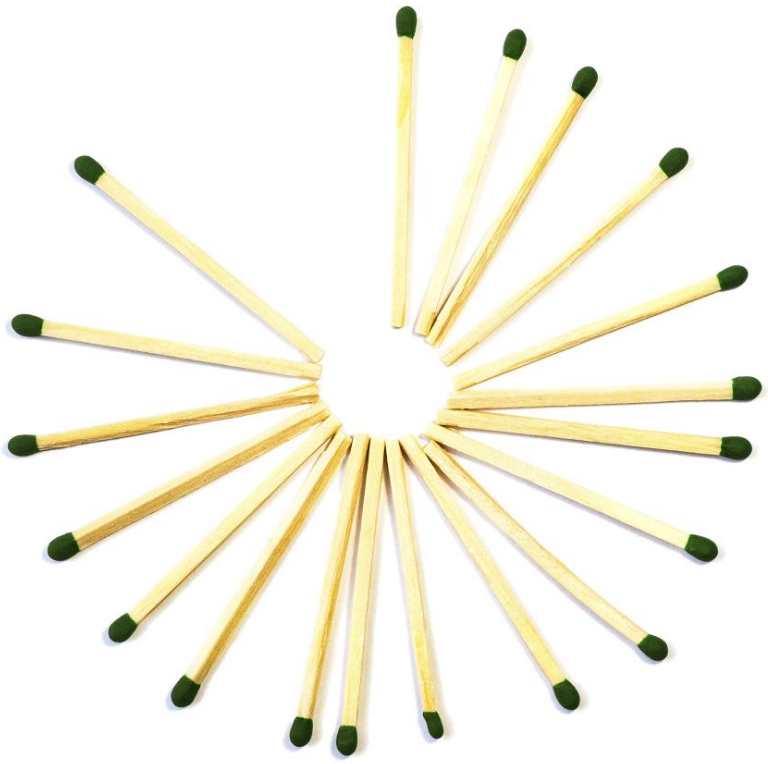
Deloitte.

Untersuchung der Flexibilität von Steinkohlekraftwerken zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland



Endbericht
Angefertigt im Auftrag des VDKi

November 2019

© 2019 Deloitte Finance

Untersuchung der Flexibilität von Steinkohlekraftwerken zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland 1

Zusammenfassung 7

1 Die Herausforderung der Flexibilität 11

1.1 Flexibilitätsvoraussetzungen: Bedarfsseitig 14

1.2 Flexibilitätsoptionen: Erzeugungsseitig 18

2 Steinkohlekraftwerke und deren Flexibilitätseigenschaften 21

2.1 Steinkohlekraftwerke: Die Grundlagen 21

2.2 Flexibilität im Betrieb von thermischen Kraftwerken 23

3 Bewertung der Flexibilitätsbereitstellung durch Steinkohlekraftwerke in Deutschland 27

3.1 Rahmen der quantitativen Analyse 28

3.2 Die rückblickende Analyse 30

3.2.1 Der Strommarkt und die Energiewende 30

3.2.2 Ein Überblick über die deutsche Steinkohleflotte 32

3.2.3 Methodik der Simulationen 34

3.2.4 Einblicke aus 2015 und 2018 36

3.3 Die prospektive Analyse 41

3.3.1 Methodik der Simulationen 41

3.3.2 Bewertung eines Systems mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien 42

3.3.3 Ein Blick auf die mittelfristige Flexibilität 49

3.3.4 Der Blick auf die Nachrüstung von thermischen Speichern 54

3.4 Diskussion der Ergebnisse 60

Anhang A 63

Anhang B 64

Anhang C 65

Literaturverzeichnis 67

Haftungsausschluss – Rahmen und Umfang dieser Studie

Diese Studie wurde im Auftrag des Vereins der Kohleimporteure e.V. („VDKi") von Deloitte Finance, einem Unternehmen des Deloitte Netzwerks, unter Berücksichtigung des unten aufgeführten Umfangs und der genannten Einschränkungen erstellt.

Der Bericht kann in seiner Gesamtheit und ohne inhaltliche oder formale Änderungen unter der alleinigen Verantwortung des VDKi veröffentlicht werden. Jede andere Partei muss zur Nutzung der Ergebnisse dieses Berichts die Zustimmung des VDKi einholen und entsprechende Verweise darauf geben. Deloitte Finance übernimmt keine Haftung für den Bericht und seine Inhalte gegenüber anderen Parteien als dem VDKi.

Die für die Erstellung des Berichts verwendeten Daten wurden vom VDKi zur Verfügung gestellt oder von anderen Quellen herangezogen, auf die in den entsprechenden Abschnitten des Berichts eindeutig verwiesen wird. Obwohl dieser Bericht in bester Absicht und mit größter Sorgfalt erstellt wurde, übernimmt Deloitte Finance keine Garantie, weder ausdrücklich noch implizit, dass die darin enthaltenen Informationen korrekt oder vollständig sind. Die Ergebnisse des Berichts basieren auf die zum Zeitpunkt der Erstellung (Oktober 2019) verfügbaren Informationen. Die im Bericht aufgeführten Beispiele dienen nur der Veranschaulichung und stellen in keiner Weise eine Empfehlung oder Befürwortung durch Deloitte Finance dar, in einen der genannten Märkte oder eines der genannten Unternehmen zu investieren. Deloitte Finance übernimmt keine Haftung für die Verwendung des Berichts und seines Inhalts. Dies schließt alle Maßnahmen oder Entscheidungen ein, die auf dessen Grundlage getroffen werden.

Das vorliegende Dokument ist eine Übersetzung des Berichts zur Untersuchung der Flexibilität von Steinkohlekraftwerken zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Deloitte Finance lehnt jegliche Haftung für Übersetzungsfehler oder unsachgemäße Nutzung des Dokuments ab. Im Zweifelsfall ist die englische Originalversion des Berichts maßgebend.

Zusammenfassung

Eine wesentliche Eigenschaft von Stromsystemen ist, dass die Stromerzeugung und der Strombedarf zu jeder Zeit ausgeglichen sein müssen. Jede Abweichung zwischen Erzeugung und Bedarf kann zu Schwankungen in der Netzfrequenz und zu Problemen der Versorgungssicherheit, wie beispielsweise dem Ausfall von Systemkomponenten oder im ungünstigsten Fall sogar zu einem kompletten Stromausfall, führen. Frequenzschwankungen sollten daher in einem engen Toleranzband gehalten werden.

Wind- und Sonnenenergie sind wetterabhängige Energiequellen, die zu Schwankungen und Unsicherheiten im System führen und daher eine Herausforderung beim Ausgleich von Erzeugung und Bedarf darstellen. Die Fähigkeit eines Systems dem Lastverlauf zu folgen und die durch fluktuierende erneuerbare Energien hervorgerufen Schwankungen auszugleichen wird als Flexibilität bezeichnet. Die Integration großer Anteile erneuerbarer Energien wird daher oft als Flexibilitätsherausforderung gesehen.

Mehr als 80% der insgesamt rund 24 GW installierter Steinkohlekraftwerksleistung in Deutschland (Ende 2018) wurden vor dem starken Ausbau der Wind- und Solarenergie im deutschen Strommarkt errichtet. Ihr ursprüngliches Anlagendesign wurde daher eher für den Betrieb im Grund- und Mittellastbereich konzipiert und weniger für einen Einsatz mit einer großen Anzahl von Lastzyklen; dies wirft Fragen hinsichtlich der Fähigkeit solcher Anlagen die notwendige Flexibilität bereitstellen zu können auf. **Es ist zu erwarten, dass die Anteile der Wind- und Solarenergie am Strommix weiter ansteigen werden.** Die weiterhin sinkenden Kosten dieser Technologien verbessern deren Wirtschaftlichkeit, während die von der Bundesregierung (neben anderen europäischen Ländern) gesetzten ambitionierten Ausbauziele, die Nutzung erneuerbarer Energien ebenfalls weiter vorantreiben.

Diese Studie verfolgt zwei Primärziele: Erstens, **die Untersuchung der Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im deutschen Stromsystem bei einem weiter zunehmenden Ausbau der Wind- und Sonnenenergie. Zweitens, die Untersuchung, ob und wie der bestehende Steinkohlekraftwerkspark in Deutschland wachsende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien ausgleichen und integrieren kann, ohne die Sicherheit der Stromversorgung dabei zu gefährden.** Konkret untersuchen wir, **ob sich der Betrieb von deutschen Steinkohlekraftwerken bei Anteilen erneuerbarer Energien von 50%, 60% oder 70%** (gegenüber 38% im Jahr 2018) **verändern würde und ob die technischen Eigenschaften der Kraftwerke ausreichend kompatibel mit solchen Anteilen an Wind- und Sonnenenergie sind**.

Die wichtigsten technischen Eigenschaften, die die Flexibilität thermischer Kraftwerke bestimmen sind deren Anfahrdauer und -kosten, Mindestlasten, Leistungsgradienten, sowie minimale Betriebs- und Stillstandszeiten. Die hierzu aus der Literaturrecherche und Expertenbefragungen zusammengetragenen Daten dienen als Eingangsgrößen unseres internen Strommarktmodells DEEM. DEEM ist ein gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsmodell des europäischen Strommarktes, das eine stündliche Kraftwerkseinsatzplanung unter expliziter Berücksichtigung der oben beschriebenen Betriebseigenschaften simuliert.

Der Rückblick: Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass Steinkohlekraftwerke in den Jahren 2015 und 2018 dazu beigetragen haben, schwankende Leistungen aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen in das Stromnetz zu integrieren. Die beiden Jahre wurden gewählt, um einen möglichst großen Unterschied der Anteile erneuerbarer Energien zu berücksichtigen (31,5% im Jahr 2015 gegenüber 37,8% im Jahr 2018) und dabei gleichzeitig auf komplette Datensätze der Strommärkte zur Validierung des Modells zurückgreifen zu können (Daten vor

2015 sind unvollständig, insbesondere hinsichtlich der stündlichen Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen).

Der Ausblick: Die durchgeführten Simulationen **für Anteile von 50%, 60% und 70% erneuerbarer Energien deuten darauf hin, dass die bestehende regelbare deutsche Kraftwerksflotte, einschließlich der Steinkohlekraftwerke, unter dem Gesichtspunkt der Flexibilitätsbereitstellung kein Hindernis für den weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien darstellt.** Die in dieser Studie entwickelten Flexibilitätskennzahlen zeigen, dass sich sowohl der **Anstieg der Leistungsänderungen als auch die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge von Steinkohlekraftwerke mit steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien erhöht** (häufigere Wechsel der Betriebszustände – von Stillstand zu Netzbetrieb und von Mindestlast zu Volllast). Wir stellen fest, dass **Steinkohlekraftwerke zur Bereitstellung „kurzfristiger" Flexibilität beitragen, indem sie ihre Leistung anpassen und flexibler gefahren werden in Zeiträumen, in denen ihr Einsatz einen hohen Wert für das Stromsystem darstellt**.

Durch die Analyse **„kalter Dunkelflauten"** (d.h. dem Zusammenfallen von Kälteperioden mit extremen meteorologischen Ereignissen, die zu einer begrenzten Einspeisung von Wind- und Solaranlagen führen) stellen wir zudem fest, dass die Rolle von Steinkohlekraftwerken bei der Bereitstellung von „mittelfristiger" Flexibilität mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien immer wichtiger wird. **Bei Anteilen erneuerbarer Energien von 50% erzeugen Steinkohlekraftwerke während solcher Versorgungsengpässe, die sich über Zeiträume von ein bis drei Tagen erstrecken, doppelt so viel Strom wie an einem durchschnittlichen Tag; bei einem Anteil von 70% erzeugen Steinkohlekraftwerke dreieinhalb Mal so viel Strom wie an einem durchschnittlichen Tag.** Ein weiteres Ergebnis zeigt, dass die Wetterbedingungen während kalter Dunkelflauten in einem gewissen Umfang auch die Nachbarländer Deutschlands beeinflussen: Obwohl Deutschland während solcher Ereignisse zum Nettostromimporteur wird, ist **der Spielraum zum Lastausgleich durch höhere Importe durch die Verfügbarkeit von regelbaren Kraftwerken in den anderen Ländern sowie durch die Kapazität grenzüberschreitender Verbindungsleitungen begrenzt**.

Wie andere abrufbare Kraftwerke, tragen auch Steinkohlekraftwerke, durch ihre flexible Leistungsanpassungen und durch die Bereitstellung gesicherter Leistung zur Systemsicherheit bei. **Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken sinkt jedoch mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien**, leistet aber dennoch mit 45 TWh (gegenüber 72 TWh in 2018) im Szenario mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 70% einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung. **Der durchschnittliche Auslastungsgrad der Steinkohleflotte sinkt im Szenario mit einem Anteil von 50% erneuerbarer Energien auf etwas über 30%** (im Vergleich dazu lag der durchschnittliche Auslastungsgrad in 2018 bei 35%). **In Szenarien mit Anteilen von 60% bzw. 70% erneuerbarer Energien fällt er auf rund 20% bzw. 15%.**

Die Steinkohleflotte ist jedoch nicht homogen, weder in Bezug auf ihre Altersstruktur noch in Bezug auf ihre technischen Eigenschaften. Die verschiedenen Anlagentypen reagieren daher unterschiedlich auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Es wundert nicht, dass sich moderne und damit flexiblere Anlagen leichter an die sich ändernden Marktbedingungen anpassen. **Neueste Kraftwerke erreichen Auslastungsgrade, die weit über dem Flottendurchschnitt liegen. Im Gegensatz dazu laufen einige der ältesten Anlagen kaum noch und werden nur in den Stunden größter Knappheit des Jahres eingesetzt.** Im Rahmen unser Modellierung tragen diese Anlagen zur Systemstabilität und Erzeugungsadäquanz bei. Ob sie jedoch rein auf der Grundlage von Energiemarkterlösen profitabel betrieben werden können, ist fraglich. Dieses Problem ist nicht nur bei alten

Steinkohlekraftwerken zu beobachten, sondern betrifft auch Gaskraftwerke. Der rückläufige Einsatz bestimmter thermischer Kraftwerke bildet die Grundlage einer anhaltenden Diskussion über die Gestaltung zukünftiger Strommärkte. Im Zentrum steht dabei die Frage wie die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien gefördert werden kann ohne dabei die Wirtschaftlichkeit der abrufbaren Kapazitäten zu gefährden.

Nahezu drei Viertel der installierten deutschen Steinkohleleistung erzeugt neben Strom auch Wärme. Dies ist Herausforderung und Chance zugleich hinsichtlich der Bereitstellung von Flexibilität. Die meisten Kraftwerke mit Kraft-Wärme Kopplung verfügen über eine Entnahmekondensationsturbine, die einen flexiblen und nahtlosen Übergang zwischen dem Verhältnis der Wärme- und Stromerzeugung ermöglicht (z.B. zur Minimierung monetärer Verluste in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien) solange die Stromerzeugung, durch den in Kaltwetterphasen bestehenden Wärmebedarf, nicht eingeschränkt wird. **Die Nachrüstung von Wärmespeichern verbessert in jedem Fall die Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung von Steinkohlekraftwerken.**

Die Ergebnisse dieser modellbasierten Analyse zeigen, dass ein erheblicher Teil der bestehenden Steinkohleflotte die technischen Möglichkeiten bietet, Flexibilität zur Integration erneuerbarer Energien bereitzustellen. Ob die in der Zukunft benötigte Flexibilität jedoch durch Steinkohlekraftwerke bereitgestellt wird, hängt im Wesentlichen von **zwei weiteren Faktoren ab**, deren Untersuchung nicht Bestand dieser Studie war:

1. Die angenommenen Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas, sowie der CO_2-Preis. **Die für den prospektiven Teil der Studie angenommenen relativen Brennstoffkosten zwischen Steinkohle und Erdgas, darunter auch der CO_2-Preis, spiegeln die in den Jahren 2015 bis 2018 vorherrschende Kostenstruktur zwischen Steinkohle- und Gaskraftwerken weitestgehend wider** (trotz des angenommenen Anstiegs der CO_2-Preise). Der Großteil der Steinkohlekraftwerke ist somit in der Merit-Order vor Gaskraftwerken platziert. Während einer steigenden Leistungsnachfrage werden zuerst Steinkohlekraftwerke – soweit es ihre technischen Eigenschaften zulassen – und erst dann gasbefeuerte Kraftwerken abgerufen. **Ein steilerer Anstieg der hier angenommenen CO_2-Preise** (die auf Projektionen des New Policies-Szenario des World Energy Outlooks 2018 der IEA basieren) **oder ein niedrigerer Erdgaspreispfad könnten aber auch zu einem „Brennstoffwechsel"** führen und somit Gaskraftwerke in der Merit-Order vor Steinkohlekraftwerke stellen. Gasbefeuerte Kraftwerke würden dann entsprechend höhere Anteile bei der Flexibilitätsbereitstellung abdecken.

2. Die tatsächlich installierten Kapazitäten zu den Zeitpunkten wenn erneuerbare Energien Anteile von 50%, 60% und 70% erreichen. **Der zukünftige Erzeugungsmix wird zunehmend durch politische Entscheidungen bestimmt** (Atomausstieg, Kohleausstieg, Ziele für erneuerbare Energien usw.) - **und das nicht nur in Deutschland. Des Weiteren besteht eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der Kostenentwicklung innovativer Flexibilitätstechnologien, insbesondere der von Batteriespeichern.** Die durchgeführten Simulationen basieren daher weder auf einem kostenoptimierten Ansatz zur Prognose zukünftiger Erzeugungsmixe noch auf einem „Best guess" Ansatz. Stattdessen wurden die installierte Steinkohle- und Gaskapazität auf dem heutigen Niveau gehalten und mit den in der DENA Studie (2019) beschriebenen Entwicklungspfaden erneuerbarer Energien kombiniert. Der Ausstieg aus der Kernenergie wurde als abgeschlossen angenommen, da selbst unter den optimistischsten Annahmen ein Anteil von 50% erneuerbarer Energie nicht vor 2022 erreicht werden dürfte. Politische Leitlinien oder die Marktreife neuer Technologien könnten somit ausschlaggebend dafür sein, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Umfang Steinkohlekraftwerke Flexibilität bereitstellen.

