,4 \text{ GW}/15\text{min}$ im Jahr 2030 (angegebene Zahlen in $\text{GW}/15\text{min}$).

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg		Laufzeitverlängerung	
Steinkohlen DT	-5,5	(10,3) [†]	-5,3	(10,0)
Erdgas GuD	-31,9	(32,5)	-11,4	(11,5)
Erdgas GT	-0,6	(0,6)	-0,4	(0,4)
Erdgas DT	-0,2	(0,2)	-0,1	(0,1)
Braunkohlen DT	-3,3	(7,0)	-3,2	(6,9)
Kernbrennstoff DT	-	-	-6,7	(20,5)
Übrige	-5,2	(5,2)	-5,2	(5,2)
Zwischensumme	-46,7	(55,8)	-32,2	(54,4)
Speicher	-22,8 (7,8)		-18,6 (9,2)	
Summe	-69,5		-50,7	

[†] Die Werte in Klammern weisen die Erzeugungsleistungen der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke aus.

Tabelle A.2 gibt für den Zeitpunkt mit dem größten positiven Gradienten die erhöhbare Leistung der in Betrieb befindlichen und stehenden Kraftwerke innerhalb einer Viertelstunde unter Berücksichtigung der aktuellen Erzeugungsleistungen sowie der Leistungsänderungsgeschwindigkeiten einzelner Kraftwerksblöcke an. Bei letzteren wurden ausschließlich Anlagen erfasst, die innerhalb von maximal 15 Minuten schnell angefahren werden können. Es wird deutlich, dass das Kollektiv der Wärmekraftwerke zusammen mit der verfügbaren Leistung aus Speicherkraftwerken in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ in der Lage wäre, die gesamte Erzeugungsleistung innerhalb von 15 Minuten wesentlich stärker zu erhöhen, als es der Gradient der Residuallast erfordert.

Lastfolgebetrieb bei
größtem positiven
Gradienten durch
Wärmekraftwerke
und Speicher
möglich

Tabelle 5.2: Analyse des Lastfolgebetriebs für den Zeitpunkt mit dem größten positiven Gradienten der Residuallast von +10,9 GW/15min im Jahr 2030 (angegebene Zahlen in GW/15min).

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg		Laufzeitverlängerung			
	Drehend	Schnell aktivierbar	Drehend	Schnell aktivierbar		
Steinkohlen DT	0,5	(10,4) [†]	0,0	0,5	(9,9)	0,0
Erdgas GuD	0,9	(32,7)	0,0	1,3	(10,9)	0,0
Erdgas GT	0,1	(0,2)	6,4	0,1	(0,1)	4,2
Erdgas DT	0,0	(0,2)	0,0	0,0	(0,1)	0,0
Braunkohlen DT	0,6	(7,1)	0,0	0,7	(6,9)	0,0
Kernbrennstoff DT	-	-	-	0,0	(20,5)	0,0
Übrige	1,0	(5,2)	0,6	1,0	(5,2)	0,3
Zwischensumme	<i>3,0</i>	<i>(55,8)</i>	<i>7,0</i>	<i>3,6</i>	<i>(53,6)</i>	<i>4,5</i>
Speicher	22,0 (1,1)		19,6 (3,3)			
Summe	32,0		27,7			

[†] Die Werte in Klammern weisen die Erzeugungsleistungen der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke aus.

5.2 Ökonomische Auswirkungen und CO₂-Emissionen

5.2.1 Systembetriebskosten

Die beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ führen zu deutlich voneinander abweichenden Summen der jährlichen Systembetriebskosten in den Jahren 2020 und 2030. Abbildung 5.5 vergleicht die Systembetriebskosten beider Varianten in den Jahren 2020 und 2030 disaggregiert nach den Bestandteilen Brennstoffkosten, sonstige variable Betriebskosten, Anfahrkosten und Kosten für CO₂-Emissionszertifikate. In

Laufzeitverlängerung:
geringere System-
betriebskosten

beiden Varianten und Betrachtungsjahren werden die anfallenden Systembetriebskosten maßgeblich durch die Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate bestimmt. Die zunehmende Elektrizitätserzeugung durch Nutzungssysteme erneuerbarer Energien im Betrachtungsjahr 2030, vor allem durch Windkonverter und Photovoltaikanlagen, führt zu einer Reduzierung der Systembetriebskosten. Aufgrund der geringeren variablen Erzeugungskosten und CO₂-freien Elektrizitätserzeugung durch Kernkraftwerke sind die Systembetriebskosten weiterhin im Szenario „Laufzeitverlängerung“ im Jahr 2020 um 26 % und im Jahr 2030 um 31 % geringer als im Szenario „Kernenergieausstieg“. Darüber hinaus können im Szenario „Laufzeitverlängerung“ bis zum Jahr 2030 zusätzliche Aufwendungen für Investitionen in neue Kraftwerke mit einer installierten Netto-Engpassleistung von rund 22 GW vermieden werden.

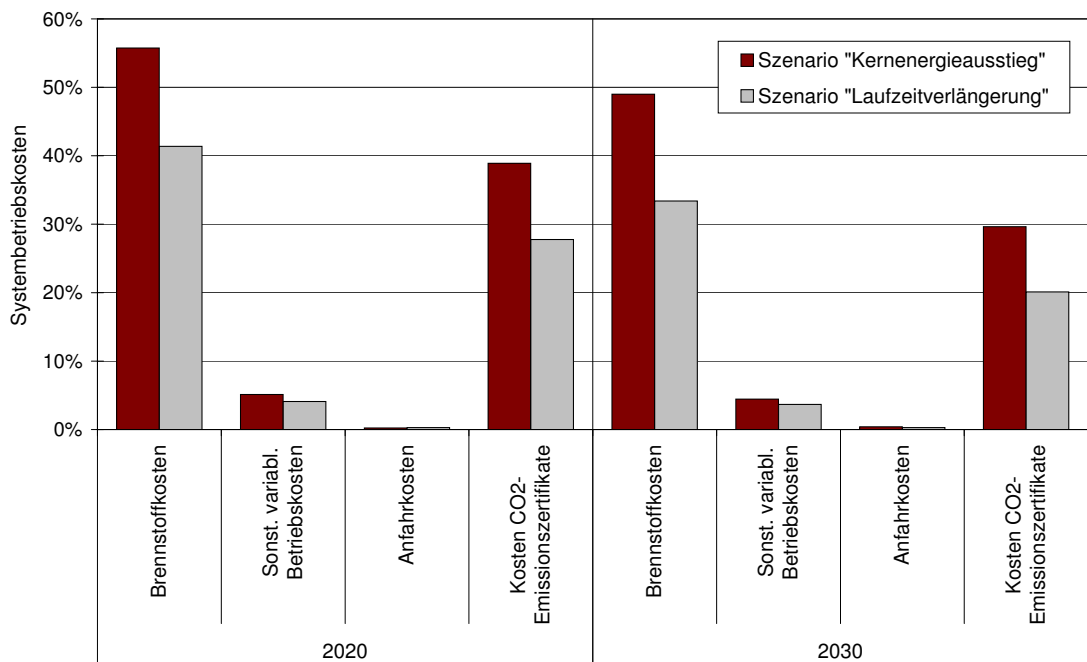


Abbildung 5.5: Vergleich der Bestandteile der Systembetriebskosten in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ für die Jahre 2020 und 2030. Normierte Darstellung auf die gesamten Systembetriebskosten des Jahres 2020 im Szenario „Kernenergieausstieg“.

5.2.2 Großhandelspreise für Elektrizität

Neben voneinander abweichenden Summen der Systembetriebskosten werden in den betrachteten Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ ferner verschiede-

ne Ausprägungen des Großhandelspreises für Elektrizität beobachtet. Einen qualitativen Vergleich der Jahresdauerlinien des Elektrizitätspreises in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ und für die Betrachtungsjahre 2020 und 2030 ermöglicht Abbildung 5.6. Unter der vereinfachenden Annahme eines ausgeglichenen Außenhandels und konstanter CO₂-Zertifikatepreise verringern sich die Elektrizitätspreise im Szenario „Laufzeitverlängerung“ gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“. Die Reduktion des durchschnittlichen Großhandelspreises für Elektrizität beträgt im Jahr 2020 circa 30 % und im Jahr 2030 circa 16 %. Dabei treten im Jahr 2020 im Szenario „Kernenergieausstieg“ deutlich häufiger hohe Elektrizitätspreise auf, wohingegen im Jahr 2030 im Szenario „Laufzeitverlängerung“ ein größerer Anteil mit vergleichsweise niedrigen Elektrizitätspreisen zu erkennen ist.

Kernenergieausstieg:
höhere
Großhandelspreise
für Elektrizität

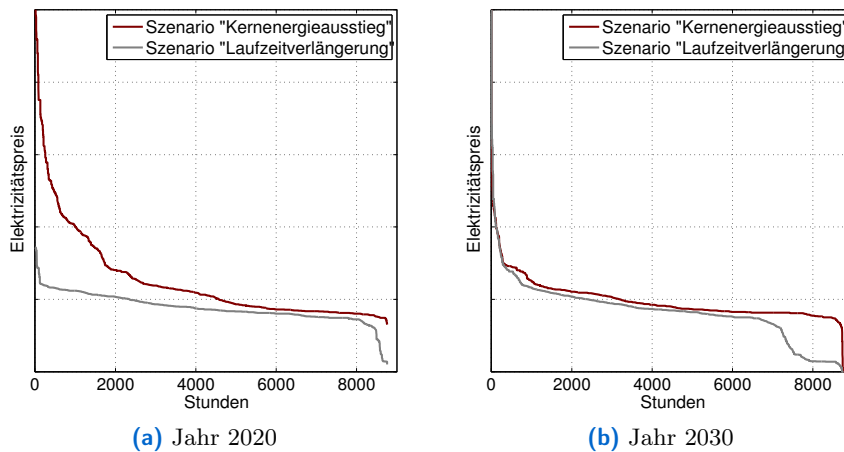


Abbildung 5.6: Vergleich der Jahresdauerlinie des Großhandelspreises für Elektrizität in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ für die Jahre 2020 und 2030.

5.2.3 CO₂-Emissionen

Aufgrund der verschiedenen Erzeugungsstrukturen ergeben sich in den beiden Szenarien unterschiedliche CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung. Im Szenario „Kernenergieausstieg“ sind bei einer isolierten Betrachtung des deutschen Elektrizitätsmarktes die jährlichen CO₂-Emissionen im Jahr 2020 mit 286 Mio. t CO₂ rund 82 Mio. t CO₂ höher als im Szenario „Laufzeitverlängerung“. Im Jahr 2030 kommt es mit insgesamt 218 Mio. t CO₂ im Szenario „Kernenergieausstieg“ zu 70 Mio. t CO₂ höheren jährlichen CO₂-Emissionen als im Szenario „Laufzeitverlängerung“. Vergleicht man die kumulierten CO₂-Emissionen, so ergeben sich im Szenario „Kernenergieausstieg“ Mehremissionen von

Kernenergieausstieg:
höhere
CO₂-Emissionen

555 Mio. t CO₂ (+27 %) in den Jahren 2010 bis 2020 und von 1280 Mio. t CO₂ (+36,0 %) in den Jahren 2010 bis 2030.

6 Fazit

Ein Ausbau der Nutzungssysteme erneuerbarer Energien zur privilegierten Elektrizitätserzeugung gemäß den derzeitigen Plänen der Bundesregierung wird zu einem deutlich extremeren Verlauf der Residuallast führen, die durch das konventionelle Kraftwerkskollektiv gedeckt werden muss. Die Gradienten der Residuallast werden sich bis 2030 gegenüber der heutigen Situation mitunter mehr als verdreifachen und insgesamt wird der Verlauf der Residuallast deutlich volatiler und im gesamten Niveau sinken.

Die in Deutschland in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke können aufgrund ihrer technischen Auslegung durchaus für den Lastfolgebetrieb genutzt werden. Für alle Kernkraftwerke ergibt sich bei konservativer Abschätzung ein Leistungsbereich von bis zu 9,6 GW mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 %/min, mit denen sie ohne Einschränkungen zum Lastfolgebetrieb genutzt werden können. Kernkraftwerke erlauben somit ähnliche Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wie kohlenbefeuerte Kondensationskraftwerke.

Die für die Jahre 2020 und 2030 exemplarisch durchgeführten Analysen zum Kraftwerksbetrieb bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien (ca. 42 % in 2030) zeigen, dass in keinem der beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ oder „Laufzeitverlängerung“ eine eindeutige Überlegenheit hinsichtlich der Flexibilität des thermischen Kraftwerksparks vorliegt. Die Aussage, dass die notwendige Betriebsflexibilität eines Kraftwerksparks zur Deckung der Residuallast bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nicht auch bei weiterer Nutzung der Kernkraftwerke sichergestellt werden könnte, ist aus technischer Perspektive nicht zu begründen.

Bei zunehmenden Anteilen fluktuierender Elektrizitätserzeugung und steilen Verläufen der Residuallast werden sich auch Kernkraftwerke bei einer Laufzeitverlängerung am übergeordneten Lastfolgebetrieb beteiligen. Extremen Gradienten und Niveaus der Residuallast kann in beiden Varianten begegnet werden.

In den für diese Untersuchung detailliert ausgewerteten Zeitabschnitten der Betrachtungsjahre 2020 und 2030 hat es keinen Zeitpunkt gegeben, in dem die fluktuierende elektrische Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen nicht im Elektrizitätssystem hätte integriert werden können. Eine wesentliche Rolle hierbei spielen die

Speichertechnologien zur Vergleichmäßigung der Residuallast und eine zuverlässige Prognose der stochastischen elektrischen Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen. Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen als hier für das Jahr 2030 unterstellt, wird aber – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine Regelung der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder der weitere Ausbau von Speichersystemen erforderlich sein, um die Elektrizitätsnachfrage mit der notwendigen Versorgungszuverlässigkeit decken zu können.

Aus der ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Perspektive wird deutlich, dass eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke unter den in dieser Untersuchung getroffenen Annahmen zu reduzierten Aufwendungen für Brennstoffe und geringeren CO₂-Emissionen und dafür erforderlichen Zertifikaten führt. Dies würde insgesamt die Systembetriebskosten deutlich reduzieren. Der Ausstieg aus der Kernenergie wäre darüber hinaus mit einem zusätzlichen Neubaubedarf an Kraftwerken verbunden. Außerdem wäre unter den getroffenen Annahmen mit einem signifikant höheren Niveau des Großhandelspreises für Elektrizität im Falle eines Kernenergieausstiegs zu rechnen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Behauptung, eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sei ein Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien, aus technisch-betrieblicher Sicht nicht haltbar ist. Aus ökonomischer und die CO₂-Emissionen betreffender Perspektive wäre ein Kernenergieausstieg sogar kontraproduktiv.

A Ergänzende Ergebnisse aus der Analyse betrieblicher Aspekte

A.1 Einsatz konventioneller Kraftwerke in ausgewählten Zeiträumen

Ergänzend zur Diskussion des Einsatzes konventioneller Kraftwerke bei ausgewählten Situationen mit extremen Ausprägungen der Residuallast in Abschnitt 5.1.2 werden im Folgenden weitere Zeiträume betrachtet.

Diese umfassen für das Betrachtungsjahr 2020 erstens die Zeitperiode mit der minimalen Residuallast von 14,5 GW (erste Stunde am dritten Tag) sowie mit stark schwankender Residuallast bei vergleichsweise niedrigem Niveau, siehe Abbildungen A.1a und A.1b für die beiden Varianten „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“.

Zweitens wird für beide Varianten in den Abbildungen A.2a und A.2b der Kraftwerkseinsatz während des Zeitbereichs mit dem maximalen Rückgang der Residuallast in einer Stunde von 10,2 GW (Stunde 0 am dritten Tag) sowie in den Abbildungen A.3a und A.3b der Kraftwerkseinsatz während des Zeitbereichs mit dem maximalen Anstieg der Residuallast in einer Stunde von 11,9 GW (Stunde 5 am dritten Tag) dargestellt.

Für das Jahr 2030 wird die Betrachtung erstens um den Zeitraum mit dem maximalen mehrstündigen Rückgang der Residuallast von 49,3 GW während 9 Stunden (ausgehend von 59,7 GW in Stunde 18 am ersten Tag auf 10,4 GW in Stunde 2 am zweiten Tag) und mit dem gleichzeitig maximalen stündlichen Rückgang der Residuallast von 15,7 GW (Stunde 0 am zweiten Tag) ergänzt, siehe Abbildungen A.4a und A.4b.

Außerdem stellen die Abbildungen A.5a und A.5b den Kraftwerkseinsatz für den Zeitbereich mit dem maximalen stündlichen Anstieg der Residuallast von 14,9 GW (Stunde 6 am zweiten Tag) dar.

Während dieser Zeiträume kann ebenfalls zu allen Stunden die verbleibende Residuallast in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ gedeckt werden. Hierbei kann in den beiden Varianten jeweils ein vergleichbarer Einsatz der konventionellen Kraftwerke beobachtet werden. So erfolgt im Szenario „Kernenergieausstieg“ bei einem ausgeprägten Rückgang der Residuallast nach Einstellung der Elektrizitätserzeugung durch Speicher zunächst eine Reduktion der Erzeugungsleistung der gasbefeuerten offenen Gasturbinen und Kombianlagen. Anschließend wird die Erzeugungsleistung

der stein- und braunkohlenbefeuerten Anlagen verringert. Bedingt durch die erforderliche Deckung der Wärmenachfrage in den beschriebenen Wärmeregionen mit Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung verbleibt jedoch stets ein Teil der gasbefeuerten Kraftwerke in Betrieb. Die Erzeugung der beiden im Betrachtungsjahr 2020 noch vorhandenen Kernkraftwerke ist konstant und gleich der installierten Netto-Engpassleistung. Während Stunden mit vergleichsweise niedrigem und/oder kurzem Rückgang der Residuallast gehen die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke und mobilen Batteriespeicher in den Beladebetrieb. Einer ansteigenden Residuallast wird im Allgemeinen zunächst durch eine Erhöhung der Erzeugungsleistung kohlenbefeueter und dann gasbefueter Kraftwerke gefolgt. In der Variante „Laufzeitverlängerung“ ist die Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke, sofern sie sich nicht in Revision befinden, im Betrachtungsjahr 2020 nahezu durchgängig gleich der installierten Netto-Engpassleistung. Einzig zur Stunde der geringsten Residuallast kann eine leichte Verringerung der Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke beobachtet werden. Der Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke kann auf diese Weise stark reduziert werden. Im Vergleich zur Variante „Kernenergieausstieg“ nimmt während lokaler Extrema der Residuallast der Be- und Entladebetrieb der Speicher zu.