1 Die Herausforderung der Flexibilität

Kernpunkte

1.1 Flexibilität ist kein neues Thema im Hinblick auf den Betrieb von Energiesystemen. Marktteilnehmer verfügen über langjährige Erfahrung im Umgang mit Flexibilität und sorgen für ein ständiges Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Das Thema Flexibilität hat sich dennoch in den letzten Jahren durch den schnellen Ausbau wetterabhängiger Energieträger wie Wind und Sonne verschärft. Die Herausforderung bei der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien liegt in deren natürlicher Fluktuation, die als Flexibilitätsherausforderung interpretiert werden kann.

Der erste Schritt zur Bewältigung dieser Herausforderung ist die Charakterisierung von Art und Umfang der Flexibilitätsanforderungen. Durch die Analyse der Residuallast, die nach Berücksichtigung der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien zu decken ist, ist es möglich, diese Effekte auf das System zu quantifizieren. Anforderungen an die Flexibilität beinhalten eine Energie-, eine Kapazitäts- und eine Leistungsänderungsdimension. Alle drei Dimensionen sind sowohl system- als auch zeitspezifisch.

1.2 Die Optionen für die Bereitstellung von Flexibilität umfassen drei miteinander verbundene Ebenen: Die „technische" Ebene wird durch die Flexibilitätseigenschaft der verfügbaren Erzeugungskapazität, des Stromnetzes, der Speicher und der bedarfsseitigen Regelungsmöglich des Systems bestimmt; die „administrative" Ebene, die die Koordinierung zwischen den verschiedenen Anlagen und Interessengruppen sicherstellt (d.h. die Markt- und Regulierungsgestaltung), und die „institutionelle" Ebene, die sich aus den bestehenden energiepolitischen Maßnahmen zusammensetzt und welche die Flexibilität des Systems sowohl fördern als auch behindern kann.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt den Betrieb von Energiesystemen vor neue Herausforderungen. Windkraft- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sind heute bewährte Technologien, die getrieben durch politische Ziele, in den kommenden Jahrzehnten in den Mittelpunkt der Stromversorgung rücken werden. Da sie jedoch wetterabhängig sind, variiert ihre Verfügbarkeit und stimmt nicht zwangsläufig mit Zeiten von hohem Strombedarf überein. Energiesysteme müssen diese Herausforderung bewältigen und flexibel genug bleiben, um den Strombedarf zu jeder Zeit zu decken und so das System stabil zu halten. Das Thema Flexibilität in der Stromversorgung ist deshalb in den Fokus der Forschung zur Integration erneuerbarer Energien gerückt.[1] Je nach untersuchtem Themenschwerpunkt wird es aus verschiedenen Perspektiven angegangen und definiert. Flexibilität kann aus der Sicht des Gesamtenergiesystems oder aus der Perspektive einzelner Erzeugungseinheiten betrachtet werden; sie kann von der Art der Systemdienstleistung abhängen, für die sie benötigt wird; das beginnt mit der Bereitstellung schneller Reserven im Millisekundenbereich, und geht über Tage, Wochen oder sogar Jahreszeiten, was Arbitragemöglichkeiten sowohl für Kapazitäten als auch Erzeigung eröffnet. Eine Bewertung kann auch aus Sicht einer Flexibilitätsadäquanz erfolgen, in der die Fähigkeit von Kraftwerken zum Folgen von Lasten und die daraus resultierenden Auswirkungen auf deren Leistung bewertet werden.

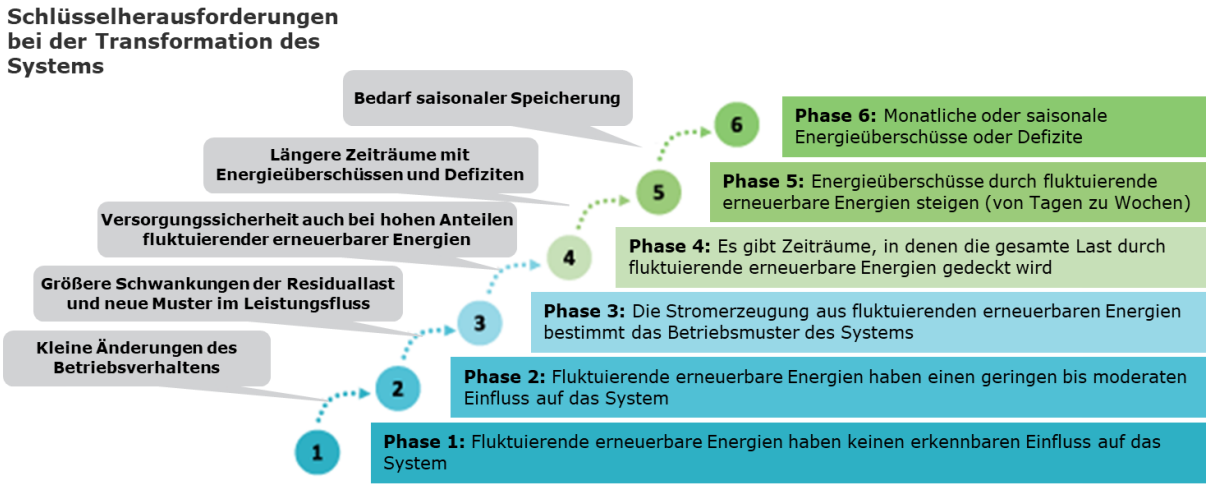
Die Internationale Energieagentur (IEA) definiert Flexibilität aus der Sicht des Energiesystems als „die Fähigkeit des Energiesystems, mit einem höheren Maß an Unsicherheit und Variabilität im

[1] Auf Initiative der IEA wurden im Rahmen des Technology Collaboration Programs (TCP) umfassende Studien zur Wind- und PV-Integration durchgeführt. Diese Studien decken mehrere technische Aspekte der Systemintegration von fluktuierenden Energiequellen ab, einschließlich Fragen zur Flexibilität. Die Ergebnisse sind zu finden unter: https://community.ieawind.org/home und http://www.iea-pvps.org/

Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Bedarf umzugehen" (IEA, 2017, p. 14), und erweitert diesen Ausdruck um die „physische" und „administrative" Flexibilität. Die physische Flexibilität wird vollständig durch die technischen Eigenschaften der Einheiten im System bestimmt (d.h. die Regelungsfähigkeit der Erzeugungseinheiten, die Netzinfrastruktur und das Potenzial zur bedarfsseitigen Lastanpassung) und bildet die Obergrenze der Flexibilitätsbereitstellung des Systems. Die administrative Flexibilität dagegen beinhaltet das Vorhandensein von entsprechenden Marktanreizen und gehandelten Produkten (z.B. Markträumung, Handlungs- und Lieferzeiträume, zeitliche und räumliche Auflösung usw.), die einen profitable Betrieb und Regelung der Stromerzeugung ermöglichen (IEA, 2018a, p. 2).

Ulbig and Andersson (2015) definieren die betriebliche Flexibilität aus der Sicht eines Kraftwerks als „die technische Fähigkeit einer Kraftwerkseinheit, die elektrische Energieeinspeisung in das Netz und/oder die Energieentnahme aus dem Netz zeitabhängig anzupassen .... um einen Leistungsausgleich im System zu erreichen, und gegebenenfalls Leistungsflüsse innerhalb der Netztopologie durch entsprechende Stromeinspeisungen oder -entnahmen an bestimmten Netzpunkten kontrollieren zu können".

Abbildung 1. Integrationsphasen fluktuierender erneuerbarer Energien

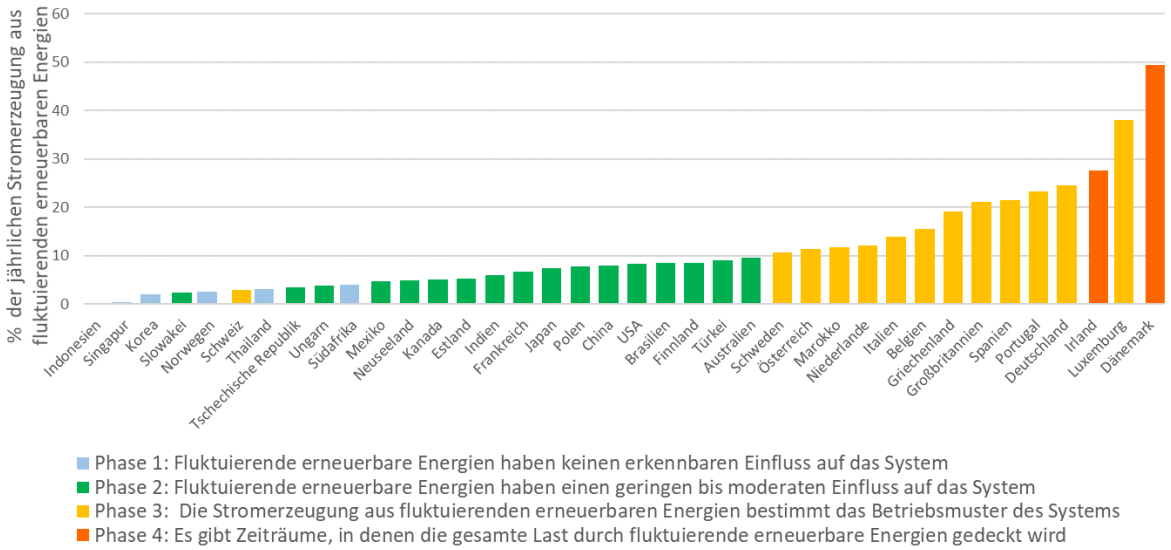


Quelle : (IEA, 2017)

Das Thema Flexibilität ist nicht neu in Bezug auf den Betrieb des Stromversorgungssystems. Prognosefehler von Lasten sowie Komponentenausfälle erfordern Überwachungs- und Kontrollverfahren, um Einspeise- und Bedarfsabweichungen in Echtzeit ausgleichen zu können. Dies sind Standardverfahren der Netzbetreiber. Die steigenden Anteile fluktuierender erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne haben dennoch in den letzten Jahren die Aufmerksamkeit in Bezug auf Flexibilitätsfragen erhöht. Der schnelle Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien im Rahmen von Dekarbonisierungszielen wird oft als eine Flexibilitätsherausforderung im System gesehen, die verschiedene Phasen durchläuft. Jede Phase erfordert unterschiedliche Maßnahmen. Die IEA beschreibt sechs Integrationsphasen von erneuerbaren Energien, in denen verschiedene Auswirkungen auf das System definiert und spezifische Flexibilitätsanforderungen festlegt werden (Abbildung 1). Mit einem Fortschreiten der Phase werden die erforderlichen Maßnahmen und die damit verbundenen Kosten deutlicher. Anforderungen an die Flexibilität im System werden erstmal beim Übergang zwischen den Phasen 2 und 3 spürbar und relevant. Die Phasen 5 und 6 werden von der IEA nur grob dargestellt, da es, bis auf relativ kleine Inselsysteme, bisher noch keine realen Erfahrungen mit solch hohen Anteilen an erneuerbaren Energien in hochvernetzten Systemen gibt.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Flexibilitätsanforderungen und die damit verbundenen Kosten für die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz systemspezifisch[2] sind und somit sorgfältig bewertet werden sollten. Die IEA (2019) klassifiziert deshalb verschiedene Länder, je nach deren Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien und deren Auswirkungen auf das System, in die sechs Integrationsphasen. Die Eigenschaften der systemspezifischen Flexibilitätsanforderungen werden in Abbildung 2 durch die Überschneidungen der Phasen 2 und 3 für Südafrika und Ungarn sowie 3 und 4 für Irland und Luxemburg deutlich.

Abbildung 2. **Integrationsphasen fluktuierender erneuerbarer Energien pro Land**



Quelle : (IEA 2019)3

Jüngste Diskussionen zu diesem Thema zeigen, dass obwohl das Thema Flexibilität im Stromsystem ganz oben auf der Agenda zur Integration hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien steht, es noch keine einheitliche Definition dafür gibt (IRENA, 2017, p. 37)(IEA, 2018b, p. 19). Für die folgenden Aspekte herrscht unter Experten jedoch bereits Konsens:

1. Der Begriff der Flexibilität hängt mit der Energiebilanzierung, der Erzeugungsadäquanz, aber auch mit der Sicherstellung der Netzstabilität[4] zusammen. Diese Systemdienstleistungen umfassen ein breites Spektrum von Maßnahmen mit unterschiedlichen Liefer- und Laufzeiten. Während zur Gewährleistung der Netzstabilität Maßnahmen auf einer Skala von Sekunden bis Minuten durchgeführt werden, verteilen sich die der Energiebilanzierung von Minuten auf Monate, und die der Erzeugungsadäquanz liegen im Bereich von Jahren.

[2] Technische Faktoren wie die geografische Lage und das Potenzial der Sonneneinstrahlung und des Windes, der Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf durch fluktuierende erneuerbare Energien, der Vernetzungsgrad und die grenzüberschreitenden Leitungskapazität, die Größe des Ausgleichsgebiets sowie die technischen Merkmale der Kraftwerke im Mix sind essentiell für die Integration höherer Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien. Des Weiteren sind auch administrative Faktoren wie Marktgestaltung, Netzcodes und Betriebsprotokolle relevant.
[3] Die Abbildung basiert auf Daten der IEA: https://www.iea.org/newsroom/news/2019/october/more-of-a-good-thing--is-surplus-renewable-electricity-an-opportunity-for-early-.html?utm_content=bufferefe04&utm_medium=social&utm_source=linkedin.com&utm_campaign=buffer
[4] Netzwerkstabilität und Frequenzunterstützung sind Systemdienste, die vom Systembetreiber bereitgestellt werden, der für die Gewährleistung von Sicherheit, Zuverlässigkeit und Ausfallsicherheit des Netzes verantwortlich ist.

2. Es wird oft unterschieden zwischen dem Umgang mit Variabilität und dem Umgang mit Unsicherheiten. Unter Variabilität versteht man die Schwankungen der Nachfrage, die zuverlässig prognostiziert werden können.[5] Das Stromnetz muss daher ausreichend flexibel sein, um diese Schwankungen ausgleichen und wechselnden Lasten folgen zu können. Während Variabilität planbar ist (z.B. basierend auf täglichen Mustern), hängen Unsicherheiten von Abweichungen der zu erwarteten Werte nahe der Echtzeit zusammen.[6] Das System sollte ausreichend flexibel sein, um sich an unerwartete Änderungen der Betriebszustände anpassen und diese ausgleichen zu können.

3. Die Art der Flexibilitätsanforderungen (z.B. Umfang, Lieferzeit, Dauer) bestimmt die Systemdienstleistungen, die erbracht werden müssen, um das System angemessen betreiben zu können. Jede Art von Systemdienstleistung hat ihre eigenen Eigenschaften und kann in der Regel durch verschiedene Technologien erbracht werden.

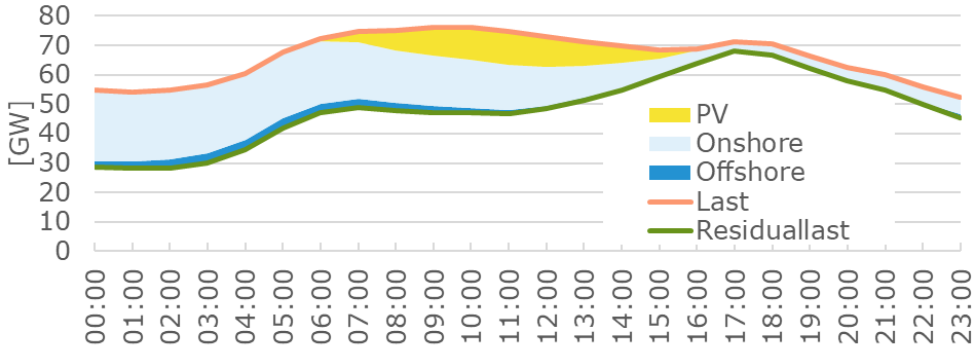
1.1 Flexibilitätsvoraussetzungen: Bedarfsseitig

Die Notwendigkeit von Flexibilität in einem Stromnetz ergibt sich aus der Tatsache, dass der Ausgleich von Stromerzeugung und Strombedarf zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden muss, um Stromausfälle zu vermeiden. In technischen Studien wird der Leistungsbedarf zu einem bestimmten Zeitpunkt als Last bezeichnet. Studien zur Integration von erneuerbaren Energien verwenden üblicherweise die Residuallast, um die Auswirkungen eines steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien bewerten zu können. Die Residuallast wird durch das Subtrahieren aller Leistungen aus nicht-regelbaren Kapazitäten (z.B. Wind- und Sonnenenergie) von der Last berechnet. Für einen exemplarischen Tag veranschaulichen Abbildung 3.a and Abbildung 3.b grafisch die Herleitung der Residuallastkurve. Während Abbildung 3.a sowohl die Lastkurve als auch die Erzeugungsprofile der fluktuierenden erneuerbaren Energien in absoluten Zahlen darstellt, zeigt Abbildung 3.b wie sich die Residuallastkurve aus der Lastkurve durch Abzug der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien ableiten lässt. Die geordnete Jahresdauerlinien der Last und der Residuallast (Abbildung 3.c) zeigen, dass für die Hälfte der Stunden dieses Tages die Last über 68 GW liegt, während die Residuallast die Hälfte der Zeit 48 GW übersteigt. Zur Bewertung von Laständerungen haben sich darüber hinaus Jahreslinien der Leistungsänderungen etabliert. Jahreslinien der Leistungsänderungen ordnen die stündliche Differenz der Last (oder Residuallast) absteigend.