Im Betrachtungsjahr 2030 verringert sich die Residuallast in den exemplarischen Zeiträumen und es kommt im Szenario „Laufzeitverlängerung“ zu einer deutlichen Teilnahme der Kernkraftwerke am übergeordneten Lastfolgebetrieb. Hierbei werden in den Stunden, zu denen die Elektrizitätserzeugung von Kernkraftwerken reduziert wird, nur jene fossil befeuerten Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung zur Wärmedeckung weiterhin betrieben. Gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“ nimmt erneut die Bewirtschaftung der vorhandenen Elektrizitätsspeicher, insbesondere der Pumpspeicherkraftwerke, zu.

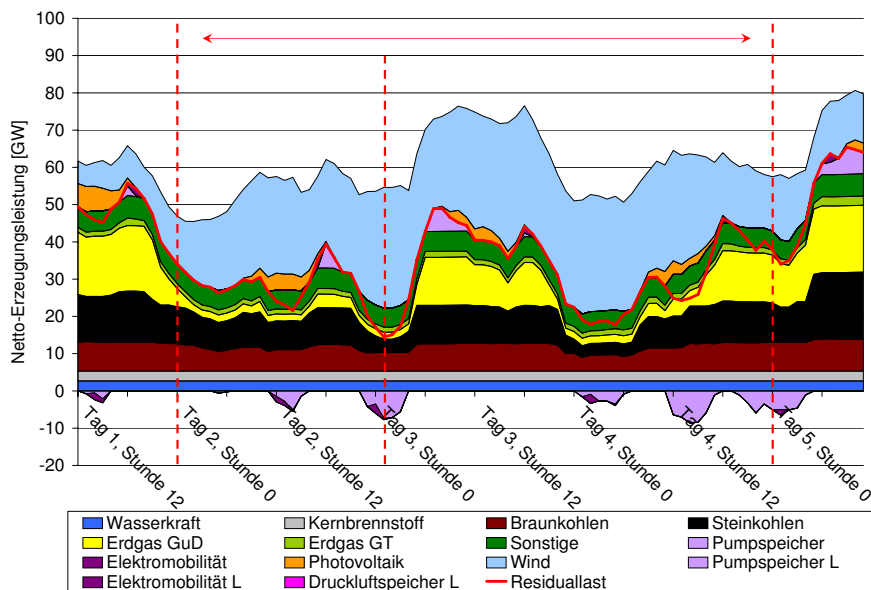


Abbildung A.1a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum der geringsten und stark schwankenden Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“.

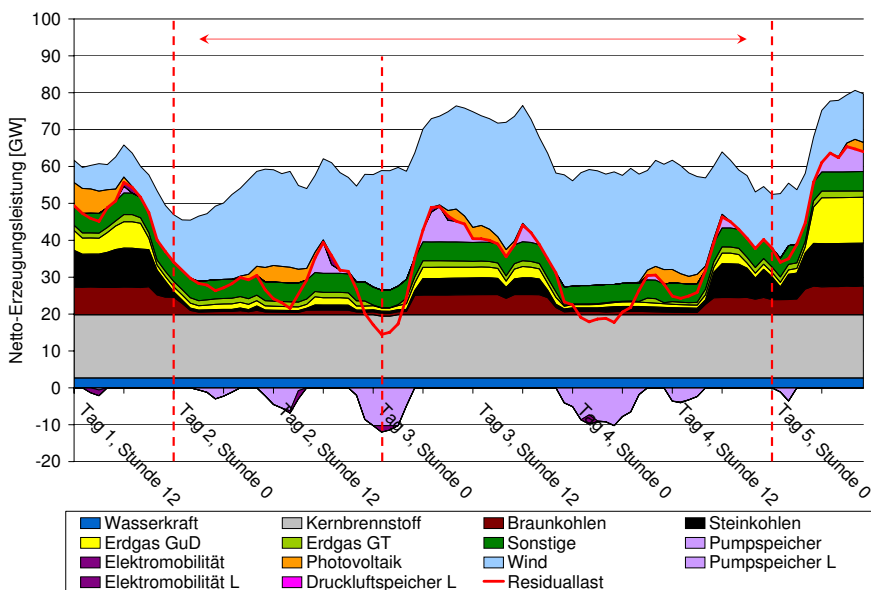


Abbildung A.1b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum der geringsten und stark schwankenden Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

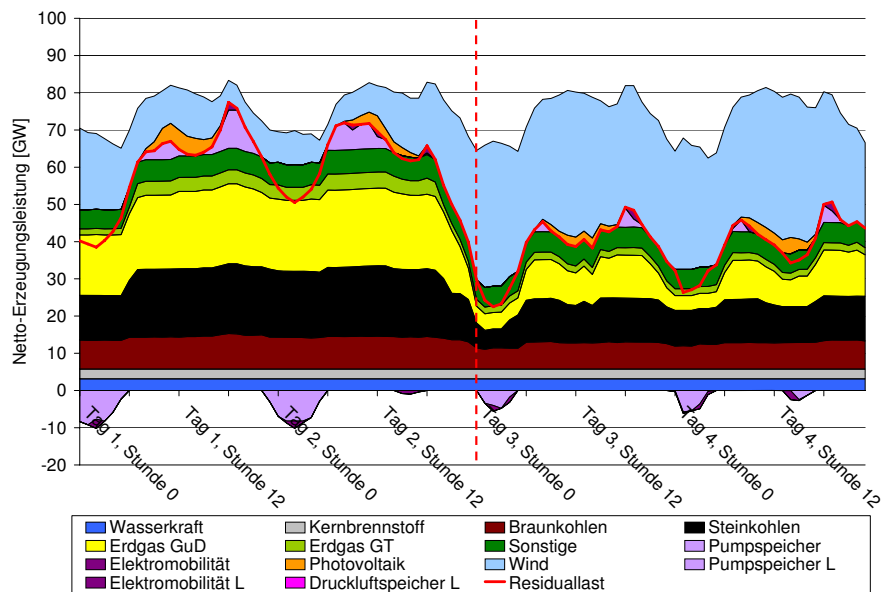


Abbildung A.2a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen stündlichen Rückganges der Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“.

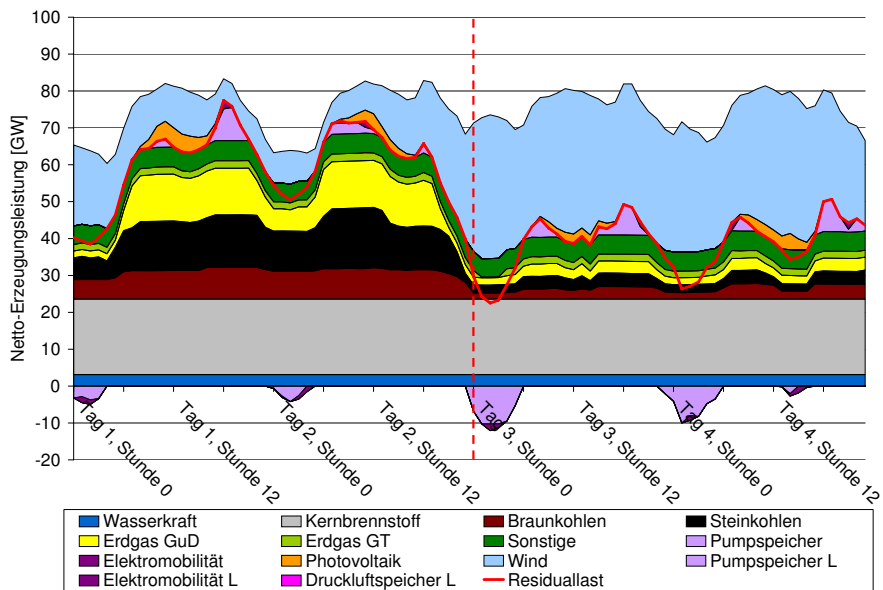


Abbildung A.2b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen stündlichen Rückganges der Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

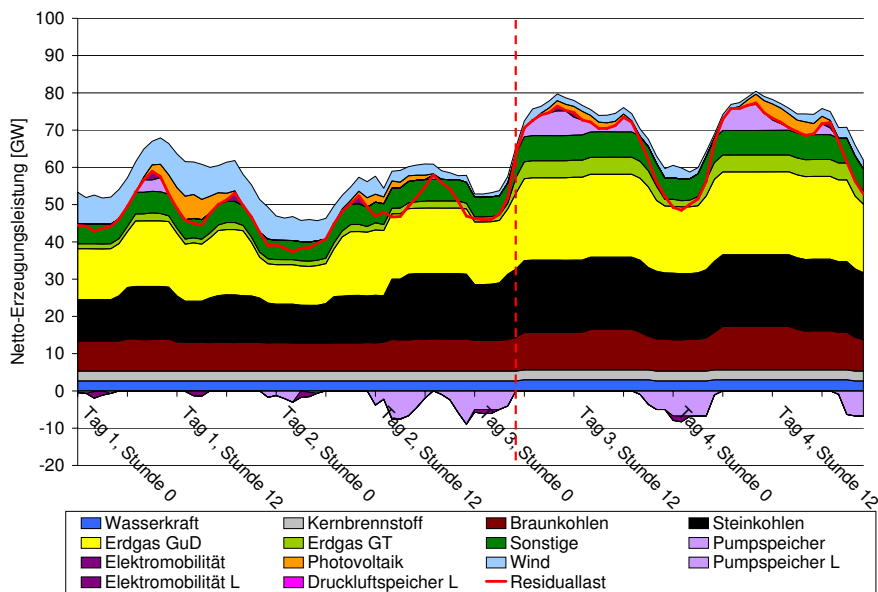


Abbildung A.3a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen stündlichen Anstiegs der Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Kernenergieausstieg“.

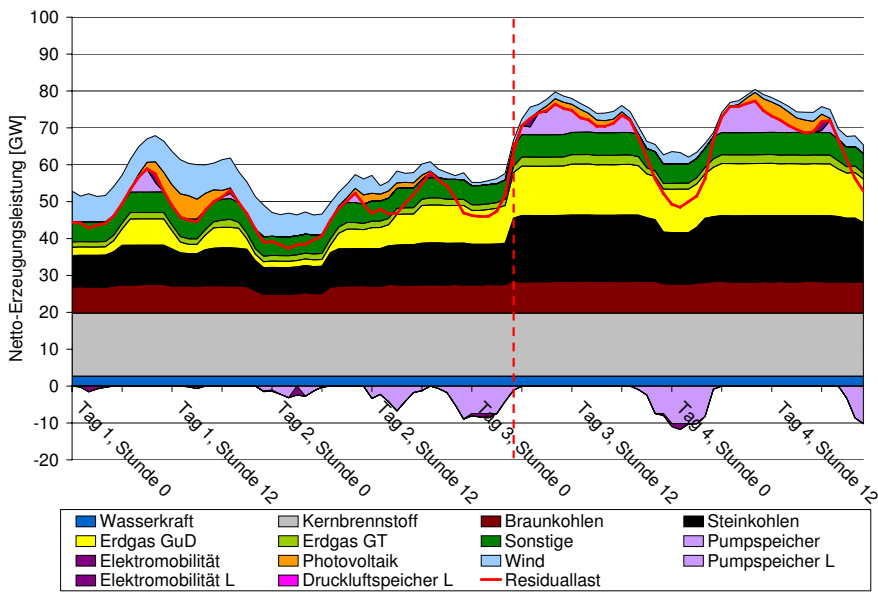


Abbildung A.3b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen stündlichen Anstiegs der Residuallast im Jahr 2020, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

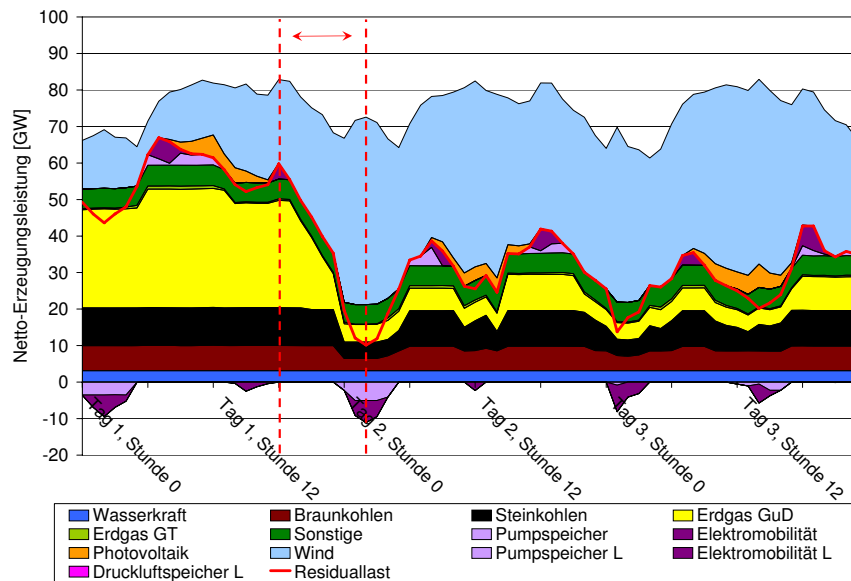


Abbildung A.4a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen Rückganges der Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“.

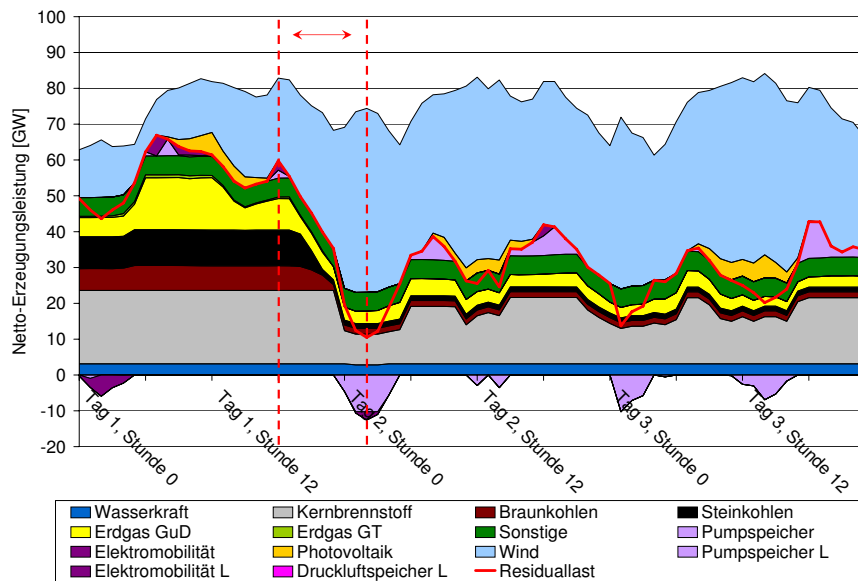


Abbildung A.4b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen Rückganges der Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

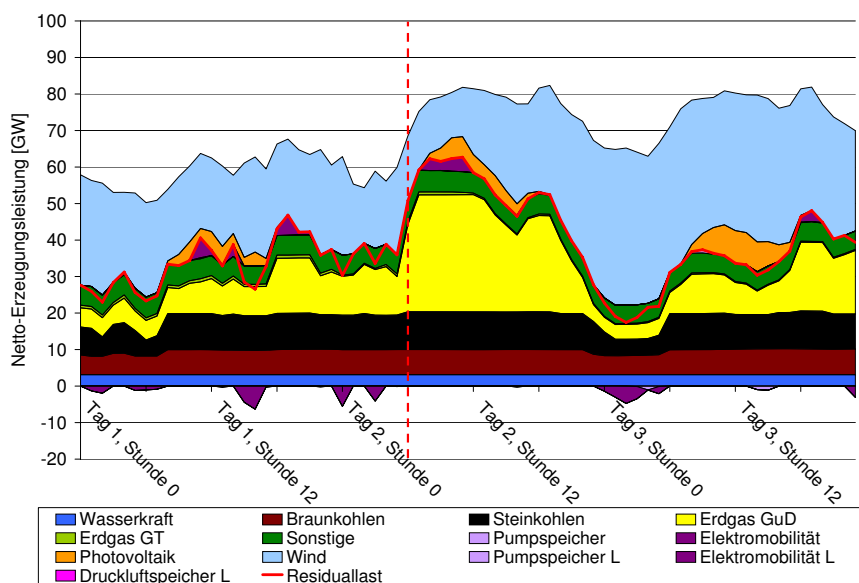


Abbildung A.5a: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen stündlichen Anstiegs der Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Kernenergieausstieg“.

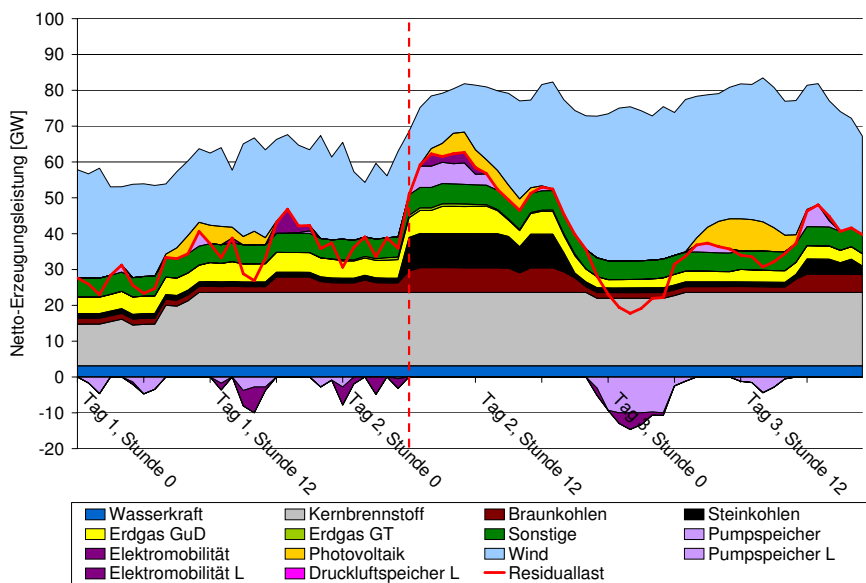


Abbildung A.5b: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz für den Zeitraum des maximalen stündlichen Anstiegs der Residuallast im Jahr 2030, Szenario „Laufzeitverlängerung“.

A.2 Lastfolgefähigkeit des Kraftwerksportfolios

Es werden für das Jahr 2020 zwei weitere Abschätzungsrechnungen durchgeführt, die den Lastfolgebetrieb jeweils zum Zeitpunkt des größten negativen und des größten positiven Gradienten der Residuallast analysieren. Die Ergebnisse zeigen, dass in beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ sowohl für die positive als auch für die negative Leistungsanpassung ein deutlich höheres Potential besteht, als durch den Lastgradienten erforderlich ist.