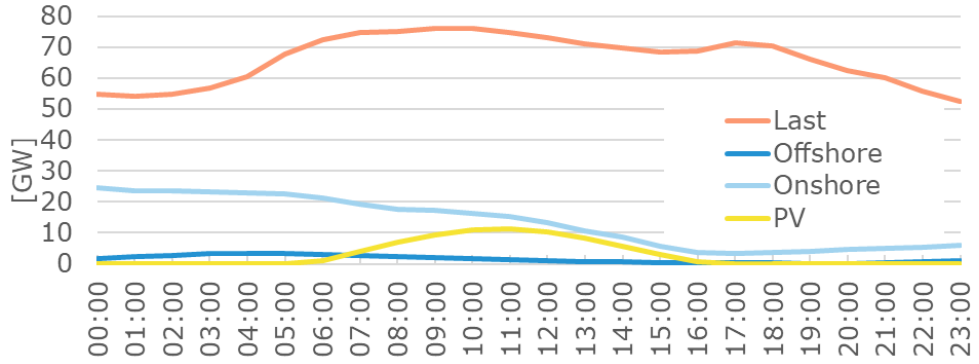
In Zeiten hoher Lasten und geringer Einspeisung erneuerbarer Energien kann es zu einer Kapazitätsknappheit im System kommen, die zu hohen Strompreisen führt. Abhängig vom Anteil fluktuierender erneuerbaren Energien am Strommix kann es demgegenüber zu Energieüberschüssen kommen, wenn der Strombedarf gering und die Einspeisung erneuerbarer Energien hoch ist. Während Zeiten eines Überangebots sollte Strom in die Nachbarländer exportiert, gespeichert und/oder abgeregelt werden. Niedrige oder gar negative Strompreise treten während dieser Zeiträume auf. Die Anteile von Wind und Sonne und deren Variabilität stellen somit einen neuen entscheidenden Faktor auf den Strommärkten dar.

[5] Dies dient zur Deckung kontinuierlich Schwankungen zwischen Last und der Einspeisung aus wetterabhängigen erneuerbaren Energiequellen.
[6] Aufgrund von Prognosefehlern kann die Last abweichend von der zu erwartenden sein. Weitere kurzfristige Abweichungen können durch wetterabhängige Energiequellen auftreten. Gründe hierfür sind unter anderem Wolken, Windböen oder Prognosefehler.

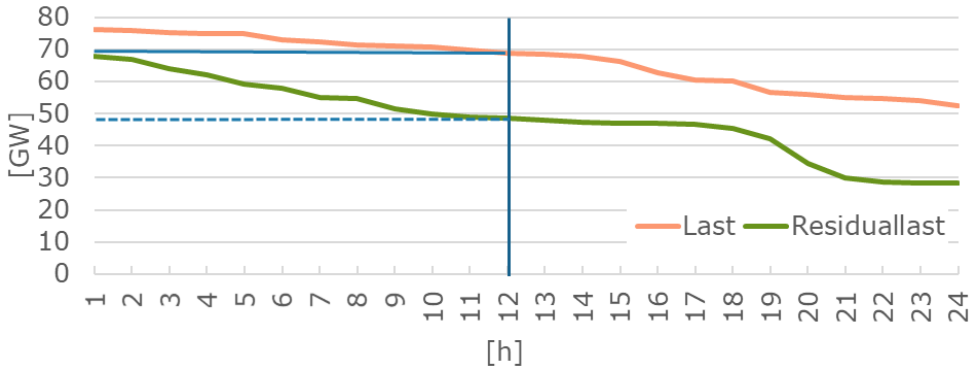
Abbildung 3. Grafische Herleitung der Jahresdauerlinie der Last und der Residuallast



a) Lastkurve und Erzeugungsprofile fluktuierender erneuerbarer Energien



b) Herleitung der Residuallast

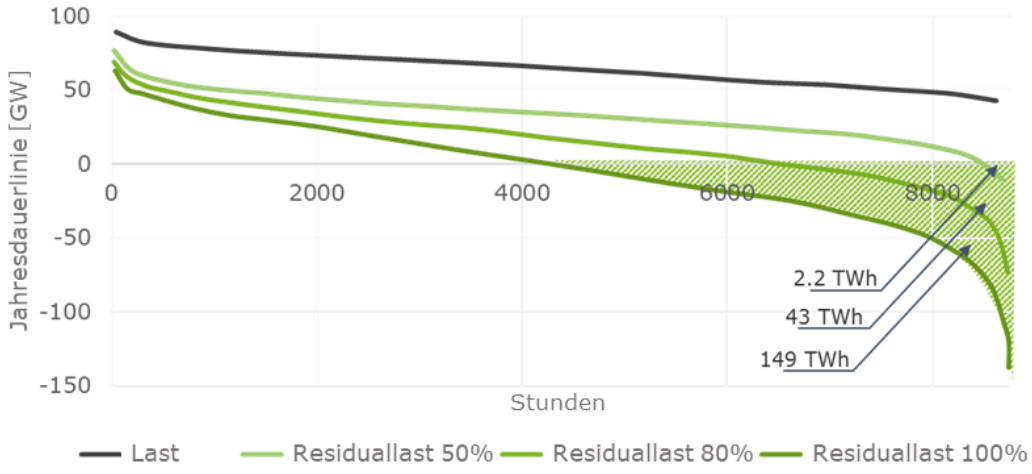


c) Jahresdauerlinie der Last und der Residuallast

Quelle : Deloitte intern basierend auf ENTSO-E Daten

Die Jahresdauerlinie der Last ordnet die stündlichen (oder andere Zeitschritte) Laststufen eines gesamten Jahres (oder eines anderen Zeithorizonts) in absteigender Reihenfolge, beginnend mit der Stunde der höchsten Last und fallend bis zur Stunde der niedrigsten Last. Ein Beispiel für eine Jahresdauerlinie der Last ist in Abbildung 3.c. dargestellt. Man kann hierdurch die Zeitspanne (d.h. Stunden) ermitteln, in der sich die Last und die Residuallast in einem bestimmten Bereich bewegen. Im Beispiel von Abbildung 3.c. liegt die Last beispielsweise für 12 Stunden zwischen 70 GW und 76 GW (d.h. ihr Maximum), während die Residuallast zwischen 49 GW und 70 GW (d.h. ihr Maximum) liegt.

Abbildung 4. **Veranschaulichende Jahresdauerlinie der Residuallast für verschiedene Anteile von erneuerbaren Energien**



Quelle : (Steurer et al., 2017)

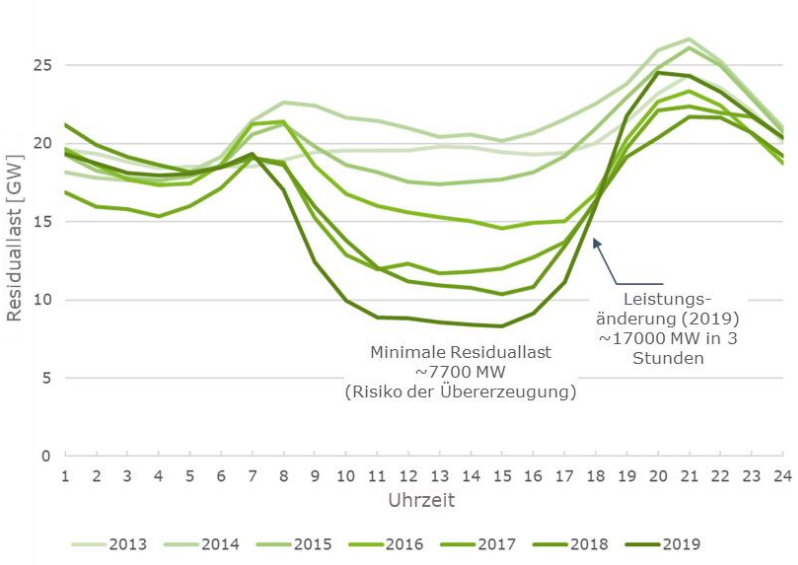
Durch die Analyse der Abweichung der Jahresdauerlinie der Residuallast (grüne Linien in Abbildung 4) von der der Last (schwarze Linie) ist es möglich die Auswirkungen des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien auf die Menge der im System benötigten Energie und der installierten Leistung zu bewerten. Ein Vergleich der Randbereiche und der Flächen unter den Jahresdauerlinien der Residuallast zur Ursprungslast gibt interessante Einblicke über die Entwicklung von Flexibilitätsanforderungen (Abbildung 4). Die Abbildung zeigt die Jahresdauerlinie der Ursprungslast sowie die der Residuallasten von Deutschland für Szenarien mit 50%, 80% und 100% Anteil erneuerbarer Energien, wie von Steurer et al. (2017) dargelegt. Die Jahresdauerlinie der Last (GW), die schwarze Linie, ist an jedem Punkt positiv und gibt den Gesamtstrombedarf des Systems (GWh) an. Da die Steigungen der Jahresdauerlinien der Residuallasten mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien steiler werden, kreuzen diese die horizontale Achse und werden für eine zunehmende Stundenzahl negativ. Der Schnittpunkt mit der horizontalen Achse bewegt sich entsprechend zur Mitte der Kurve hin. Der positive Bereich unter den Kurven (d.h. links vom horizontalen Schnittpunkt) stellt das Energiedefizit dar. Dieses muss durch „flexible Energie"-Alternativen gedeckt werden. Der schattierte, negative Bereich über den Kurven (d.h. rechts vom horizontalen Schnittpunkt) stellt hingegen die Menge von überschüssiger Energie dar, die durch Exporte, Speicherung oder Drosslungsmaßnahmen kontrolliert werden muss. Bei einem Anteil von 50% erneuerbarer Energien beträgt die Anzahl der Stunden mit Überschussstrom weniger als 500 (Stunden auf den horizontalen Achsen vom Schnittpunkt mit der 50%-igen Jahresdauerlinie bis zum rechten Rand). Die in diesen Stunden produzierte überschüssige Energie ergibt 2,2 TWh. Im 80%-igen erneuerbare Energien Szenario gibt es bereits in mehr als 2500 Stunden des Jahres überschüssigen Strom. Dies führt insgesamt zu einer Überschussstrommenge von 43 TWh. Diese Menge steigt im 100% erneuerbaren Szenario weiter an auf 149 TWh. In diesem Fall ist während der Hälfte aller Stunden des Jahres die Stromerzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien höher als die Last.

Darüber hinaus ergibt sich am rechten Rand der Kurven in Abbildung 4 die Größe der Gesamtkapazitätssenke, die zum Ausgleich von Überkapazitäten während einiger weniger Stunden des Jahres erforderlich ist. Der linke Rand hingegen stellt den Bedarf der Erzeugungadäquanz dar. Während sich der Maximalwert bei relativ niedrigen Anteilen von erneuerbaren Energien z.B. von 50% signifikant absenkt, reduziert sich dieser für höhere Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien nur unerheblich. Selbst bei einem Anteil von 100% erneuerbaren Energien müssen noch 70 GW oder rund 75% der ursprünglichen Spitzenlast durch andere verfügbare Erzeugungskapazitäten (d.h. nicht durch fluktuierende Erneuerbare, deren Beitrag bereits in der Residuallast berücksichtigt

wurde) abgedeckt werden. Dies wird von Experten oft als Minimalwert der Kapazität fluktuierender erneuerbarer Energien bezeichnet verglichen zu regelungsfähigen Technologien.

Die Herausforderungen zunehmender Schwankungen im Betrieb des Stromsystems lassen sich mit der kalifornischen „Duck Chart" [7] (CAISO 2019) veranschaulichen (Abbildung 5). Die Abbildung zeigt, wie sich die Leistungsänderungen in den Morgen- und Abendstunden vergrößert haben. Diese wuchsen von rund 3 GW im Jahr 2012 auf rund 11 GW im Jahr 2016 und werden bis 2020 voraussichtlich 13 GW erreichen. Solch enorme Leistungsänderungen sind auf die steigende Einspeisung von Solarstrom während des Tages (zwischen 7 und 18 Uhr) zurückzuführen. Am Morgen deckt die Nutzung der solaren Erzeugung einen erheblichen Teil des Bedarfs, was zu einem Tiefpunkt der Residuallast am Mittag führt. Am Nachmittag beginnt die Erzeugung aus PV-Anlagen dann zu sinken bis sie zum Sonnenuntergang (d.h. gegen 18 Uhr) null erreicht. Der Sonnenuntergang fällt weitgehend mit dem Ende des Arbeitstages zusammen. Die Menschen gehen nach Hause und der Strombedarf steigt. Das zeitliche Zusammentreffen der sinkenden PV-Einspeisung und des steigenden Strombedarfs in den Abendstunden kurz vor dem Tageshöchstwert, führen zu einem verstärkten Leistungsänderungsbedarf zwischen 17:00 und 20:00 Uhr wie in der Grafik für einen Frühlingstag dargestellt.

Abbildung 5. **Die „Duck Chart" („Entenkurve") für einen typischen Frühlingstag in Kalifornien**



Quelle : (CAISO, 2016)

Durch Preissignale und Marktergebnisse deuten auch Strommärkte immer öfter auf geänderte Anforderungen an die Systemflexibilität hin. Marktdaten zeigen, dass die Preisspannen und die Preisvolatilität in den letzten Jahren gestiegen sind. Darüber hinaus werden in Systemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien immer häufiger Zeiträume mit negativen Preisen beobachtet. Auch die Abregelung von erneuerbaren Energien ist zunehmend zu erkennen. Negative Preise[8] und

[7] In einem kürzlich veröffentlichen Bericht, weißt Scott Madden darauf hin, dass die „Duck Chart" („Entenkurve") existiert und sich schneller als erwartet entwickelt. Weitere Informationen hierzu sind verfügbar unter: https://www.scottmadden.com/news/scottmadden-finds-important-nuances-analysis-california-duck-curve/

[8] Negative Marktpreise sind seltene Marktergebnisse in dem Sinne, dass sie kontraintuitiv sind und an keinen Märkten mit anderen Rohstoffen oder Aktien auftreten. Negative Strompreise bedeuten, dass ein Erzeuger in dieser Phase eine Gebühr für die Stromerzeugung zahlen muss und dass die Verbraucher für die Nutzung bezahlt werden. Es gibt mehrere Gründe solche Marktergebnisse zu erklären. Die Hauptfaktoren sind ein Überangebot

große Preisspannen sind Marktsignale, die auf fehlende Flexibilität im System und zusätzliche Kosten bei der Integration weiterer fluktuierender erneuerbarer Energien hindeuten. Dies eröffnet Möglichkeiten für Geschäftsmodelle, die benötigte Flexibilität bereitzustellen.[9]

Der Begriff der Systemflexibilität kann durch die drei folgenden Dimensionen beschrieben werden:

a. **Die Dimension der Kapazität**: Sie bezieht sich auf die verfügbare und steuerbare Kapazität, die zur Bilanzierung von extremen Lastsituation während einiger weniger Stunden pro Jahr benötigt wird (d.h. die Randbereiche der Jahresdauerlinie). Der Maximalwert am linken Rand bezieht sich auf die benötigte Erzeugungskapazität, die nicht durch fluktuierende erneuerbare Energien gedeckt wird. Der Minimalwert am rechten Rand bestimmt die Größe der Kapazitätssenke (negative Kapazität).

b. **Die Dimension der Leistungsänderung:** Um der zunehmenden Volatilität der Residuallast (d.h. der Steilheit der Jahresdauerlinie der Residuallast) entgegenzuwirken, sind Möglichkeiten zum Folgen der Last erforderlich. Diese umfassen die Fähigkeit des Systems, der Residuallast besser zu folgen, entweder durch eine lastseitige Anpassung (z.B. durch Einführung von Demand-Response-Programmen) oder durch Regelung der Erzeugungsseite (angebotsseitige Maßnahmen).

c. **Die Dimension der Energie:** Verschiebung von Energie zwischen Zeiträumen von Energieüberschuss zu Energiedefizit. Energie wird flexibel gespeichert. Je nach Häufigkeit und Intensität solcher Zeiträume kann die Energie zu unterschiedlichen Zeiten von Tag zu Nacht, von Wochentag zu Wochenende oder sogar zwischen den Jahreszeiten verschoben werden.

In dieser Studie werden alle drei Dimensionen der Flexibilität untersucht, um einen zuverlässigen Betrieb des Systems in Stundenschritten (über ganze Jahre) sicherzustellen. Da diese Dimensionen eng miteinander verbunden sind, ist es nicht möglich, nur eine Dimension zu analysieren, ohne mindestens eine andere miteinzubeziehen (d.h. es ist möglich, positive und negative Leistungsänderung einer Erzeugungseinheit so zu regeln, dass die abgegebene Energie über einen bestimmten Zeitraum null ergibt und somit ausgeglichen ist. Die Analyse kann also ohne die Dimension der Energie erfolgen. Jedes Mal, wenn jedoch eine Leistungsänderung erfolgt wird auch die Dimension der Kapazität miteinbezogen). Der Einfachheit halber berücksichtigen wir deshalb bei der Analyse der „kurzfristigen Flexibilität" die Dimensionen der Kapazität und die der Leistungsänderung, während wir bei der „mittelfristige Flexibilität" die Dimension der Leistungsänderung und die der Energie einbeziehen.[10] Andere Aspekte der Flexibilität im Zusammenhang mit unvorhergesehen Komponentenausfällen, dem transienten Verhalten oder einer feineren zeitlichen Auslösung gehen über den Umfang dieser Studie hinaus (z.B. Frequenzregelung, Systemträgheit - Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeiten, etc.).