Tabelle A.1: Analyse des Lastfolgebetriebs für den Zeitpunkt mit dem größten negativen Gradienten der Residuallast von $-5,5$ GW/15min im Jahr 2020 (angegebene Zahlen in GW/15min).

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg		Laufzeitverlängerung	
Steinkohlen DT	-9,4	(17,8) [†]	-6,5	(12,4)
Erdgas GuD	-18,8	(19,2)	-11,8	(12,0)
Erdgas GT	-2,7	(2,7)	-1,0	(1,0)
Erdgas DT	-0,6	(0,6)	-0,2	(0,2)
Braunkohlen DT	-4,0	(8,4)	-3,5	(7,4)
Kernbrennstoff DT	-1,6	(2,6)	-6,7	(20,5)
Übrige	-6,3	(6,3)	-5,9	(5,9)
Zwischensumme	-43,4	(57,7)	-35,6	(59,4)
Speicher	-10,7 (7,6)		-8,6 (5,9)	
Summe	-54,1		-44,1	

[†] Die Werte in Klammern weisen die Erzeugungsleistungen der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke aus.

Tabelle A.2: Analyse des Lastfolgebetriebs für den Zeitpunkt mit dem größten positiven Gradienten der Residuallast von $+4,4$ GW/15min im Jahr 2020 (angegebene Zahlen in GW/15min).

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg			Laufzeitverlängerung		
	Drehend	Schnell aktivierbar		Drehend	Schnell aktivierbar	
Steinkohlen DT	1,7	(11,7) [†]	0,0	4,1	(4,9)	0,0
Erdgas GuD	0,9	(15,1)	0,0	0,7	(2,1)	0,0
Erdgas GT	0,0	(0,8)	3,4	0,1	(0,8)	1,9
Erdgas DT	0,1	(0,1)	0,0	0,0	(0,1)	0,0
Braunkohlen DT	0,7	(8,1)	0,0	1,3	(5,0)	0,0
Kernbrennstoff DT	0,0	(2,6)	0,0	0,0	(20,5)	0,0
Übrige	1,7	(5,9)	0,5	1,7	(5,9)	0,5
Zwischensumme	5,2	(44,4)	3,8	7,9	(39,2)	2,4
Speicher	13,0 (0,3)			8,0 (0,3)		
Summe	22,1			18,3		

[†] Die Werte in Klammern weisen die Erzeugungsleistungen der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke aus.

B Kurzcharakterisierung der verwendeten fundamental-analytischen Modelle

B.1 Elektrizitätsmarktmodell E2M2s

Das Akronym „E2M2s“ bezeichnet die stochastische Version des am IER entwickelten europäischen Elektrizitätsmarktmodells (European Electricity Market Model). Auf Basis eines fundamentalanalytischen Ansatzes wird mit diesem Modell die zukünftige Einsatzplanung der Kraftwerke zur Gewährleistung einer zuverlässigen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung abgebildet und anhand derer der Investitionsbedarf an neuen thermischen Erzeugungskapazitäten untersucht. Für die vorliegende Arbeit konzentriert sich die Modellanwendung mit einem regionalen Schwerpunkt auf den deutschen Elektrizitätsmarkt. Hinsichtlich der in Deutschland stark zunehmenden elektrischen Einspeisung aus fluktuierenden Energiequellen wird insbesondere auf die stochastischen Charakteristika des Winddargebots eingegangen, um die damit verbundenen Anforderungen an den Systembetrieb zu berücksichtigen.

E2M2s stellt die erweiterte Version eines klassischen Investitionsmodells für Elektrizitätsmärkte dar, in dem die Investitionsentscheidungen im Mittelpunkt stehen und eine stark vereinfachte Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt. Durch eine Erweiterung im Rahmen der Forschungsinitiative „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“ [13] werden die technischen Charakteristika thermischer Kraftwerke bei ihrem Betriebseinsatz durch die Implementierung von intertemporalen Restriktionen genauer abgebildet, so dass zusätzliche Anforderungen an die Betriebsflexibilität des Erzeugungssystems durch eine unsichere elektrische Einspeisung aus Winkkonvertern explizit berücksichtigt werden. Die Abbildung der intertemporalen Restriktionen basiert auf einer blockscharfen Modellierung des Kraftwerkseinsatzes und setzt außerdem eine hohe zeitliche Auflösung voraus, mit der die tatsächliche Zeitdauer beliebiger zusammenhängender Zeiteinheiten berechnet werden kann. Um das Modell hinsichtlich seiner Komplexität, Lösbarkeit und Rechenzeit beherrschbar zu halten und gleichzeitig einen realistischen Systembetrieb zu berücksichtigen, erfolgt die Abbildung des Kraftwerkseinsatzes auf Basis sogenannter Typstunden.

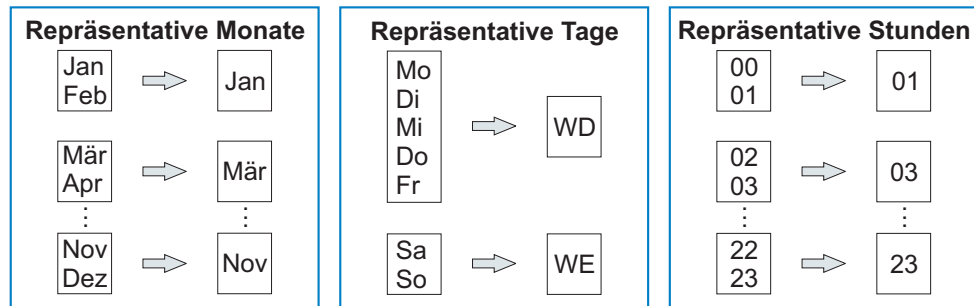


Abbildung B.1: Konstruktion der Typstunden.

B.1.1 Typstundenkonzept

Die Generierung der Typstunden basiert auf der Zuordnung der Stunden eines Jahres zu ähnlichen zeitlichen Zuständen, die für die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes relevant sind. Die entscheidenden Faktoren sind dabei z. B. Elektrizitäts- und Wärmelast, Temperatur, Helligkeit oder Kühlwasserbedingungen, die auf saisonale und untertägige Veränderungen zurückzuführen sind. Wie Abbildung B.1 darstellt, werden jeweils zwei aufeinander folgende Monate zu einem Typmonat und fünf Wochentage sowie zwei Wochenendtage zu einem Typtag zusammengefasst. Darüber hinaus ergibt sich jeweils aus zwei aufeinander folgenden Stunden eine repräsentative Stunde. Daraus resultierend werden die 8760 Stunden eines Jahres im Modell durch 144 repräsentative Typstunden ersetzt.

Die Einhaltung technischer Restriktionen einzelner Kraftwerksblöcke betrifft neben diskreten Zeitpunkten auch zusammenhängende Zeitabschnitte, insbesondere wenn es sich um intertemporale Bedingungen handelt. Dies setzt die Bestimmung der zeitlichen Reihenfolge zwischen den einzelnen Typstunden voraus. Für diesen Zweck ist ein Algorithmus zur Identifizierung aller sinnvollen Folgen der Typstunden entwickelt worden [33].

B.1.2 Modellaufbau

Für die zeitgleiche Optimierung der Investitionsentscheidungen in neue Erzeugungsanlagen sowie der Einsatzplanung des gesamten Kraftwerksportfolios folgt E2M2s einem myopischen Ansatz. Im Gegensatz zu einem integralen Ansatz, bei dem sich der Optimierungszeitraum über die gesamte Untersuchungsperiode erstreckt und dafür üblicherweise ein vollständiges Voraussehen (perfect foresight) unterstellt wird, wird mit einem myopischen Ansatz sukzessiv in jedem Optimierungsschritt nur ein Teil der Untersuchungsperiode modelliert. Für die vorliegende Untersuchung beträgt die Länge eines solchen

Optimierungszeitraums genau ein Kalenderjahr. Die dort zu optimierende bzw. zu minimierende Zielgröße setzt sich zusammen aus den jährlichen Ausgaben für neu investierte Anlagen als Annuität der gesamten Investitionskosten sowie der Summe der durch den Kraftwerkseinsatz verursachten variablen Betriebskosten.

Investitionsoptionen

Die Auswahl und technisch-ökonomische Charakterisierung der Investitionsoptionen für thermische Kraftwerke erfolgt in Orientierung an den IER-Kraftwerksdaten. Jede ausgewählte Investitionsoption wird durch ihre technische Auslegung (eingesetzter Brennstoff, installierte Netto-Engpassleistung, Wirkungsgrad usw.) und die ökonomischen Parameter (Investitionskosten, fixe Betriebskosten, variable Betriebskosten ohne Brennstoffkosten usw.) beschrieben. Die Investitionen sind nur in ganzzahliger Menge möglich und darüber hinaus wird für jede Investitionsoption eine Obergrenze für die Anzahl der jährlich neu zu investierenden Blöcke definiert.