1.2 Flexibilitätsoptionen: Erzeugungsseitig

Aus technischer Sicht kann Flexibilität durch verschiedene Technologien bereitgestellt werden, sofern diese in der Lage sind ihre Ausgangsgröße mittels Reglungssignale abzuändern. Anbieter von Flexibilität sind eingeschränkt durch die installierte Kapazität, die Energie und durch Eigenschaften der Leistungsänderung. Die Fähigkeit, die Stromerzeugung innerhalb der technischen Grenzen abzuändern, wird als Betriebsflexibilität bezeichnet. Technologien, die sehr regelbar sind und ihre

durch erneuerbare Energien, Unelastizität der Erzeugung und auch des Bedarfs. In jedem Fall ist die Erhöhung der Flexibilität im System eine Lösungsmöglichkeit zur Reduktion von negativen Strommarktpreisen

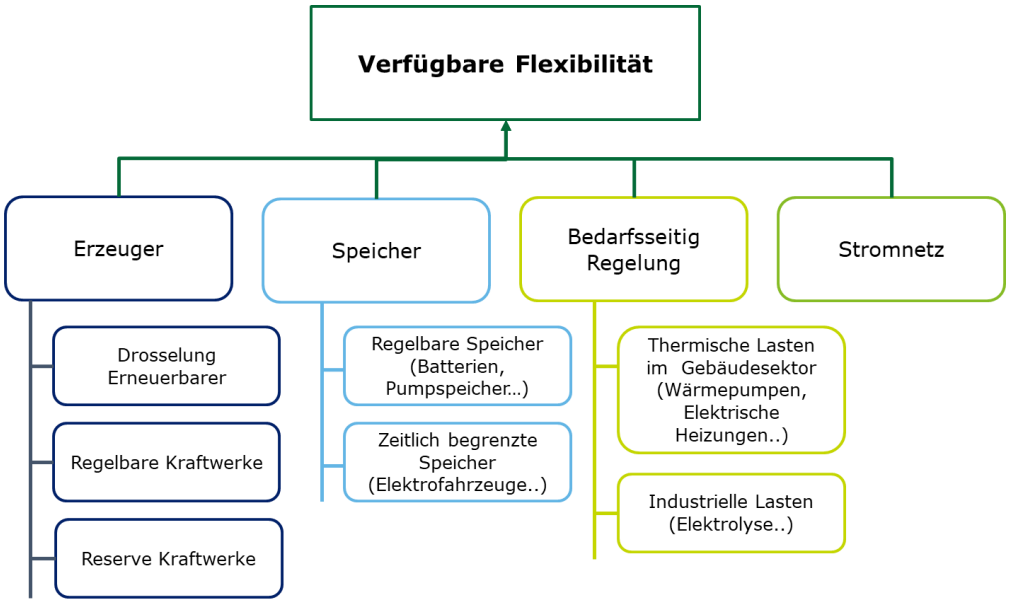
[9] Abbildung 40 im Anhang A gibt Einblicke zu wachsender Variabilität beim Kraftwerkseinsatz, Strompreisschwankungen und Zeiträume mit negativen Strompreisen in Deutschland zwischen 2012 und 2018.

[10] Eine ausführlichere Diskussion hierzu ist gegeben in Abschnitt 3.1.

Leistung schnell ändern können, gelten oft als besonders flexibel (z.B. Wasserkraftwerke und Gasturbinen).

Dennoch kann jede Technologie, deren Einsatz geplant, umgeplant oder geregelt werden kann, bis zu einem gewissen Grad Flexibilität bereitstellen. Dies beinhaltet moderne Windparks ebenso wie thermische Kraftwerke. Ein weiterer wichtiger Bereitsteller von Flexibilität ist das Stromnetz. Die Vergrößerung des vernetzten Gebietes führt zu einer Glättung der Schwankungen in der Residuallast und somit zu einem besseren Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Strombedarf. Moderne Technologien zur Flexibilitätsbereitstellung wie Batteriespeicher, Demand-Response Dienste oder Elektrofahrzeuge (die alle auch in den Bereich der „Smart Grid-Technologien" fallen) ermöglichen es Schwankungen zu glätten, indem sie dem Nutzer (oder Betreiber) die Möglichkeit bieten von Änderungen des Strompreises zu profitieren.

Abbildung 6. Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität



Quelle : Deloitte intern basierend auf (Ulbig and Andersson, 2015)

Im europäischen Stromsystem konkurrieren Technologien zur Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen auf speziellen Märkten, auf der Grundlage ihrer Kosten und Eigenschaften. Mithilfe von Marktsignalen bilden Politikmaßnahmen und Regulierungen hierfür die notwendigen Rahmenbedingungen sowie die Koordination. Neben den technischen Aspekten, die das Angebot an Flexibilität bestimmen (wie oben beschrieben), sind auch wichtige institutionelle Aspekte zu berücksichtigen. Wenn beispielsweise eine bestimmte Technologie aus technischer und wirtschaftlicher Sicht zu einem bestimmten Zeitpunkt Flexibilität anbieten könnte, könnten institutionelle Rahmenbedingungen dies aus mehreren Gründen, zum Beispiel abweichende politische Zielen, Sicherheits- und/oder Wettbewerbsfragen, verhindern. Die Bewältigung von Herausforderungen in Flexibilitätsfragen erfordert nicht nur Flexibilitätsoptionen, sondern umfasst auch die Notwendigkeit einer verbesserten Koordinierung von Anlagen (d.h. durch Marktprodukte, die implizit oder explizit die Bereitstellung von Flexibilität vergüten[11]) und die Gestaltung

[11] Einige Beispiele sind die Implementierung und Stärkung von Intraday-Märkten, die den Handel in kürzeren Zeitintervallen und näher an der Echtzeit ermöglichen, sowie innovative Produkte wie das RegD-Produkt von PJM und die flexiblen Leistungsänderungs-Produkte (Ramping-products) von CAISO.

unterstützender regulatorischer und politischer Maßnahmen, um langfristige Signale zu senden und deren Betrieb zu gewährleisten.[12]

Je nach Integrationsphase fluktuierender erneuerbarer Energien, die das System durchläuft, rücken unterschiedliche Schwerpunkte im Zusammenhang mit den Herausforderungen an die Flexibilität in den Mittelpunkt.[13] Das Potenzial jeder Technologie zur Bereitstellung von Flexibilität (bestimmt durch die technischen Aspekte), die Marktgestaltung und die zu verfolgenden Strategien (bestimmt durch die institutionellen Aspekte) sind grundsätzlich systemabhängig und entwickeln sich im Laufe der Zeit.

Stromsysteme bestehen aus verschiedenen Arten von Erzeugungskapazitäten, die nach und nach an den wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien angepasst werden sollten. Es gibt ein breites Portfolio von Optionen und Möglichkeiten, die analysiert werden sollten, um die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgreich umzusetzen. Dazu gehören die Anpassung der Betriebszustände bestehender Anlagen für einen Betrieb näher an den technischen Grenzen einzelner Komponenten, die Verbesserung der Marktgestaltung, die Nachrüstung von thermischen Kraftwerken zur Erhöhung ihrer Flexibilität, Investitionen in neue Flexibilitätstechnologien usw. In den vergangenen Jahren haben die meisten Systeme mit signifikantem Anteil fluktuierender erneuerbaren Energien eine Kombination dieser Optionen einbezogen, beginnend mit der Verbesserung der Flexibilität thermischer Kraftwerke als Übergangsmaßnahme.[14] Zu den Schlüsselfaktoren gehören hierzu beispielsweise die technischen Fähigkeiten bestehender Technologien sowie ihr Alter, die Ausbauziele für erneuerbare Energien in den kommenden Jahren/Jahrzehnten und die aktuellen Investitions- und Betriebskosten verschiedener Technologien sowie deren Prognosen für die Zukunft.

[12] Die Verordnung 841 der FERC (Staatlichen Energie Aufsichtskommission der USA) ist hierzu ein bemerkenswertes Beispiel.

[13] Die Idee, dass "....Herausforderungen an die Systemintegration allmählich entstehen, wenn sich der Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien in einem Stromsystem vergrößert. Es ist daher ratsam, die Fähigkeit des Systems, fluktuierende erneuerbare Energien schrittweise zu integrieren, zu verbessern", wird von der IEA (2017, p. 47) in ihren politischen Empfehlungen für die ersten Phase der Integration variablen erneuerbarer Energien vorgeschlagen. Sie kann aber auf jede andere Integrationsphase übertragen werden.

[14] Betrachtet man beispielsweise die Entwicklung des Kraftwerkeinsatzes in Deutschland zwischen 2012 und 2018 (siehe Abbildung 40 im Anhang A), so lässt sich feststellen, dass nicht nur der Anteil der konventionellen Technologien an der Stromproduktion in den letzten Jahren gesunken ist, sondern das der Betrieb größere Leistungsänderungen und häufigere An- und Abfahrvorgänge aufzeigt, die zur Bereitstellung steigender Flexibilitätsanforderungen des Systems notwendig sind.

2 Steinkohlekraftwerke und deren Flexibilitätseigenschaften

Kernpunkte

2.1 Wie alle regelbaren Kraftwerke können auch Steinkohlekraftwerken bis zu einem gewissen Grad flexibel eingesetzt werden, sofern dies profitabel ist. Die Spanne, in der Steinkohlekraftwerke ihre Leistung regeln können, hängt von deren Funktionsprinzipien ab. Diese bestimmen in welchem Temperatur- und Druckbereichen die Kraftwerke betrieben werden können und sind insbesondere durch die Art der verbauten Komponenten sowie durch das vorhandene Regelungssystem gegeben. Wir unterscheiden zwischen unterkritischen, überkritischen und ultra-überkritischen Kraftwerksblöcken mit Bezug auf die im Kessel erreichten Dampftemperaturen, sowie zwischen Kraftwerken und KWK-Anlagen hinsichtlich der bereitgestellten Leistungen.

2.2 Die Flexibilität im Betrieb von thermischen Kraftwerken, wie z.B. Steinkohlekraftwerken, wird durch Parameter beschrieben, die den Bereich der Sollwerte vorgegeben und durch den Aufbau und das Design der Anlage bestimmt sind. Die Parameter sind definiert durch minimale An- und Abfahrzeiten, Mindestlast, Volllast, Leistungsgradienten, Leistungsänderungs- und Anfahrkosten. Der Betriebsbereich von KWK-Anlagen wird zusätzlich durch das Kraft-Wärme-Verhältnis und die Verlustleistungskoeffizienten eingeschränkt.

Laut dem letzten „Power System Transformation Report" der IEA wird in Deutschland „Flexibilität hauptsächlich durch konventionelle Erzeugung gewährleistet. Insbesondere Steinkohlekraftwerke werden zunehmend im Lastfolgemodus betrieben. Ein beträchtlicher Teil gasbefeuerter Kapazitäten steht jedoch still, da diese meist nicht mit der Steinkohle konkurrieren können. Das Potenzial von Regelungen auf der Bedarfsseite wurde bisher kaum genutzt". (IEA, 2018b, p. 86) Der sinkende Erdgaspreis sowie der Anstieg der CO_2-Preise haben im Jahr 2019 jedoch dazu geführt, dass sich die Situation etwas gewendet hat. Stillstehende Gaskraftwerke kehren in den Betrieb zurück und verdrängen Steinkohlekraftwerke in der Merit-Order.

In diesem Abschnitt des Berichts werden die grundlegenden Funktionsprinzipien von Steinkohlekraftwerken erläutert,[15] wobei der Schwerpunkt hierbei auf der Bereitstellung von Flexibilität der deutschen Steinkraftwerksflotte liegt. Ziel ist es, dem Leser Einblicke in die wichtigsten technischen Aspekte zu geben, die Steinkohlekraftwerke in den letzten Jahren in Deutschland zu einem wichtigen Flexibilitätsanbieter gemacht haben. Eine detaillierte quantitative Bewertung der derzeitigen und der prospektiven Flexibilitätsbereitstellung durch Steinkohlekraftwerke ist in Abschnitt 3 gegeben.

2.1 Steinkohlekraftwerke: Die Grundlagen

Der zugrundeliegende thermodynamische Prozess in Steinkohlekraftwerken[16] heißt Rankine-Kreisprozess. Die bei der Verbrennung der Kohle entstehende Wärmeenergie wird in einem

[15] Weitere technische Details und Erkenntnisse über die Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung von Steinkohlekraftwerken kann aus den nachfolgenden Quellen entnommen werden (Agora Energiewende, 2017; CEM, 2018; Garðarsdóttir et al., 2018).
[16] Die meisten Steinkohlekraftwerke basieren auf einer Kohlenstaubverbrennungstechnologie (Pulverized Coal - PC). Einige andere verwenden eine Wirbelschichtverbrennungsvariante (Fluidized Bed Combustion). Diese Typen werden als konventionelle Steinkohlekraftwerke bezeichnet. Nur einige wenige Steinkohlekraftwerke basieren auf

geschlossenen Wasserkreislauf zum Betreiben einer Dampfturbine genutzt. Der einfachste Rankine-Zyklus besteht aus den folgenden vier Phasen: einer Phase des Druckanstiegs, die durch Pumpen erreicht wird; einem Temperaturanstieg durch die Verbrennung von Kohle; einer Expansionsphase in der Turbine; und einer Kondensationsphase, in der das Fluid in den Ausgangszustand zurückgebracht wird. Die vier Phasen des Kreislaufes werden im Betrieb der Anlage kontinuierlich durchlaufen. Während der Expansionsphase wird der hochenthalpine[17] Dampf in der Turbine in mechanische Energie umgewandelt, die mit einem elektrischen Generator gekoppelt ist und elektrische Energie erzeugt.

Abhängig von den maximalen Temperatur- und Druckgegebenheiten, die der Dampf während des Kreislaufes erreicht, kann der Vorgang unter dem kritischen Punkt des Wassers[18] bleiben oder diesen überschreiten. Typischerweise lässt sich zwischen drei Kategorien von Dampfkraftwerken unterscheiden: Unterkritisch, überkritisch und ultra-überkritisch. Höhere Temperaturen und höhere Dampfdrücke ergeben bessere thermische Wirkungsgrade des Kreislaufes. Diese bedürfen jedoch höheren Anforderungen an die Materialien und die Sicherheitsmechanismen. Eine Möglichkeit der Verbesserung der Wirkungsgrade kann auch durch das Hinzufügen zusätzlicher Dampfnacherhitzung und Wärmerückgewinnungsstufen erreicht werden. Dies bedeutet jedoch, dass die Komplexität des Prozesses steigt und dies zu einem steigenden Wartungsbedarf, einem erhöhtem Ausfallrisiko und höheren Betriebskosten führt.

Stein- und Braunkohlekraftwerke folgen dem gleichen thermodynamischen Kreislauf. Die unterschiedlichen Eigenschaften des eingesetzten Brennstoffs in Bezug auf Feuchtigkeit (45-60% bei Braunkohle gegenüber 2-7% bei Steinkohle) und Energiedichte (8 MJ/Kg bei Braunkohle gegenüber 22-32 MJ/Kg bei Steinkohle) führen jedoch zu sehr unterschiedlichen Verbrennungs- und Vorverbrennungsprozessen sowie zu unterschiedlichen Arten und Größen der Brennstoffverarbeitungs- und Verbrennungskomponenten (z.B. Walzenrad und Trommelmühlen). Aufgrund einfacher Prozesse und kleinerer Komponenten weisen Steinkohlekraftwerke in der Regel höhere Flexibilitätseigenschaften als Braunkohlekraftwerke auf (Agora Energiewende, 2017).

In deutschen Steinkohlekraftwerken ist die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) üblich. Diese Technologie ermöglicht eine Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades des Prozesses indem der teilweise expandierte Dampf aus der Turbine (d.h. bei mittlerer Temperatur) zur Erwärmung von Wasser über einen Wärmetauscher abgeführt und genutzt wird. Die abgeführte Wärme wird zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie und/oder zur Deckung des Wärmebedarfs in Fernwärmenetzen genutzt. Die Kraft-Wärme-Kopplung minimiert die Freisetzung von Restenergie aus der Niedertemperaturwärme am Auslass der Kondensatoren. Die beiden gängigsten Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung sind Gegendruckturbinen, die Strom und Wärme in einem festen Verhältnis erzeugen, und Entnahmekondensationsturbinen, die den Vorteil haben, dass sie flexible Verhältnisse zwischen Wärme- und Stromerzeugung ermöglichen.

Aufgrund des unelastischen Wärmebedarfs werden die meisten KWK-Anlagen - unabhängig von ihrer Brennstoffart - wärmegeführt betrieben. Wenn Anlagen einen bestimmten Wärmebedarf decken müssen bedeutet dies, dass sie als „Must-Run" Kapazität betrieben werden, was ihre Flexibilität bei der Stromerzeugung einschränkt. Bauliche Erweiterungen wie der Einbau von Wärmespeichern (z.B. wasserbasierte oder Feststoff-Wärmespeicher) mit Hilfskesseln (z.B. Elektrokessel) oder die Erweiterung durch ein Turbinenbypass, ermöglichen die Entkopplung von Wärme- und Stromversorgung und erhöhen die Flexibilität von KWK-Anlagen.

dem Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC). Diese gelten als fortschrittliche Anlagen, da sie über eine der Verbrennung vorgelagerten Vergasungsstufe verfügen, die mit einer Gas- und einer Dampfturbine zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades kombiniert ist.

[17] Enthalpie ist eine thermodynamische Eigenschaft, die den Energiegehalt einer Substanz quantifiziert und sowohl die innere Energie sowie die Temperatur und den Druck beinhaltet.