Kraftwerkseinsatz

Der Kraftwerkseinsatz im Modell zielt darauf ab, eine zuverlässige Versorgung von Elektrizität und Fernwärme zu gewährleisten. Dazu zählen sowohl die zeitgleiche Deckung der vorgegebenen Last als auch die Bereitstellung ausreichender Reserveleistung. Der im Modell berechnete Bedarf an Reserveleistung hängt von der Zusammensetzung des gesamten Kraftwerksportfolios ab. Anhand der technisch bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Kraftwerksblöcke sowie des unterstellten stochastischen Verhaltens der Windenergieeinspeisung wird die notwendige Reserveleistung für das gesamte System in einem vorgelagerten Schritt bestimmt. Die auf stehende und in Betrieb befindliche (drehende) Kraftwerke aufgeteilte Vorhaltung der Reserveleistung ist jedoch ein Teil des Kraftwerkseinsatzes und folgt auch dem kostenoptimalen Prinzip.

Mit der Kraftwerkseinsatzplanung werden für jeden Erzeugungsblock der Betriebszustand und gegebenenfalls die Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt festgelegt. Bei den Betriebszuständen wird zwischen drehenden und stehenden Zuständen unterschieden, die im Modell mit einer Binärvariable beschrieben werden. Die Kraftwerke, die sich in drehendem Betrieb befinden, sind in der Lage, Elektrizität (bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auch Fernwärme) ins Netz einzuspeisen und je nach der aktuellen Erzeugungsleistung sowie der Leistungsänderungsgeschwindigkeit zur Bereitstellung des Reservebedarfs beizutragen.

Die Erzeugungsleistung eines konventionellen Kraftwerks ist im Modell nur im Bereich zwischen der installierten Netto-Engpassleistung (unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit) und der Mindestleistung möglich. Ein Teillastbetrieb unterhalb der installierten Netto-Engpassleistung führt zu einem Wirkungsgradverlust und damit einem höheren spezifischen Brennstoffverbrauch. Außerdem ist der Betrieb eines thermischen Kraftwerks auch durch andere zeitübergreifende technische Restriktionen eingeschränkt. Von besonderer Bedeutung sind die Anfahrzeiten, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und Mindeststillstands- bzw. Mindestbetriebszeiten. Durch eine Erfassung der zeitlichen Veränderung der Betriebszustände können solche intertemporalen Restriktionen für jeden Kraftwerksblock eingehalten werden [33].

Zur Deckung der Wärmenachfrage wird im Modell die gekoppelte Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) abgebildet. In Abhängigkeit der technischen Auslegung wird bei KWK-Anlagen zwischen Gegendruck- und Entnahme-Kondensationsanlagen unterschieden. Während erstere Elektrizität und Wärme zu einem festen Verhältnis erzeugen, erlauben letztere eine flexible Erzeugung von Elektrizität und Wärme. Die Modellierung der beiden Typen von KWK-Anlagen erfolgt im Modell jeweils über die anlagenspezifischen Betriebskennlinien bzw. -kennfelder, mit denen der Betriebsbereich für jede KWK-Anlage hinsichtlich der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung definiert wird. In Anbetracht dessen, dass die Übertragung von Wärme im Gegensatz zu Elektrizität stark regional beschränkt ist, werden 20 Wärmeregionen für Deutschland abgebildet, zu denen die entsprechende Wärmenachfrage und die einzelnen KWK-Anlagen zugeordnet sind. Eine überregionale Wärmeübertragung ist damit ausgeschlossen.

Neben den hydraulischen Speicherkraftwerken sind im Modell auch Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke bezüglich ihres Einsatzes bzw. der Neuinvestitionen implementiert worden.

B.1.3 Stochastische Abbildung der Windenergieeinspeisung

Die elektrische Einspeisung aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen wird im Modell als privilegierte (vorrangige) Erzeugung angesehen. Angesichts des schnell wachsenden Anteils der Windenergieeinspeisung an der gesamten Elektrizitätserzeugung erschwert die eingeschränkte Prognostizierbarkeit die Einsatzplanung anderer konventioneller Kraftwerke. Mit der zunehmenden installierten Leistung aus Windkonvertern erhöht sich auch der Bedarf an hinsichtlich ihrer dynamischen Merkmale flexiblen Kraftwerksanlagen, die auf starke Schwankungen im Winddargebot schnell reagieren können, vgl. Tabelle 4.2. Um die stochastischen Charakteristika des Winddargebots und damit auch die notwendige Systemflexibilität adäquat zu erfassen, wird im Modell die Windenergieeinspeisung

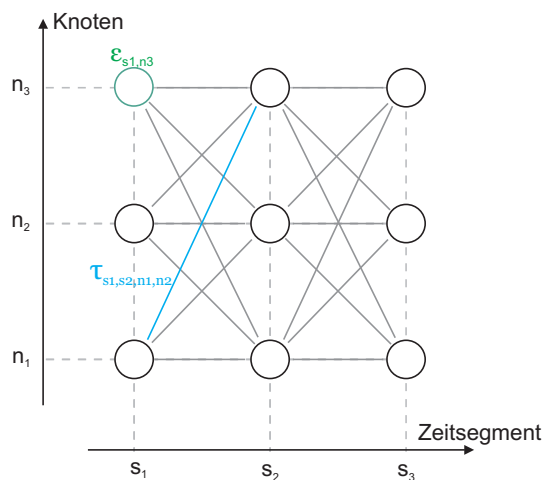


Abbildung B.2: Szenariogitter für die stochastische Windenergieeinspeisung.

anhand eines sogenannten Szenariogitters abgebildet. Der Generierung des Szenariogitters liegt eine hinreichende Menge historischer Winddaten zugrunde. Durch eine Clusteranalyse wird die typische zeitliche Entwicklung der Windstärke zusammen mit ihrer stochastischen Verteilung abgeleitet. Abbildung B.2 stellt die Struktur des generierten Szenariogitters exemplarisch dar. Jedem Zeitsegment werden drei mögliche Niveaus des Winddargebotes zugeordnet, die jeweils durch einen Knoten dargestellt sind. Die absolute Windstärke in jedem Niveau nimmt jedoch in Abhängigkeit des Zeitsegmentes individuelle Werte an. Neben der Eintrittswahrscheinlichkeit ε , zu der ein bestimmtes Niveau des Winddargebotes zu erwarten ist, gelten für jeden Knoten drei Übergangswahrscheinlichkeiten τ , über die dieser Knoten mit den drei Knoten des nachstehenden Zeitsegments verbunden ist. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Übergangswahrscheinlichkeit von einer hohen Einspeisung wiederum zu einer hohen Einspeisung innerhalb zwei aufeinander folgender Zeitsegmente größer ist als von einer hohen Einspeisung auf eine niedrige Einspeisung.

B.2 Instrument zur Kraftwerkseinsatzplanung JMM

Die Bezeichnung „JMM“ ist das Akronym für den englischsprachigen Begriff „Joint Market Model“. Basierend auf einem fundamentalanalytischen Ansatz wird mit diesem Modell der kostenoptimale Einsatz eines gegebenen Kraftwerksportfolios bestimmt. Methodischer Schwerpunkt der Modellierung ist die Beschreibung der betrieblichen Eigenschaften einzelner Kraftwerksblöcke, der zeitlichen Abfolge des Großhandels für Elektrizität

sowie die fluktuierende und nicht perfekt prognostizierbare Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windenergie.

B.2.1 Optimierung der Betriebskosten

Mit JMM wird der optimale Einsatz von Kraftwerken zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage in stündlicher Auflösung ermittelt. Hierbei ist das Ziel der Optimierung die Minimierung der hierfür aufzuwendenden variablen Systembetriebskosten. Es gehen in die Zielfunktion die folgenden Kostenbestandteile ein:

Brennstoffkosten Der überwiegende Anteil der variablen Betriebskosten zur Deckung einer gegebenen Elektrizitätsnachfrage wird durch den Verbrauch von Brennstoff verursacht. Zur Bestimmung der Brennstoffkosten wird die zur Elektrizitätserzeugung erforderliche Brennstoffmenge in Abhängigkeit des Teillastbetriebs der Erzeugungsanlage bestimmt und mit dem angenommenen Brennstoffpreis multipliziert. Die dazu benötigte Wirkungsgradkennlinie bzw. Brennstoffverbrauchskurve eines Kraftwerks ist nicht linear. Zur Vermeidung dieser Nichtlinearität im numerischen Optimierungsmodell wird der Verlauf des Wirkungsgrades zwischen minimaler und maximaler Erzeugung durch lineare Abschnitte approximiert.

Sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten Neben aufzubringenden Brennstoffkosten werden beim Betrieb sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten verursacht. Dazu wird ein technologiespezifischer Kostenparameter mit der jeweiligen Elektrizitätserzeugung multipliziert.

Anfahrkosten Der Anfahrvorgang von Erzeugungsanlagen bedingt zusätzlichen Brennstoffverbrauch und Verschleiß. Hierzu wird bei jedem Anfahrvorgang die verbrauchte Brennstoffmenge mit dem angenommenen Brennstoffpreis multipliziert sowie ein technologiespezifischer Kostenparameter berücksichtigt.

Kosten für die Nutzung von CO₂-Emissionszertifikaten Die Kosten für die Nutzung von CO₂-Emissionszertifikaten setzen sich aus der Anzahl der nachzuweisenden Zertifikate multipliziert mit dem angenommenen Zertifikatepreis zusammen. Die durch die Elektrizitätserzeugung mit fossil befeuerten Kraftwerken verursachten Emissionen, welche die Anzahl der benötigten Zertifikate bestimmen, werden anhand des Brennstoffverbrauchs und Multiplikation mit dem brennstoffspezifischen Emissionskoeffizienten ermittelt.