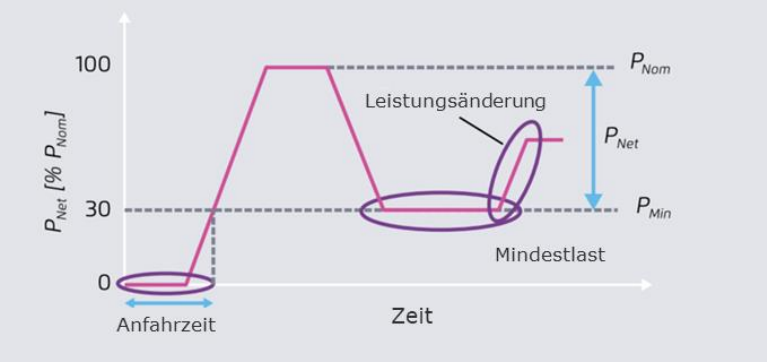
[18] Für Wasserdampf wird der kritische Punkt bei 221,2 bar und 374,15 °C erreicht.

2.2 Flexibilität im Betrieb von thermischen Kraftwerken

Die Flexibilität im Betrieb von thermischen Kraftwerken wird durch den Bereich fahrbarer Betriebspunkte bestimmt. Diese sind durch die technische Anlagenauslegung vorgegeben. Dazu gehört die Geschwindigkeit, mit der sie ihre Leistung anpassen können, und die Zeit, die sie benötigen um aus dem Stillstand heraus anlaufen und Strom ins Netz einspeisen zu können. Jede dieser Eigenschaften ist abhängig von verschiedenen Prozessen, die wiederum von der Technologie und dem Design der Anlage anhängen. Verschiedene Flexibilitätseigenschaften beruhen daher auf mehreren Komponenten, Abläufen oder Verfahren. Dies bedeutet auch, dass je nach Situation unterschiedliche Kosten anfallen. Allgemein können die technischen Einschränkungen, die diese Betriebseigenschaften beschreiben, durch die folgenden Parameter zusammengefasst werden:

- **Minimale Anfahr- und Abfahrzeiten:** Diese beschreiben die Zeiten, die zum Starten der Anlage aus dem Stillstand[19] bis zur Netzsynchronisation (bis zum Erreichen der Mindestlast), sowie zum Abfahren der Anlage aus dem Betrieb in den Stillstand benötigt werden.
- **An- und Abfahrkosten:** Diese Kosten sind verbunden mit zusätzlichen Brennstoffbedarfe. Zudem berücksichtigen sie einen erhöhten Wartungsbedarf, der durch die steigende thermische Belastung auf die Anlage zustande kommt.
- **Volllast** (P_{nom}): Wird oft als Nennleistung der Anlage bezeichnet.
- **Mindestlast** (P_{min}): Wird als Prozentsatz der Nennleistung angegeben.
- **Leistungsänderungsraten sowie Rampenkosten**: Die Änderungsraten beziehen sich auf die Steilheit einer möglichen Leistungserhöhung oder Leistungsverringerung pro Zeiteinheit. Sie werden oft in Prozent der Nennleistung pro Minute angegeben. Die Rampenkosten berücksichtigen im Wesentlichen Verschleißkosten.

Abbildung 7. Darstellung der wesentlichen technischen Parameter von thermischen Kraftwerken



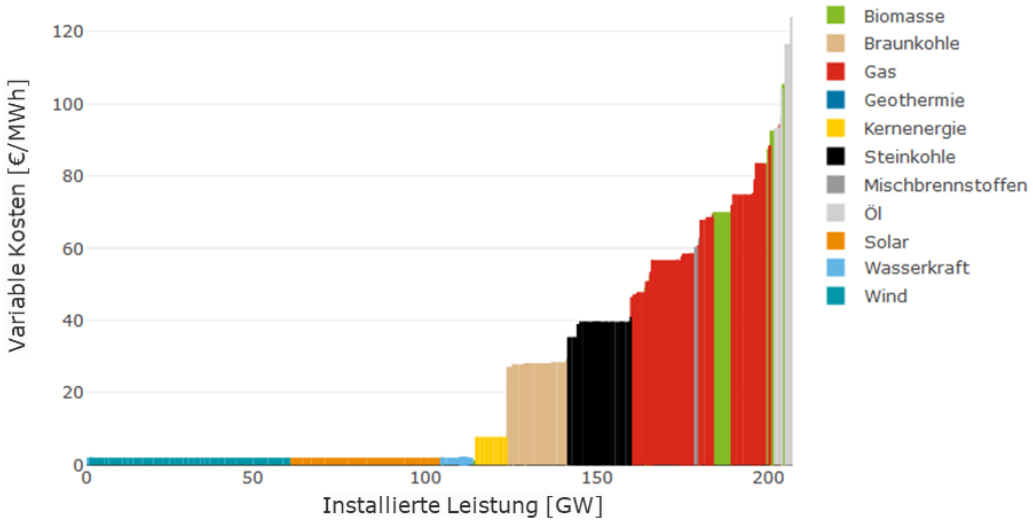
Quelle : (Agora Energiewende, 2017)

Thermische Kraftwerke werden entsprechend ihrer Stellung in der Angebotskurve (Merit-Order) klassifiziert.[20] Diese hängt hauptsächlich von deren variablen Kosten ab, wie in Abbildung 8. dargestellt. Erzeugungstechnologien werden als Grund-, Mittel-, Spitzen- oder Extremspitzenlasteinheiten eingeordnet.[21] Braunkohlekraftwerke werden traditionell als

[19] Der Stillstandsbetrieb kann einen kalten, warmen oder heißen Zustand der Anlage bedeuten. Die Kosten und Einschränkungen des Anfahrens der Anlage sind hierbei zu differenzieren.
[20] Die Merit-Order in Strommärkten wird durch das Ordnen von bereitstehenden Kapazitäten entsprechend ihrer Grenzkosten gebildet. Das Ordnen erfolgt beginnend mit den niedrigsten und endend mit den höchsten Grenzkosten. Es resultiert eine ungefähre Angebotskurve.
[21] Ein zweiter Faktor, der die Zusammensetzung des heutigen Strommix bestimmt ist die Kostenstruktur verschiedener Technologien (z.B. Kapitalkosten, OPEX, etc.). Für eine vereinfachte Beschreibung der Entwicklung

Grundlastkraftwerke eingestuft, Steinkohlekraftwerke als Mittellastkraftwerke, bestimmte gas- und ölbefeuerte Kraftwerke gelten aufgrund ihrer Kostenstruktur meist als Spitzenlast- und Extremspitzenlastkraftwerke.

Abbildung 8. Vereinfachte Darstellung der Angebotskurve / Merit-Order



Quelle : Deloitte intern

Erneuerbare Energien (EE) reihen sich aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten ganz links in der Merit-Order ein und verschieben die übrigen Blöcke nach rechts (dieser Effekt wird auch „Merit-Order-Effekt" genannt). Dies führt dazu, dass die verschobenen Einheiten (d.h. Spitzenlast- und extreme Spitzenlastbereich) seltener eingesetzt werden. Die Anteile an gas- und ölbefeuerten Einheiten am Strommix gehen somit zurück. Dies erfordert den flexiblen Betrieb von Einheiten im Grund- und Mittellastbereich. Aufgrund dieser sich wandelnder Bedingungen und der technischen Anpassung thermischer Kraftwerke[22] haben Steinkohlekraftwerke ihren Einsatzbereich (Cochran, Jaquelin, Lew, Debra, and Kumar, 2013) verändert.[23] Der klassische Kraftwerkseinsatzbereich erscheint daher zunehmend überholt.

In Anbetracht dessen hat die IEA kürzlich eine neue Klassifizierung vorgestellt, die an moderne Energiesysteme angepasst ist (IEA, 2018b, p. 34). Es wird vorgeschlagen ein „Energievolumen" und eine „Energieoption" der Anlagen einzuführen, um die sich ändernde Rolle der Technologien im System besser berücksichtigen zu können, da eine kostenbasierte Klassifizierung die Flexibilitätseigenschaften der Technologien nur gering beschreibt.[24]

---

der Erzeugungskapazität ist auf die Methodik der "Screening-Kurven" verwiesen. Mit einen zunehmendem Variabilitätsanteil, hervorgerufen durch fluktuierende erneuerbare Energien, werden Erweiterungen dieser Methoden in Form von Schleifen in der Simulation oder einer integrierten Weise (z.B. detaillierte Kraftwerkseinsatzplanung /Unit Commitment) verwenden. Mithilfe dieser werden auch detailliertere kurzfristige Betriebseinschränkungen in die Berücksichtigung der Entwicklung der Erzeugungskapazität integriert.

[22] *"Die Nachrüstung bestehender großer thermischer Kraftwerksflotten gilt als der schnellste Weg, um die Flexibilität des Systems zu erhöhen. Der Bau eines Pumpspeicherkraftwerks dauert in der Regel 5-6 Jahre, der Bau von Gaskraftwerken 2-3 Jahre. Im Vergleich dazu dauert die Nachrüstung eines thermischen Kraftwerks in der Regel weniger als 3 Monate."*(CEM, 2018, p. 20).

[23] Grundlast- und Mittellastkraftwerke werden weitgehend als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt.

[24] Während einige Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) nicht flexible genug sind, könnten andere es aufgrund ihres Designs oder durch eine entsprechende Nachrüstung sein. Alte Steinkohlekraftwerke sind ebenfalls weniger flexible. Neuere hingegen sind flexible genug eine signifikante Menge an Variabilität aufzufangen.

Die Verbesserung der Eigenschaften zur Bereitstellung von Flexibilität in thermischen Kraftwerken ermöglicht deren Betrieb im Lastfolgemodus (siehe Box 1), so dass sie über längere Zeiträume im Mindestlastbereich betrieben werden können, sich ihre Nutzung im Teillastbereich erhöht und sie häufiger an- und abgefahren werden können. Flexible Fahrweisen erhöhen jedoch die mechanischen und thermischen Belastungen auf die Komponenten, das verglichen zu früheren Fahrweisen zu höheren Ausfallraten und Wartungskosten führen kann. Zu den wichtigsten Ergebnissen eines aktuellen Berichts zur Bewertung der Flexibilität von thermischen Kraftwerken der Agora Energiewende (2017) gehört, dass *„die Verbesserung der technischen Flexibilität normalerweise keinen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Anlage hat, die Belastung auf die Komponenten steigt jedoch wodurch sich deren Lebensdauer reduziert*".

Die Auswirkungen auf die verschiedenen Komponenten einer Anlage durch häufiges An- und Abfahren von Kraftwerken hängen stark vom Anlagenkonzept ab. Es ist daher schwierig genaue Zahlen für An- und Abfahrkosten der Technologien zu bestimmen. Lew et al. (2013) schlugen deshalb vor Ober- und Untergrenzen, basierend auf reale Daten gesammelt von APTECH, zu verwenden. Sie zeigen, dass die An- und Abfahrkosten von thermischen Kraftwerken durch zusätzliche Brennstoffbedarfe, Betriebs- und Wartungskosten im Zusammenhang mit dem Verschleiß von Komponenten sowie durch Rampenkosten getrieben werden. Darüber hinaus erarbeiteten sie eine detaillierte Szenarioanalyse, um mögliche Auswirkungen einer Erhöhung der Anteile von Erneuerbaren auf die Kraftwerkseinsatzkosten sowie auf die Kosten für das An- und Abfahren von thermischen Kraftwerken in Western Interconnection, dem Verbundnetz im Westen der USA, zu bewerten. Unter der Annahme durchschnittlicher Brennstoffpreise aus dem Jahr 2013,[25] stellen sie fest, dass der steigende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien hauptsächlich gasbefeuerte Einheiten aus dem Markt verdrängt während Steinkohlekraftwerke im Lastfolgemodus betrieben werden. Des Weiteren wurde in der Studie festgestellt, dass die täglichen Leistungsänderungen der Steinkohlekraftwerke deutlich höher sind als in Szenarien ohne fluktuierende erneuerbare Energien. Das An- und Abfahren der Kraftwerke auf einer wöchentlichen oder noch kürzeren Basis stellt jedoch fast keine Abweichung von Szenarien ohne fluktuierende erneuerbare Energien dar. Sie kommen zu dem Schluss, dass ein häufigeres An- und Abfahren zwar die Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken aufgrund höherer Wartungskosten beeinflusst, dass die Kraftwerke in solchen Szenarien aber immer noch innerhalb ihrer technischen Grenzen betrieben werden, was die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien fördert. Darüber hinaus gibt es Nachrüstungsmöglichkeiten, die die Flexibilitätseigenschaften der Kraftwerke erweitern und/oder die mit dem An- und Abfahren verbundenen Mehrkosten zu senken.[26]

[25] Die Sensibilität des Gaspreises wurde ebenfalls von den Autoren analysiert. Sie schlussfolgern, dass "die Kosten für Gas einen wesentlich höheren Einfluss auf die An- und Abfahrkosten im System haben als der weitere Ausbau von Wind- und Solarenergie."

[26] Weitere Details über Möglichkeiten zur Verbesserung der Flexibilität von Steinkohlekraftwerken können aus (Agora Energiewende, 2017, p. 57) entnommen werden.

Box 1. Die dänischen Erfahrungen

Fragen hinsichtlich der Flexibilitätsbereitstellung aus thermischen Kraftwerken haben in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Die Rolle von Steinkohlekraftwerken ist ein essentieller Teil dieser Diskussion, da sie einen wichtigen Anteil der thermischen Kraftwerkskapazität in einigen EU-Ländern mit steigendem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien,[27] aber auch in Schwellenländern wie China und Indien darstellen.

Dänemark[28] ist ein Beispiel für die revolutionäre Rolle der Steinkohle bei der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien. Das Land ist Vorreiter bei der Nutzung von Windenergie und kann als Referenz bei der Bewältigung von Flexibilitätsherausforderungen gesehen werden (siehe auch Abbildung 2). Dänemark hat eine umfassende Strategie zur schrittweisen Bereitstellung von Flexibilität entwickelt, die die Austauschkapazität zu Nachbarländern verbessert, die Flexibilität von thermischen Kraftwerken und KWK-Anlagen erhöht, bedarfsseitige Flexibilitätsoptionen einbezieht und Markt- und Regulierungsgestaltungen verbessert.

Die dänische Steinkohleflotte war zunächst zur Grundlastversorgung ausgelegt. Mittlerweile hat sie sich zur flexibelsten Steinkohleflotte Europas entwickelt (Ea Energy Analyses, 2015). Maßnahmen zur Verbesserung der Flexibilitätseigenschaften der Kraftwerke beinhalten unter anderem:

- Das Halten wichtiger Komponenten auf einer höheren Temperatur während Warmstarts und das Updaten der Steuerungssoftware zur Einbeziehung erweiterter Anlaufvoraussetzungen sowie Repowering-Optionen zur Verkürzung von Anlaufzeiten;

- Die Einführung indirekter Feuerungsstrategien, die Umstellung von zwei Kohlemühlen auf eine, die Verbesserung der Steuerung, der Einbau von Wärmespeichern und anderer technischer Verbesserungen zur Senkung der Mindestlast und zur Verbesserung der Leistungsgradienten.

- Die Verbesserung des Überwachungssystems für einen Betrieb unterhalb der Benson-Grenze[29] mit einer aktiven Überwachung der Komponentenermündung zur genauen Prognose von Instandhaltungs-/Austauschbedarfe und/oder der Nachrüstung bestimmter Komponenten (z.B. Wanddicke);

Alle diese Nachrüstungsmaßnahmen wurden erfolgreich umgesetzt, um die Mindestlast zu senken, die Leistungsgradienten zu erhöhen und dabei gleichzeitig Mehrkosten für An- und Abfahrvorgänge zu begrenzen.[30] Die Standardflexibilitätseigenschaften dänischer Steinkohlekraftwerke haben infolgedessen in den letzten Jahren den Stand der Technik hochmoderner Kraftwerke erreicht.[31]

Die Überprüfung der Einspeisevergütung von KWK-Anlagen in die Wärmeversorgung hat dazu beigetragen, dass KWK-Anlagen seltener als „Must-Run" Einheiten am Strommarkt betrieben werden (d.h. in einem zur Bereitstellung von Wärme geführten Betrieb) und die Bereitstellung beider Energien entkoppelt wurde. Darüber hinaus wird die schrittweise Erweiterung um Wärmespeicher und Elektrokessel umgesetzt, die für Fernwärmesysteme mit KWK-Anlagen durch Steuervergünstigungen gefördert wird. Dies ermöglicht eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Anlagen, da die Betreiber je nach Strompreis zu bestimmten Zeitpunkten zwischen der Wärmeversorgung aus den Turbinen, dem Speicher oder den Kesseln wählen können.

Die dänischen Erfahrungen in Bezug auf die Bereitstellung von Flexibilität dienen anderen Ländern, die sich auf ähnliche Herausforderungen beim Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien vorbereiten. Jüngste Beispiele hierfür sind China (CEM, 2018) und die Türkei (Godron et al., 2018; Saygin et al., 2019).

[27] Vor diesem Hintergrund haben Polen und Deutschland mit einem deutlichen Wandel ihres Energiemix zu rechnen. Frankreich hat in den 80er Jahren eine große Flotte von Kernkraftwerken errichtet und ist daher weit weniger betroffen in einer solchen Debatte.
[28] Die Inhalte dieser Box basieren teilweise auf den Ergebnissen einer aktuellen Ea Analyses (2015) Studie, die von der Agora Energiewende in Auftrag gegeben wurde.
[29] Die Benson-Grenze bezieht sich auf die Mindestlast des Kessels, die einen eigenständigen Wasserfluss zum Verdampfer ermöglichen würde.
[30] Es ist anzumerken, dass die Eingriffe nach einer technischen Methodik durchgeführt werden, die es erlaubt, alle möglichen Verbesserungen zu identifizieren. Der Zeitpunkt und der Umfang der Modernisierungen werden nach einem Ertragsmaximierungskriterium bewertet, das die Trends des Strommarktes berücksichtigt.
[31] Ähnliche Initiativen gibt es auch in Deutschland. Einige Beispiele sind hierfür das Kohlekraftwerk Moorburg in Hamburg sowie die Kraftwerke in Bexbach und Wesweiler.

3 Bewertung der Flexibilitätsbereitstellung durch Steinkohlekraftwerke in Deutschland

Kernpunkte

3.1 Die Bewertung des Beitrags von Steinkohlekraftwerken zur Bereitstellung von Flexibilität in Deutschland erfolgt in zwei Stufen. Die erste Stufe ist eine rückblickende Analyse, in der die Jahre 2015 und 2018 basierend auf offiziellen Daten von ENTSO-E analysiert werden. Die zweite Stufe ist ein prospektiver Ausblick. Sie ist eine „Was-wäre-wenn"-Analyse, auf Grundlage von Szenarien und Daten der DENA und der IEA, zur Bewertung der Rolle von Steinkohle während einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im System. Das Deloitte European Electricity Model (DEEM) wird in beiden Teilen zur Simulation des Einsatzes von Kraftwerken auf dem Strommarkt eingesetzt wobei ein Schwerpunkt auf dem Einsatz von Steinkohlekraftwerken liegt. In beiden Teilen werden zunächst die Flexibilitätsanforderungen des Systems beschrieben (Nachfrageanalyse) bevor eine Berechnung und Analyse der eingeführten Flexibilitätskennzahlen von Steinkohlekraftwerken (Angebotsanalyse) folgt.

3.2 Ehrgeizige energiepolitische Rahmenbedingungen haben zu erheblichen Veränderungen in der Struktur des Stromsektors geführt. Die beiden Schlüsselelemente der letzten zwanzig Jahre waren hierbei sicherlich der Ausstieg aus der Kernenergie und das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien stieg von 12 GW im Jahr 2000 auf 37,8 GW bis Ende 2008 und auf 118,3 GW bis Ende 2018. Es wird erwartet, dass die Kapazität von Kernkraftwerken bis 2022 vollständig zurückgefahren wird. Die Entwicklung der in Deutschland installierten Steinkohlekapazität lässt sich in zwei Investitionswellen unterteilen: Die erste beinhaltet die Investitionen, die in den 70er und 80er Jahren getätigt wurden, als die Mehrheit der bestehenden Kapazität gebaut wurde; die zweite Welle bezieht sich auf den Zeitraum von 2013 bis 2016, in der sowohl die Sanierung und/oder Erweiterung alter Anlagen als auch der Bau neuer, flexibler und effizienterer Anlagen erfolgte.

Der Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland lag in 2015 bei 32% und in 2018 bei 38%. Wir beobachten, dass die Variabilität bei solchen Anteilen von erneuerbaren Energien beginnt, sich beträchtlich auf das System auszuwirken, wie die Verformung der Jahresdauerlinie der Residuallast für beide betrachteten Jahre zeigt. Die Jahresdauerlinien der Leistungsänderungen werden jedoch nur geringfügig beeinflusst. Unsere Ergebnisse bestätigen die aktuelle Einstufung der IEA, dass Deutschland in der Integrationsphase 3 (siehe auch Abbildung 2) ist, in der "erneuerbare Energien das Betriebsverhalten des Systems bestimmen". Dennoch gibt es nur wenig Unterschiede zwischen den errechneten Kennzahlen für 2015 und 2018, da der relative Anstieg der erneuerbaren Energien gering war. Wir stellen fest, dass Steinkohlekraftwerke in beiden Jahren deutlich zur Integration erneuerbarer Energien beigetragen haben. Die Flexibilitätskennzahlen haben sich hierbei in gleicher Größenordnung wie der Anstieg der variablen erneuerbaren Energien entwickelt.

3.3 Die prospektive Studie berücksichtigt die Kapazitätsprognosen der DENA für die kommenden Jahrzehnte, die zu Anteilen von rund 50%, 60% und 70% erneuerbarer Energien am Strommix führen. Solche sich voneinander abhebenden Szenarien zeigen eine deutliche Transformation des Systems, das entsprechend in die Integrationsphasen 4 und 5 fortschreitet. Erneuerbare Energien decken an mehreren Tagen im Jahr mehr als 100% der Residuallast. Leistungsänderungen werden steiler und länger („kurzfristige Flexibilität" erforderlich). Es gibt außerdem Zeiträume mit mehrtägigen Energieengpässen („mittelfristige Flexibilität"). Die wichtigste Bestimmungsgröße des Marktes ist die Einspeisung erneuerbarer Energien. Die zur Bewertung von „kurz- und mittelfristiger" Flexibilitätsbereitstellung aus Steinkohlekraftwerken eingeführten Kennzahlen deuten darauf hin, dass Steinkohlekraftwerke in der Lage sind, eine Integration weiterer erneuerbarer Energien im System sicherzustellen.

3.1 Rahmen der quantitativen Analyse

Das Deloitte European Electricity Market Model (DEEM) ist ein internes Modell zur Simulation der Entwicklung und des Verhaltens der europäischen Strommärkte. Es handelt sich um ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell, das es ermöglicht, den Einsatz von Stromerzeugungseinheiten zu reproduzieren und prospektive Studien über die Entwicklung des Kraftwerkseinsatzes und der installierten Kapazitäten in Energiesystemen durchzuführen. Das Modell basiert auf einer stündlichen Optimierung der gesamten EU und berücksichtigt einen grenzüberschreitenden Stromaustausch sowie Betriebsbeschränkungen auf der Ebene einzelner Kraftwerke. Es ist speziell für Bewertung von Herausforderungen bei der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien und Flexibilitätsfragen zugeschnitten.

Annahmen der Modellierung

Für diese Studie wurde DEEM zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs in Deutschland mit einem Schwerpunkt auf Steinkohlekraftwerke parametriert. Der analytische Aufbau der Studie umfasst eine rückblickende Bewertung mit einem Fokus auf die Jahre 2015 und 2018 sowie eine prospektive Bewertung mit Blick auf die offiziellen Ausbauziele für erneuerbare Energien in den kommenden Jahren. Die allgemeinen Annahmen beinhalten:

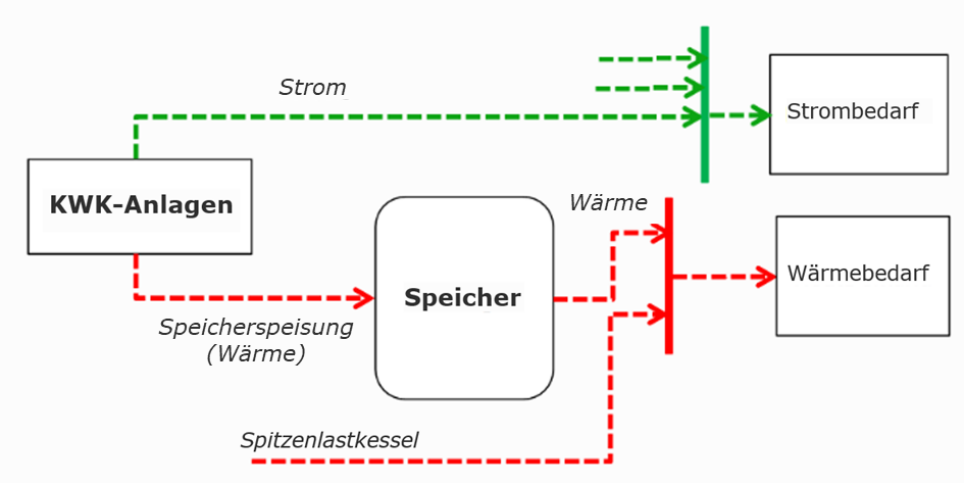
- Ein striktes Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf muss zu jeder Stunde gewährleistet sein. Für die rückblickende Analyse wurde die Zeitreihe der deutschen Stromlast um die entsprechenden Import- und Exportstromflüsse mit den Nachbarländern korrigiert. Um die durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien entstehenden Stromflussschwankungen in grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zu berücksichtigen, wurden in der prospektiven Studie auch die Nachbarländer modelliert.

- Bei Bedarf können erneuerbare Energien in Zeiten des Überangebots gedrosselt werden. Das Modell kann dadurch die volle Leistung erneuerbarer Energien nutzen, ohne dass es gezwungen ist, Batterien zur Speicherung überschüssiger Energie zu installieren. Da wir eine ökonomische Optimierungsanalyse durchführen und somit in der Simulation eine Kostenminimierung anstreben, hat das Modell keine Anreize die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu drosseln, da deren Grenzkosten null sind.[32]

- KWK-Anlagen wurden vereinfacht modelliert.[33] Es wurden zwei Arten von Technologien berücksichtigt: Gegendruckturbinen und Entnahmekondensationsturbinen. Die Daten für das Verhältnis von Strom zu Wärme, die KWK-Technologien sowie die installierte Kapazität stammen aus Danish Energy Agency (2016) und DIW (2017). Die thermische Speicherung erfolgt in einer aggregierten Weise. Durch die Möglichkeit der thermischen Speicherung wird eine gewisse Flexibilität in der Wärmebilanz ermöglicht. Zusätzlich kann Wärme auch durch einen „Spitzenlastkessel" (siehe Abbildung 9) bereitgestellt werden, der eine zusätzliche Wärmequelle aus einem Sekundärbrennstoff darstellt.

[32] Der Wert der eingespeisten Energiemenge aus erneuerbaren Energien ergibt sich aus den Grenzkosten der Einheiten im Randbereich des Marktpreises in der Merit-Order (d.h. hauptsächlich die Betriebskosten von Einheiten im Mittellastbereich). Dieser Wert ist höher als die erzielten Einsparungen durch den vermiedenen Verschleiß und der Wartung bei einer Leistungsdrosselung von Erneuerbaren. Aus diesem Grund wird im Rahmen einer Kostenminimierung die Einspeisung von erneuerbaren Energien oft maximiert und deren Drosslung nur Zeiträume vorgenommen, in denen ein Überangebot von Strom besteht.
[33] Die Darstellung der KWK-Anlagen basiert auf dem Ansatz, der im Dispa-Set-Modell der JRC verwendet wird.

Abbildung 9. Darstellung der KWK-Technologie in DEEM



Quelle : (QUOILIN Sylvain et al., n.d.)

DEEM berücksichtigt alle Betriebsbedingungen thermischer Kraftwerke, den grenzüberschreitenden Stromaustausch und den Einsatz von Wasserkraftwerken. Bei den technischen Parametern berücksichtigt das Modell An- und Abfahreinschränkungen, den Betrieb im Teillastbereich, Aufwärts- und Abwärtsrampen, minimale und maximale Leistungsabgabe, minimale An- und Abfahrzeiten sowie die Anfahrkosten für jede Erzeugungseinheit (wie in Abschnitt 2.2 erläutert).

Flexibilitätskennzahlen

Anforderungen an die Flexibilität bestehen entlang der drei grundlegenden Dimensionen von Energiesystemen: Der Energie, der Kapazität und der Leistungsänderung. Diese drei Dimensionen sind durch Integrations- und Differentiationsoperationen miteinander verbunden.[34] Die Leistungsänderungs- und Kapazitätsdimensionen können somit unter dem Begriff der „kurzfristigen" Flexibilität zusammengefasst werden, die sich im Rahmen dieser Studie auf die stündlichen Kapazitäts- und Leistungsänderungsebene bezieht. Die Kapazitäts- und Energiedimensionen werden unter dem Begriff der „mittelfristigen" Flexibilität zusammengefasst, die sich im Rahmen dieser Studie auf Zeiträume von mehreren Tagen (d.h. ein bis sieben Tage) bezieht. Zur Erfassung des Beitrags „kurzfristiger" Flexibilität durch Steinkohlekraftwerken werden drei Kennzahl eingeführt und analysiert. Die Bewertung der Rolle zur Bereitstellung „mittelfristiger" Flexibilität erfolgt mittels einer parametrischen Studie.

Wir definieren die Kennzahl der Mittleren-Leistungsänderung (Average Ramping Metric - AR) als die Gesamtleistungsänderung der gesamten Steinkohleflotte über deren erzeugten Gesamtstrommenge. Die Kennzahl der Mittleren-Leistungsänderung-pro-Block (Average Unit Ramping - AUR) ist die zweite Kennzahl und bezieht sich auf die Ebene einzelner Kraftwerke. Diese Kennzahl ermöglicht es, den relativen Anteil der Leistungsänderungen im Vergleich zur jährlichen Gesamtstromerzeugung wie bei der Mittleren-Leistungsänderungs-Kennzahl pro Erzeugungseinheit (d.h. dividiert durch die Anzahl der berücksichtigten Erzeugungsblöcke) zu bewerten. Der Vorteil solcher Kennzahlen besteht darin, dass sie die Tatsache berücksichtigen, dass der steigende Anteil erneuerbarer Energien zwangsläufig zu einer Verringerung der jährliche Gesamtstromerzeugung von Steinkohlekraftwerken führt, da diese schrittweise durch die Einspeisung erneuerbarer Energien aus der Merit-Order verdrängt werden. Eine Berücksichtigung der Anzahl der Erzeugungseinheiten ist ebenfalls wichtig, denn je

[34] Ulbig und Andersson erklären, dass die Größen "eine sogenannte doppelte Integratorendynamik aufweisen: Energie ist das Integral der Leistung, welches wiederum das Integral der Leistungssteigerung ist. Aufgrund dieser intertemporalen Verbindung stellen die drei Größen eine Flexibilitätstinität im Stromnetzbetrieb dar"(Ulbig and Andersson, 2015, p. 157).

mehr Einheiten für den gleichen Bedarf einer Leistungsänderung zur Verfügung stehen, desto niedriger ist die tatsächliche Leistungsänderung der einzelnen Kraftwerke. Dies begründet die Notwendigkeit der zweiten Kennzahl.

$$AR = \frac{\sum_{Stunden} |Erzeugung_{Steinkohle}(Stunde) - Erzeugung_{Steinkohle}(\text{Stunde} - 1)|}{\sum_{Stunden} Erzeugung_{Steinkohle}(Stunde)}$$

$$AUR = \frac{AR}{Blöcke_{Steinkohle}}$$

Der Mittlerer-Lastzyklen-Faktor (Mean Cycling Factor - MCF) wird als dritte Kennzahl in dieser Studie eingeführt, um den Aspekt von Einsatzentscheidungen (d.h. An- und Abfahrentscheidungen) von Steinkohlekraftwerken im Laufe eines Jahres zu erfassen.

$$MCF = \frac{\sum_{Stunden} |StatusBlock_{Steinkohle}(Stunde) - StatusBlock_{Steinkohle}(Stunde - 1)|}{Blöcke_{Steinkohle}}$$

Wie bereits erläutert, sind die Leistungs- und Energiedimensionen der Flexibilität vor allem in den Randbereichen der Jahresdauerlinie der Residuallast relevant, die nur sehr wenige Stunden eines Jahr repräsentieren (d.h. Stunden, in denen die Last relativ hoch und die Einspeisung erneuerbarer Energien niedrig ist oder Stunden, in denen die Last relativ niedrig und die fluktuierende Einspeisung hoch ist). Steinkohlekraftwerke sind in Zeiträumen von Kapazitätsknappheiten (d.h. der linke Rand der Jahresdauerlinie der Residuallast) relevant, da sie nur positive Kapazität bereitstellen können. Die Intensität und die Länge der Engpässe legen die bereitzustellende Leistung bzw. Energiemenge fest. Solche Engpässe werden typischerweise als „kalte Dunkelflauten" bezeichnet. Die Ableitung der Bezeichnung beruht im Wesentlichen darauf, dass sie sich auf Zeiträume bezieht, in denen die Sonne nicht scheint, der Wind nicht weht und ein erheblicher Strombedarf besteht.

Die Dauer und die Häufigkeit kalter Dunkelflauten sind entscheidend: Sie treten regelmäßig mit einer Dauer von einigen Tagen auf. In seltenen Fällen können sie sich aber auch über längere Zeiträume (z.B. wenige Wochen) erstrecken. Eine Vorbereitung auf solche Wetterphänomene wird essentiell, wenn der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien hoch ist, da andernfalls die Gefahr besteht, dass die verbleibende Kapazität (d.h. eine andere Kapazität als die der fluktuierenden erneuerbaren Energien) nicht ausreichend groß ist, um die Nachfrage während der Dauer der Flaute zu decken. Eine Bewertung solcher Engpässe ergänzt daher die prospektive Analyse dieser Studie. Die Prüfung des Beitrags der Flexibilitätsbereitstellung durch Steinkohlekraftwerke erfolgt in diesem Fall durch den Vergleich der Stromerzeugung während solcher Engpässe zum Jahresmittelwert. Wird dieser deutlich überstiegen, tragen Steinkohlekraftwerke zur Bereitstellung mittelfristiger Flexibilität bei.