B.2.2 Einsatzrestriktionen konventioneller Kraftwerke

Der zu optimierende Kraftwerkseinsatz unterliegt Einsatzrestriktionen des Betriebs der verschiedenen Anlagen. Für eine detaillierte Abbildung des Kraftwerks- und Speicherbetriebs ist eine Formulierung des Optimierungsmodells auf Basis von gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (GGLP) erforderlich. Mit Binärvariablen wird hierbei der An-/Aus-Status der einzelnen Kraftwerke und Speicheranlagen beschrieben. Damit ist die exakte Beschreibung von intertemporalen Nebenbedingungen wie Anfahrzeiten, Mindestbetriebszeiten oder Mindeststillstandszeiten möglich. Die Elektrizitätserzeugung wird dann durch kontinuierliche Variablen, deren Wert zwischen der installierten Netto-Engpassleistung und der Mindestleistung sowie durch Leistungsänderungsgeschwindigkeiten begrenzt ist, beschrieben. Zur Vermeidung eines hohen Rechenaufwandes ist es alternativ möglich, den An-/Aus-Status der einzelnen Kraftwerke auf Basis einer linearen Relaxation ebenfalls mit kontinuierlichen Variablen zu beschreiben.

Neben der Deckung der Elektrizitätsnachfrage ist es zwingend erforderlich, für einen stabilen Systembetrieb ausreichend Regelleistung in den definierten Regelleistungsqualitäten vorzuhalten. Somit ist die Vorhaltung von Regelleistung Teil der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Dazu muss jeweils ein vorgeschriebenes Regelleistungsband für drehende und stehende Reserven ständig eingehalten werden. Weiterhin wird der mögliche Beitrag einzelner Kraftwerke zur Vorhaltung von drehender und stehender Regelleistung durch weitere technische Restriktionen im Modell beschrieben.

Wesentliches Charakteristikum verschiedener thermischer Erzeugungstechnologien ist deren mögliche Ausführung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Um bei der Einsatzoptimierung die Auskopplung von Wärme und deren Abhängigkeiten und Auswirkungen auf die Elektrizitätserzeugung dieser Kraftwerke zu berücksichtigen, sind weitere Restriktionen erforderlich. Dazu wird bei der Modellierung zwischen Anlagen mit einem Freiheitsgrad, wie zum Beispiel Gegendruckanlagen, und Anlagen mit zwei Freiheitsgraden, wie zum Beispiel Entnahme-Kondensationsanlagen, unterschieden. Bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad wird Elektrizität und Wärme in einem konstanten Verhältnis entsprechend der Elektrizitätskennzahl erzeugt. KWK-Anlagen, die zwei Freiheitsgrade aufweisen, erlauben eine von der Elektrizitätserzeugung teilweise unabhängige Wärmeerzeugung. Die durch die Wärmeerzeugung maßgeblich zu deckende Wärmenachfrage in Deutschland wird analog zur Modellierung in E2M2s, siehe Abschnitt B.1.2, durch die Abbildung von 20 Wärmeregionen abgebildet.

Die Abbildung des Betriebs von Elektrizitätsspeichern wie Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher erfolgt unter Beachtung der möglichen Beladeleistungen sowie der maximalen und minimalen Speicherfüllstände. Die bei der Be- und Entladung von Speichern entstehenden Verluste werden zusammengefasst und basierend auf dem Wirkungsgrad des Speichers dem resultierenden Ladevorgang zugeschrieben. Die Abbildung von

Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerken berücksichtigt neben der bei der Elektrizitätserzeugung stattfindenden Entladung des Druckluftspeichers den erforderlichen Einsatz von Erdgas.

B.2.3 Rollierende Einsatzplanung

Wesentliche Eigenschaft des „JMM“ ist die Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung von Kurzfristprognosen der Elektrizitätserzeugung von Windkonverteranlagen und der Nachfrage nach Elektrizität. Das jeweils für eine Planungsperiode definierte Optimierungsproblem umfasst hierzu nur den jeweiligen Prognosehorizont einer Kurzfristprognose. Die Betrachtung einer einzelnen Kurzfristprognose ist jedoch für eine umfassende Analyse des jährlichen Einsatzes konventioneller Kraftwerke nicht ausreichend. Vielmehr ist dafür die Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes für einen längeren und zusammenhängenden Zeitraum erforderlich. Durch Anwendung der rollierenden Planung sind daher mehrere Optimierungsperioden sukzessiv aneinandergereiht. Hierbei berücksichtigt die Abfolge der einzelnen Planungsperioden zum einen bestehende Elektrizitätsmarktstrukturen und zum anderen mögliche Korrekturen der Kraftwerkseinsatzentscheidungen bei Bekanntwerden aktualisierter Prognosen. Es ergibt sich damit folgender Planungsablauf, siehe auch Abbildung B.3:

Planungsperioden, die um 12 Uhr eines Tages starten, decken mit einem Optimierungszeitraum von 36 Stunden den Prognosehorizont bis zum Ende des Folgetages ab. In diesen Planungsperioden wird der Kraftwerkseinsatz für die Stunden des Folgetages und damit unter Berücksichtigung der zeitlichen Struktur des Day-ahead-Spotmarktes für Elektrizität optimiert. Die im Optimum ermittelten Werte der entsprechenden Modellvariablen werden fixiert und in den nachfolgenden Planungsperioden berücksichtigt.

In den nachfolgenden Planungsperioden, die nicht um 12 Uhr eines Tages starten, wird unter Berücksichtigung von aktualisierten Prognosen der optimale Kraftwerkseinsatz neu bestimmt. Der Bedarf für die Anpassung der Einsatzentscheidungen bestimmt sich durch die Abweichungen der aktualisierten Prognosen bzw. der sich tatsächlich einstellenden Windenergieeinspeisung und Elektrizitätsnachfrage von dem um 12 Uhr des Vortages angenommenen Prognosewert. Zur Deckung dieses Bedarfs wird die Elektrizitätserzeugung der steuerbaren konventionellen Kraftwerke und Speicher im Rahmen der technischen Einsatzrestriktionen gegenüber der Vortagesplanung angehoben oder abgesenkt. Dabei ist es aufgrund der intertemporalen Restriktionen des Kraftwerks- und Speicherbetriebs erforderlich, die Einsatzentscheidungen der vorangegangenen Planungsperioden zu berücksichtigen. Mit fortschreitender rollierender Planung ergibt sich für die jeweils betrachtete Stunde aufgrund der Verkürzung des Planungshorizonts ein geringerer Prognosefehler.

Somit verringert sich mit zunehmender Annäherung des Beginns der jeweiligen Planungsperiode an die betrachtete Stunde ebenfalls der Bedarf für die Anpassung der Einsatzentscheidungen.

Erreicht der Beginn einer Planungsperiode wieder die Mittagsstunde, beginnt der Planungsprozess erneut mit einem Prognosehorizont von 36 Stunden und der Berücksichtigung des Handels am Day-ahead-Spotmarkt. Der schließlich realisierte Betrieb der einzelnen Kraftwerke und Elektrizitätsspeicher bestimmt sich aus der Kombination der in den Day-ahead-Planungsperioden mit einem Prognosehorizont von 36 Stunden und der in den nachfolgenden Planungsperioden bei einem reduzierten Prognosehorizont getroffenen Einsatzentscheidungen.

Mit einer stündlichen Aktualisierung der Prognosen würde zu jeder Stunde eine neue Planungsperiode beginnen. Da jedoch erstens in der Realität zumeist keine stündliche Aktualisierung der Prognosen erfolgt und zweitens eine rollierende Planung in stündlicher Abfolge aufgrund der dann hohen Anzahl zu lösender Optimierungsprobleme zu langen Rechenzeiten führen würde, wird für die Anwendung ein Intervall von drei Stunden zwischen zwei aufeinander folgenden Planungsperioden gewählt. Damit sind für die Abbildung eines Tages acht Planungsperioden erforderlich. Zur Abbildung eines gesamten Jahres werden 2920 Planungsperioden benötigt.

Bei einer deterministischen Abbildung der Prognosen der Windleistungseinspeisung und der Elektrizitätsnachfrage wird eine einzelne Ausprägung des Prognosefehlers bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt. Für die in dieser Studie durchgeführte Anwendung wird alternativ eine perfekte Prognose, d. h. ohne jeglichen Prognosefehler, abgebildet.