3.2 Die rückblickende Analyse

3.2.1 Der Strommarkt und die Energiewende

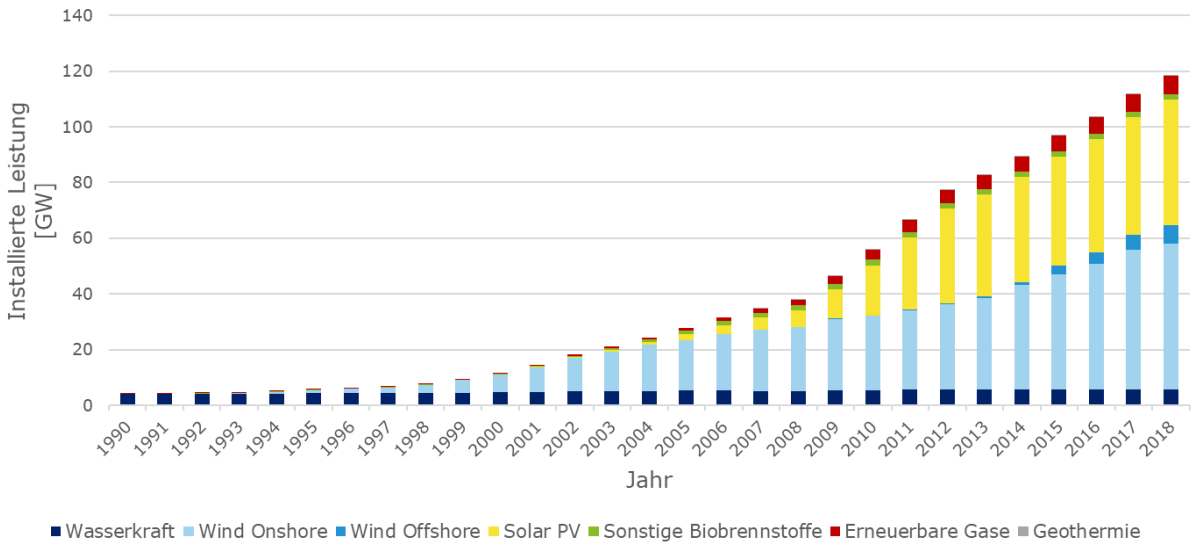
Deutschland ist mit einem Stromverbrauch von rund 600 TWh pro Jahr und einer installierten Leistung von 214 GW der größte Strommarkt in der EU. Der deutsche Strommarkt ist besonders gut vernetzt mit benachbarten Systemen (22 GW Importkapazität und 16 GW Exportkapazität). Deutschland ist Nettoexporteur von Strom (2018 betrug der Nettoexport 46 TWh). Ehrgeizige energiepolitische Vorgaben haben zu erheblichen Veränderungen in der Struktur des Stromsektors geführt. Die beiden Schlüsselelemente der letzten zwanzig Jahre waren gewiss der Entschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie und die frühe Nutzung erneuerbarer Energien.

Im Bereich der Kernenergie hat es mehrere politische Wendepunkte gegeben. Im Jahr 2001 wurde ein Ausstiegsplan aus der Kernenergie per Gesetz eingeführt. Im Jahr 2010 dann, überprüfte das

Energiekonzept der Bundesregierung die Entscheidung über den Ausstieg aus der Kernenergie aus dem Jahr 2001 und ermöglichte eine Verlängerung der Lebensdauer von Kernkraftwerken. Das Argument war, dass die Kernenergie eine kostengünstige und kohlenstoffarme Brückentechnologie zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energiewirtschaft ist. Eine durchschnittliche Laufzeitverlängerung von weiteren 12 Jahre wurde gewährt, wodurch sich der Betrieb der Flotte bis Mitte der 30er Jahre verlängert hätte. Der Unfall von Fukushima-Daiichi war ein weiterer Wendepunkt: Die Regierung beschloss einen beschleunigten und endgültigen Ausstieg bis 2022 aus der Kernenergie innerhalb von wenigen Wochen nach dem Unfall. Dieser Entschluss gilt als ein Eckpfeiler in der „Energiewende".

Das wichtigste Instrument, um erneuerbare Energien zum Rückgrat der Energieversorgung zu machen, ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dieses Gesetz garantierte den erneuerbaren Energien zu Beginn eine Einspeisevergütung für einen Zeitraum von 20 Jahren nach Inbetriebnahme der Anlage. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energien abzukaufen und einen vorrangigen Netzzugang zu gewähren. Das finanzielle Defizit - Einspeisetarif minus Marktpreis - geben die Unternehmen durch einen Zuschlag an die Endverbraucher weiter. Die Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien stieg von 12 GW im Jahr 2000 auf 38 GW bis Ende 2008 und auf 118 GW bis Ende 2018 (Abbildung 10). Insbesondere die Kapazität der PV stieg nach 2007 an, da die Kosten der Anlagen unter der Einspeisevergütung lagen. In den letzten zehn Jahren - zwischen Ende 2008 und Ende 2018 - wurden 39 GW Solarstrom und 36 GW Windkraft in das System integriert. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung stieg von weniger als 7% im Jahr 2000 auf rund 38% im Jahr 2018. Mit einem Anteil von 70% innerhalb der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2018 dominieren fluktuierende Quellen wie Wind und Sonne.

Abbildung 10. **Entwicklung der installierten Kapazität erneuerbarer Energien in Deutschland**



Quelle : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019)

Die Umstellung von einem fossil-basierten auf ein erneuerbares Energiesystem und die gleichzeitige Senkung des Energieverbrauchs durch zusätzliche Energieeffizienz sind wichtige politische Ziele. Die Eckpfeiler der deutschen Energiewende im Hinblick auf langfristige Dekarbonisierungsziele sind:

- Eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und 80 % - 95 % bis 2050 verglichen zum Stand in 1990.

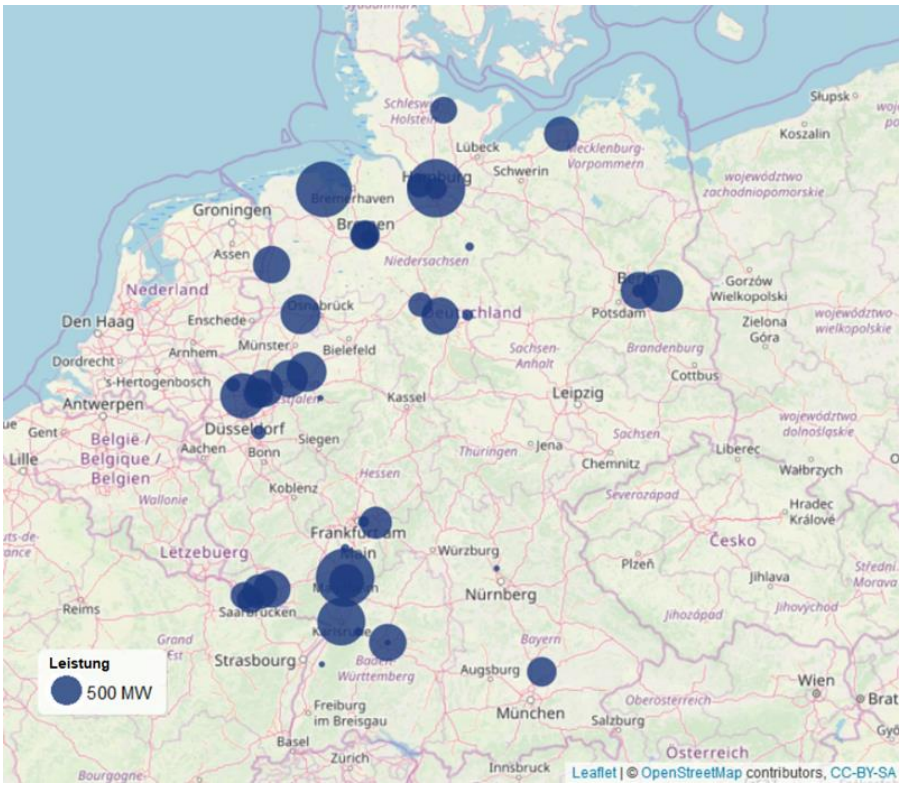
- Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 30% im Jahr 2030 und 60% im Jahr 2050.
- Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch auf 80% im Jahr 2050.
- Eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 gegenüber dem Niveau von 2008.

Im Hinblick auf diese Ziele wurde die Rolle von Stein- und Braunkohle bei der Stromerzeugung diskutiert. Anfang 2019 hat die von der Regierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (umgangssprachlich „Kohlekommission") empfohlen aus der Stromerzeugung durch Stein- und Braunkohle bis 2038 auszusteigen. Seitdem arbeitet die Regierung an den Details und der praktischen Umsetzung dieser Empfehlung. In diesem Zusammenhang untersuchen wir, ob und inwieweit Steinkohlekraftwerke technisch überhaupt in der Lage sind, die Integration immer größerer Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien sicherzustellen.

3.2.2 Ein Überblick über die deutsche Steinkohleflotte

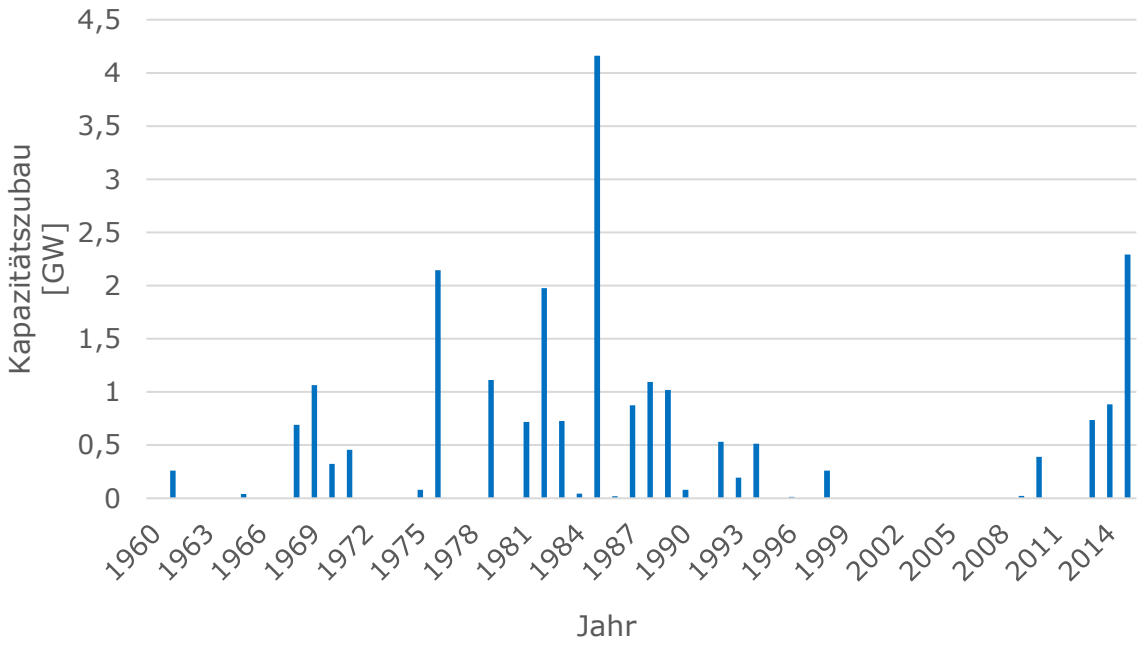
Steinkohle ist eine der wichtigsten Stromerzeugungsquellen im deutschen Strommix und machte 2018 12% der Gesamtstromerzeugung aus. Insgesamt war Ende 2018 eine Leistung von 24 GW Steinkohlekraftwerk installiert. Steinkohlekraftwerke befinden sich überwiegend im Westen Deutschlands, nahe der ehemaligen Kohlereviere in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland (Abbildung 11). Die heimische Steinkohleförderung war seit langem rückläufig. Mit der Schließung des letzten deutschen Steinkohlebergwerks im Jahr 2018 ist der Steinkohlebergbau endgültig eingestellt. Deutschland ist somit vollständig auf Importkohle angewiesen. Obwohl es große Kraftwerksblöcke mit Leistungen über 800 MW gibt, beträgt die durchschnittliche Kraftwerksblockgröße rund 200 MW.

Abbildung 11. Lage der Steinkohlekraftwerke in Deutschland



Quelle : OpenStreetMap und Deloitte intern

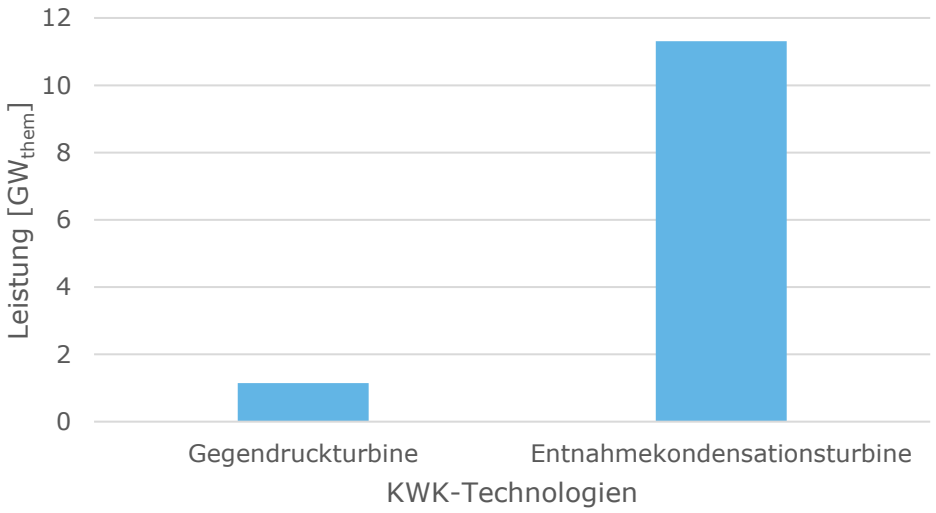
Abbildung 12. Zeitlicher Verlauf des Zubaus von Steinkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle : Deloitte intern

Viele dieser Kraftwerke liefern ebenfalls Wärme für industrielle Prozesse sowie für Fernwärme. Der Wärmebedarf solcher Anlagen ist in der Regel standortspezifisch. Die Anteile der beiden in Abschnitt 2.1 vorgestellten Technologien von KWK-Anlagen sind in Abbildung 13 dargestellt. Die Technologie der Entnahmekondensationsturbine ist wesentlich häufiger verbaut als die Gegendruckturbinen.

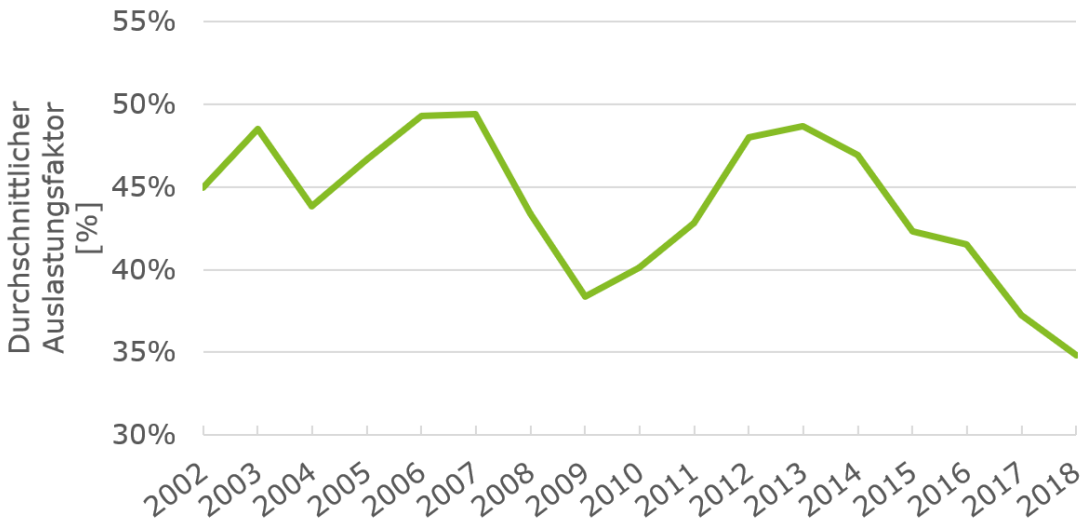
Abbildung 13. Verteilung der KWK-Technologien in Deutschland



Quelle : (DIW 2017)

Trotz des starken Anstiegs erneuerbarer Energien und deren Beitrag zur Stromversorgung blieb der durchschnittliche Auslastungsgrad der Steinkohlekraftwerke zwischen 2002 und 2014 in einer Bandbreite von 45% bis 50% (Abbildung 14). Dies lässt sich durch einen Anstieg des Strombedarfs in diesem Zeitraum erklären. Ausreißer sind eindeutig die Jahre 2008 bis 2011, in denen die Stromerzeugung infolge der Wirtschaftskrise einbrach. Nach diesen Jahren erholte sich die Auslastung der Steinkohlekraftwerke jedoch wieder und kam auf das gewohnte Niveau zurück. Nach 2014 begann der Auslastung zu sinken und sank 2018 auf durchschnittlich 35%. Da sich der Stromverbrauch reduzierte und die erneuerbaren Energien ihren Beitrag erhöhten, wurden in diesem Zeitraum Steinkohlekraftwerke zunehmend aus der Stromerzeugung verdrängt.

Abbildung 14. Entwicklung des durchschnittlichen Auslastungsfaktors deutscher Steinkohlekraftwerke



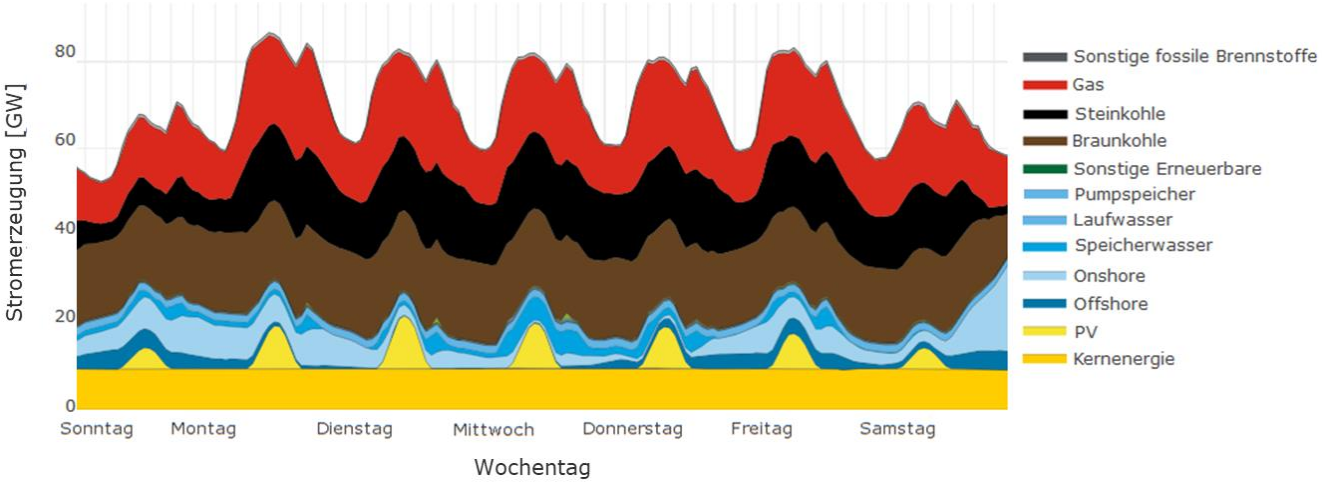
Quelle : Deloitte intern basierend auf Daten von Fraunhofer energy charts

3.2.3 Methodik der Simulationen

Die rückblickende Analyse basiert auf den offiziellen Daten der ENTSO-E Transparenzplattform.[35] Mit dieser war es möglich den historischen Einsatz der Kraftwerke mit dem DEEM-Modell akkurat nachzubilden. Wir haben die Jahre 2015 und 2018 für die Analyse ausgewählt, um eine maximale Differenz im Anteil der erneuerbaren Energien abbilden und dennoch auf komplette Datensätze zurückgreifen zu können. Durch die Nachbildung des historischen Kraftwerkseinsatzes können wir simulieren, wie Steinkohlekraftwerke durch Regelung ihrer Stromerzeugung und das Erhöhen der Anzahl von An- und Abfahrvorgängen auf Anforderungen an Leistungsänderungen reagieren.