Die Beschreibung der für die rollierende Planung erforderlichen Prognosen der Windenergieeinspeisung und der Elektrizitätsnachfrage kann darüber hinaus als stochastischer Modellparameter erfolgen [25]. Damit ist es möglich, neben einer Punktprognose die mögliche Verteilung des Prognosefehlers zu berücksichtigen. Dies erfolgt mit den in Abbildung B.3 dargestellten mehrstufigen Szenariobäumen in diskreten Stufen. Die gewählte Struktur der Szenariobäume sieht zwei Verzweigungen vor. Die erste Baumstufe umfasst die ersten drei Prognosestunden und beschreibt den kostenoptimalen Systembetrieb deterministisch. Die Windleistungserzeugung sowie die Elektrizitätsnachfrage werden darüber hinaus in dieser Baumstufe als fehlerfrei prognostizierbar vorausgesetzt. In der ebenfalls dreistündigen zweiten Stufe des Szenariobaums werden fünf Szenarien berücksichtigt, die den Prognosehorizont von 4 bis 6 Stunden abdecken. Jedes dieser fünf Szenarien verzweigt sich in der abschließenden dritten Baumstufe in jeweils zwei Szenarien, so dass die Fehlerverteilung der Kurzfristprognosen mit insgesamt zehn diskreten Szenarien beschrieben wird. Die Länge der dritten Baumstufe ist variabel und von der Position des aktuellen Szenariobaums in der Abfolge der rollierenden Planung abhängig, siehe oben. Sie beträgt minimal 9 und maximal 30 Stunden. Jedes Prognoseszenario ist mit einer

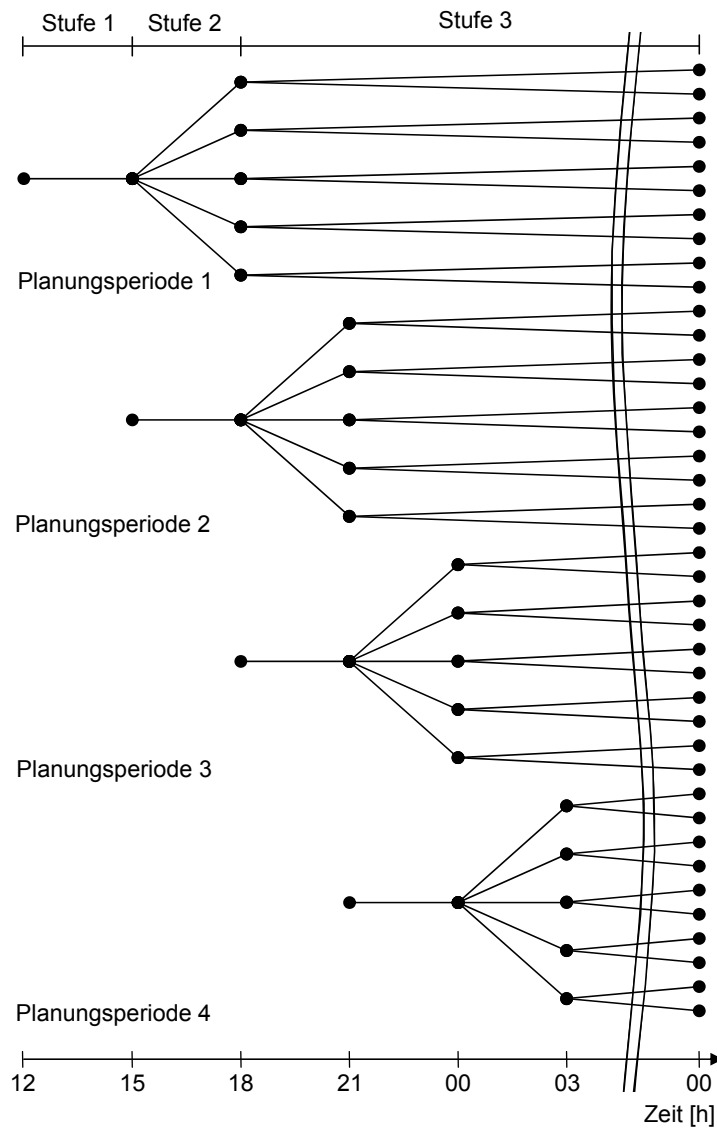


Abbildung B.3: Rollierende Planung mit vier sukzessiven Planungsperioden zur Abbildung der Kraftwerkseinsatzoptimierung für einen halben Tag.

Eintrittswahrscheinlichkeit beschrieben. Die festgelegte Struktur des Szenariobaums und die Anzahl der diskreten Szenarien folgen dabei einem Kompromiss zwischen einer ausreichend guten Approximation der Verteilungsdichtefunktion der stochastischen Größe und dem zeitlichen Aufwand zur Ermittlung der optimalen Lösung des resultierenden Optimierungsproblems.

Literatur

- [1] ATW: Kernkraftwerke in Deutschland, Betriebsergebnisse 2008. In: *International Journal of Nuclear Power* 2009
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Atomkraft – kein Weg für die Zukunft. Berlin, 2009. – Themenpapier
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Gabriel: Panikstimmung in der Atombranche / BMU-Pressedienst Nr. 133/09. Berlin, 2009. – Pressemitteilung
- [4] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Hindernis Atomkraft : Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien. Berlin, 2009. – Kurzstudie
- [5] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): 60 Kraftwerke bis 2018 geplant. Anlage zur Presseinformation „Strom- und Gasverbrauch in Deutschland gesunken“. Berlin, 2009. – Anlage zur Pressemitteilung
- [6] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): Energie-Daten / Faktendienst für die Energiewirtschaft. Berlin, 2009. – Statistik
- [7] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): Entwicklung der Energieversorgung 2008 / Energie-Info. Berlin, Februar 2009. – Statistik
- [8] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): Erstes Halbjahr 2009: Gas- und Stromverbrauch weiter rückläufig / BDEW. Berlin, August 2009. – Pressemitteilung
- [9] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): Erstes Quartal 2009: Energieverbrauch deutlich gesunken / BDEW. Berlin, Juni 2009. – Pressemitteilung
- [10] DEUTSCHE BUNDESREGIERUNG: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung / Deutsche Bundesregierung. Berlin, August 2009. – Kabinettsbeschluss

-
- [11] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): Kurzanalyse der Kraftwerks-und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) / dena. Berlin, 2008. – Kurzanalyse
- [12] DÜRR, Dietmar: Zukünftige Stromerzeugungskapazität: Ist die Lücke eine Lüge? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 59 (2009), Nr. 1/2, S. 56–61
- [13] ELLERSDORFER, Ingo ; HUNDT, Matthias ; SUN, Ninghong ; VOSS, Alfred: Kriterien für Kraftwerksentscheidungen / Forschungsinitiative KW21 („Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“). Stuttgart, 2008. – Abschlussbericht
- [14] ELLERSDORFER, Ingo ; HUNDT, Matthias ; SUN, Ninghong ; VOSS, Alfred: Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). 2008. – Studie im Auftrag der E.ON Energie AG
- [15] ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT AN DER UNIVERSITÄT ZU KÖLN (EWI) ; PROGNOSE: Energiereport IV : Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Schlussbericht. Köln, Basel, 2005. – Forschungsbericht
- [16] EUROPÄISCHE KOMMISSION: European Energy and Transport : Trends to 2030 – Update 2007. Brüssel, 2008. – Forschungsbericht
- [17] EUROPÄISCHE KOMMISSION: EU Energy in Figures 2009. Brüssel, 2009. – Statistik
- [18] FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“. Berlin, 2009. – Hintergrundpapier zu einer Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e. V. (BEE)
- [19] GIESECKE, Jürgen ; MOSONYI, Emil: *Wasserkraftanlagen : Planung, Bau und Betrieb*. 4. Aufl. Berlin : Springer, 2005
- [20] HUNDT, Matthias ; BARTH, Rüdiger: Einfluss hoher Anteile erneuerbarer Elektrizitätserzeugung auf die Dynamik der Residuallast / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, in Erscheinung. – Arbeitsbericht
- [21] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA): *World Energy Outlook 2008*. Paris, 2008
- [22] JANSEN, Andreas ; MOLLY, Jens P.: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 / Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Köln, 2005. – Forschungsbericht
- [23] LINDENBERGER, Dietmar et al.: Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030 / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA). Köln, Berlin, 2008. – Studie

- [24] MATTHES, Felix C. et al.: Politiksznarien für den Klimaschutz IV : Szenarien bis 2030. Berlin, 2008. – Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes
- [25] MEIBOM, Peter ; BARTH, Rüdiger ; BRAND, Heike ; HASCHE, Bernhard ; SWIDER, Derk J. ; RAVN, Hans ; WEBER, Christoph: All Island Grid Study Workstream 2B : Wind variability management studies. Belfast, 2008. – Forschungsbericht für nord-irische und irische Regierung
- [26] MÜLLER, Karl: Lastfolgebetrieb und Primärregelung : Erfahrungen mit dem Verhalten des Reaktors. In: KERntechnische Gesellschaft (Hrsg.): *Fachtagung Reaktorbetrieb und Kernüberwachung*. Dresden, 2003
- [27] NITSCH, Joachim: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas : „Leitstudie 2008“. Berlin, 2008. – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [28] SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN (SRU): Weichenstellung für eine nachhaltige Stromversorgung. Berlin, 2009. – Thesenpapier
- [29] SCHNEIDER, Mycle ; THOMAS, Steve ; FROGGAT, Antony ; KOPLOW, Doug: Der Welt-Statusreport Atomindustrie 2009 unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Fragen / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2009. – Forschungsbericht
- [30] SONTOW, Jette: Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung / Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, 2000. – Forschungsbericht
- [31] SPERLING, Marcelo ; PAMFENSIE, A. ; HARTKOPF, Thomas: Capacity Credit of Wind Power in Germany. In: *Nordic Wind Power Conference Risø National Laboratory*. Roskilde, Denmark : Institute for Renewable Energies, TU-Darmstadt, 2007
- [32] STRAUSS, Karl: *Kraftwerkstechnik : zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. 5. Aufl. Berlin : Springer, 2006
- [33] SUN, Ninghong ; ELLERSDORFER, Ingo ; SWIDER, Derk J.: Model-based long-term electricity generation system planning under uncertainty. In: *3rd Int. Conf. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. Nanjing, 2008, S. 1298–1304
- [34] VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland Vorschau 2005 - 2015 / Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim BDEW. Berlin, 2004. – Forschungsbericht

-
- [35] VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE (VDEW e.V.) (Hrsg.): *Begriffe der Versorgungswirtschaft*. Bd. 1: *Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe*. 7. Aufl. Frankfurt a.M. : VWEW-Verlag, 1999