[35] ENTSO-E veröffentlicht freizugängliche Daten auf ihrer Plattform: https://transparency.entsoe.eu

Abbildung 15. Der aus DEEM resultierende deutsche Kraftwerkseinsatzes am Beispiel einer Woche (2018)[36]



Quelle : Deloitte intern

Abbildung 15 veranschaulicht den Kraftwerkseinsatz, der sich aus einer Simulation mit DEEM ergibt. Nach Berücksichtigung von Must-Run Erzeugern wie Wind- oder Solaranlagen, aktiviert die Optimierung zum Decken des Strombedarfs nach und nach die nächstmögliche kostengünstigste Erzeugungseinheite. Die Abbildung zeigt eine illustrative Woche, die an einem Sonntag beginnt. Die Tage der Woche können anhand der Höhe der Last beschrieben werden – während Tage unter der Woche (d.h. von Montag bis Freitag) fünf aufeinanderfolgende Spitzen mit hohen Maximalwerten aufweisen, sind die Maximalwerte der Spitzen an Wochenende (d.h. Sonntag und Samstag) niedriger. In dieser Woche besteht jeder Tag aus zwei Hoch- und zwei Tiefpunkten. Während die Hochpunkte mittags und abends auftreten, wenn der private Stromverbrauch hoch ist, treten die Tiefpunkte am Nachmittag und in der Nacht auf, zu Zeiten niedrigeren Stromverbrauchs. Die Leistung der PV folgt ebenfalls einem ausgeprägten Muster, in Form einer Glockenkurve. Sie steigt am Morgen an und fällt am Nachmittag ab. Mittels der Abbildung ist es ebenfalls möglich, das weniger vorhersehbare Muster des Onshore- und Offshore-Windes zu erkennen, das saisonalen Effekten unterliegt und nicht wie bei der PV einem täglichen Verlauf. Die Einspeisungsprofile von Kern- und Braunkohlekraftwerken sind im Wesentlichen flach, da sie aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten zuerst eingesetzt werden. Gefolgt werden sie von Steinkohle- und Gaskraftwerken, die den zur Deckung des Bedarfs benötigten Reststrom liefern. Die Simulationen beider Jahre berücksichtigen die historischen Brennstoff- und CO_2-Preise (Tabelle 1), sowie die wichtigsten technischen Merkmale von Kraftwerken (Tabelle 2). Beide Simulationen wurden für das gesamte Jahr in einer stündlichen Auflösung durchgeführt.

Tabelle 1. Kostenannahme der rückblickenden Analysis [37]

Jahr	CO_2	Gas	Öl	Steinkohle
	[€/t CO_2]	[€/MWh]	[US$ barrel]	[US$/t]
2015	7,6	19,7	52,4	59,0
2018	15,7	22,3	71,6	91,6

[36] „Sonstige fossile Brennstoffe" enthält Kraftwerke mit einer geringen installierten Leistung wie: Öl und andere fossile Kraftwerke, die nicht als Steinkohle-, Gas- oder Braunkohlekraftwerke identifiziert wurden. „Sonstige Erneuerbare" beinhalten Biogas, erneuerbare Abfälle, Batterien und Geothermie.
[37] Quelle: Basierend auf Capital IQ & ICE

Tabelle 2. Typische technische Parameter deutscher Kraftwerke[38]

Energie-träger	Technologie	Vintage Klasse[40]	Anfahr-zeit [h]	Abfahr-zeit [h]	Anfahr-kostens [€/MW]	Mindestlast [%Kapazität]	Max positiver Leistungs-gradient[39] [%P_{nom}/min]	Max negativer Leistungs-gradient[39] [%P_{nom}/min]
Biogas	-	-	0	0	24	20	6	6
Biomasse	-	-	2	2	36	20	0,7	0,7
Steinkohle	-	V1	7	3	32	34	0,8	2
Steinkohle	-	V2	7	7	48	27	1,5	3
Steinkohle	-	V3	3	3	35	20	4,5	4,5
Braunkohle	-	V1	7	7	58	60	1	2
Braunkohle	-	V2	7	7	58	48	1,5	3
Braunkohle	-	V3	7	7	58	35	4	4
Gas	OCGT	V1	0	0	35	50	8	8
Gas	CCGT	V1	1	1	53	50	2	2
Gas	OCGT	V2	0	0	35	35	12,5	12,5
Gas	CCGT	V2	1	1	53	40	4	4
Gas	OCGT	V3	0	0	35	20	15	15
Gas	CCGT	V3	1	1	53	30	8	8
Kernenergie	-	-	10	10	50	50	0,5	0,5

3.2.4 Einblicke aus 2015 und 2018

Zur Veranschaulichung der Unterschiede zwischen Last und Residuallast dienen Daten für zwei ausgewählte Wochen im Januar 2018 (Abbildung 16). Obwohl die Korrelation zwischen den beiden Zeitreihen moderat positiv ist (0,58 im Jahr 2018), ist die Residuallast, der Strombedarf, der von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss, volatiler, beinhaltet steilere Leistungsänderungen und weist größere Unterschiede zwischen Hoch- und Tiefpunkten auf als die tatsächliche Last. Das Muster der Stromnachfrage zwischen Tagen und Nächten bleibt dennoch durch das aufeinanderfolgen von Hoch- und Tiefpunkten in der Kurve erkennbar. Die typischen Morgen- und Abendhochs sowie das Wochentags-Wochenende-Muster sind jedoch stark verzerrt, was die Rolle der fluktuierenden erneuerbaren Energien als Schlüsselfaktor für den Betrieb von regelbaren Kraftwerken unterstreicht.

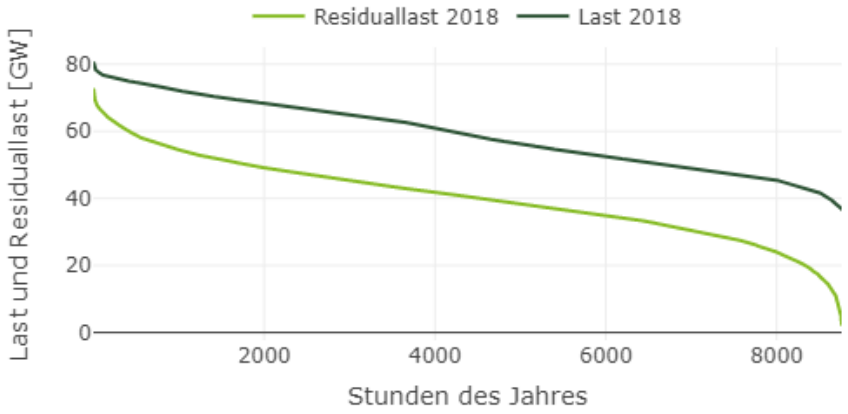
[38] Die Daten kommen von Schill et al. (2017), *Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation,* Nature Energy; Agora Energiewende (2017), *Flexibility in thermal power plants*; und einer internen Analyse von Deloitte.
[39] Maximale positive sowie negative Leistungsgradienten sind umgerechnet zu und modelliert als Leistungsänderungsraten pro Stunde.
[40] Vintage-Klassen: Kraftwerke mit einem Inbetriebnahmedatum vor 1980 gehören zur Vintage-Klasse V1, Kraftwerke mit einem Inbetriebnahmedatum zwischen 1980 und 2000 sind der Vintage-Klasse V2 zu geordnet und Kraftwerke, in Betrieb genommen nach 2000 gehören zur Klasse V3.

Abbildung 16. Verlauf der Last- und der Residuallastkurve für einen ausgewählten Zeitraum im Januar 2018

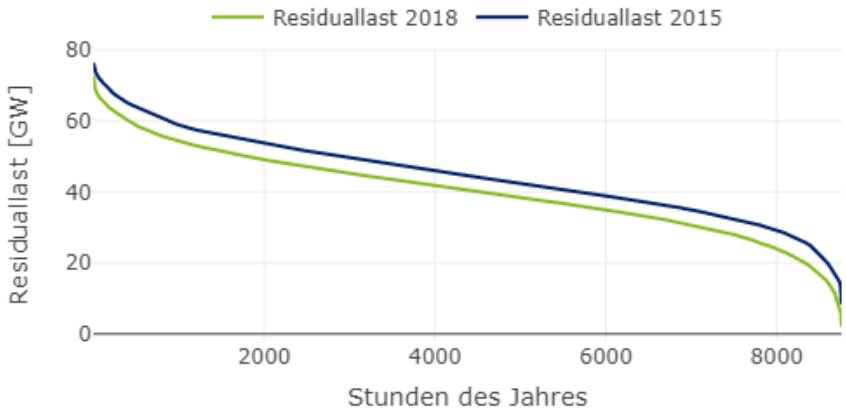
Quelle : Deloitte intern

Diese Umstände üben ebenfalls Druck auf die Marktgestaltung und den Regulierungsrahmen aus, um entsprechende Anreize für Marktteilnehmer zu schaffen, sodass diese trotz der sich ändernden Bedingungen (weniger Volllaststunden und mehr Stunden im Teil- und Spitzenlastbereich) ihre Kosten decken können.

Abbildung 17. Die Entwicklung des Einflusses fluktuierender erneuerbarer Energien auf die Residuallast zwischen 2015 und 2018



a) Vergleich der Last und der Residuallast für 2018

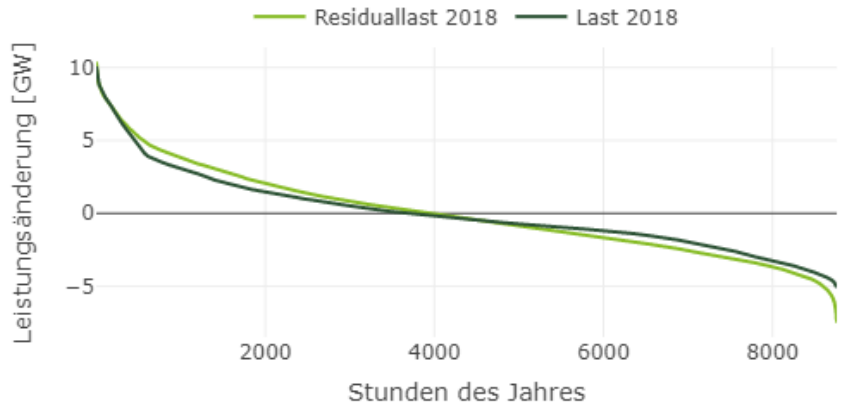


b) Entwicklung der Residuallast zwischen 2015 und 2018

Quelle : Deloitte intern

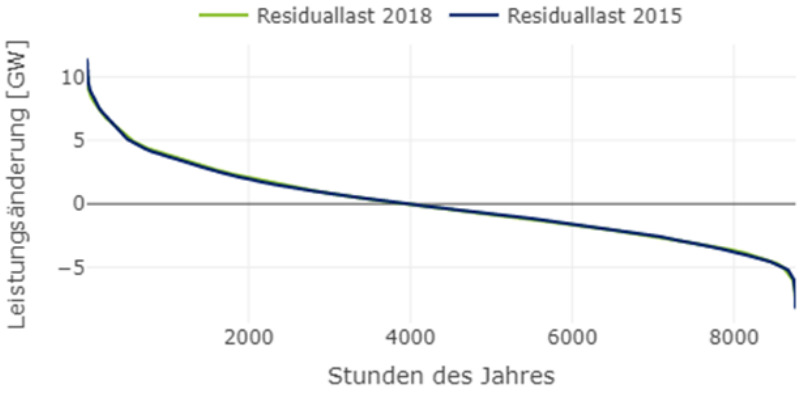
Abbildung 17.b veranschaulicht die Entwicklung der Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2015 und 2018. Mit zunehmender installierter Leistung und erzeugter Energie durch Erneuerbare,[41] verschiebt sich die Jahresdauerlinie der Residuallast zwischen 2015 und 2018 nach unten (d.h. der Mittelpunkt der Kurve 2018 liegt rund 3,5 GW unter der Kurve 2015). Da der Gesamtstrombedarf zwischen den beiden Jahren auf einem ähnlichen Niveau blieb, ging sowohl der Anteil der Steinkohlekraftwerken als auch der Anteil von Gasanlagen am Strommix zurück. Bemerkenswert ist, dass der zusätzliche Einsatz von Wind- und Sonnenenergie relativ wenig zur Reduzierung der Spitzenlast beigetragen hat (d.h. der linke Rand der Kurve 2018 liegt nur etwa 1 GW unter der Kurve von 2015).

Abbildung 18. Effekt und Entwicklung fluktuierender erneuerbarer Energien auf die stündlichen Laständerungen



a) Vergleich der Leistungsänderungen zwischen der Last und der Residuallast

[41] Die Gesamtkapazität von Wind und Solar betrug 2015 82 GW und stieg 2018 auf 102 GW; Die einspeiste Energiemenge von Wind und Solar war 2015 111 TWh und stieg in 2018 auf 148 TWh.



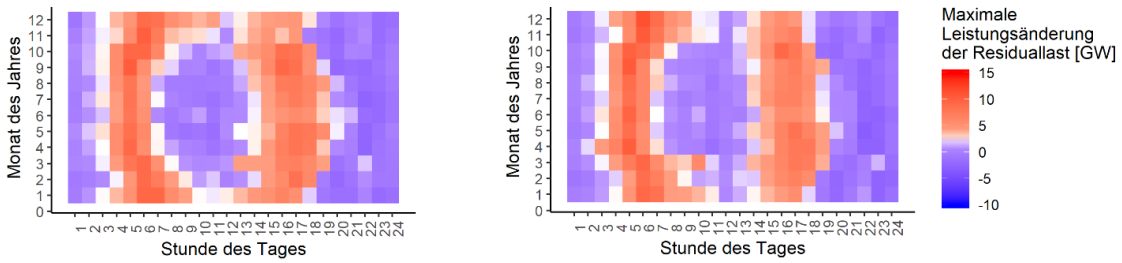
b) Entwicklung der Leistungsänderungen in der Residuallast

Quelle : Deloitte intern

Der gleiche Ansatz wird zur Bewertung der Entwicklung des Leistungsänderungsbedarfs verwendet. Abbildung 18.a zeigt, dass Aufwärts- (d.h. positive) und Abwärtsrampen (d.h. negative) durch steigende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien verstärkt werden. Das bedeutet, dass regelbare Erzeugungseinheiten häufigere und steilere Leistungsänderungen kompensieren müssen verglichen zum Fall ohne eine zusätzliche Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Die Schwankungen in der Residuallast ergeben sich aus der Kombination der Schwankungen des Strombedarfs mit denen der fluktuierenden Einspeisung der erneuerbaren Energien. Auf dem derzeitigen Niveau der Wind- und Sonnenstromeinspeisung haben beide Arten von Variationen ein ähnliches Gewicht auf die gesamte Systemvariabilität (d.h. Integrationsphase 3 von fluktuierenden erneuerbaren Energien). Die einzelnen Effekte auf die Schwankungen können additiv (wenn sie gleichgerichtet sind) oder konterkarierend (wenn sie entgegengerichtet zueinander sind) sein. Im Jahr 2015 war die Volatilität des Strombedarfs höher als im Jahr 2018, während die Gesamtvariabilität von Wind und Sonne im Jahr 2015 etwas geringer war.[42] Infolgedessen gibt es einen nur sehr geringen Unterschied zwischen der Jahresdauerlinie der Leistungsänderungen zwischen beiden Jahren (Abbildung 18 b). Dies ist auch auf den relativ moderaten Anstieg der Wind- und Sonnenenergie zwischen 2015 und 2018 zurückzuführen (d.h. nur +6%-Punkte). Kontrastreichere Szenarien (d.h. der Vergleich zweier verschiedener Integrationsphasen) und/oder die Analyse größerer Anteile fluktuierender Erneuerbarer würden zu größeren Unterschieden zwischen den Jahresdauerlinien der Leistungsänderungen führen.

Abbildung 19. Stündlichen Leistungsänderungen der Residuallast über ein Jahr



a) 2018 b) 2015

Quelle : Deloitte intern

[42] Solche jährlichen Schwankungen sind ebenfalls wetterabhängig.

Die Beschreibung des Zeitpunkts und der Dauer der Zeiträume von Leistungsänderungen ist der Schlüssel zum Verständnis der Entwicklung von Flexibilitätsanforderungen. Abbildung 19 zeigt die Verteilung der maximalen Leistungsänderungen über das Jahr für jede Stunde innerhalb jedes Monats. Im Laufe eines Tages müssen regelbare Kraftwerke zweimal ihre Leistung hochfahren, um die Residuallast zu bedienen: morgens zwischen 4-8 Uhr und nachmittags zwischen 15-18 Uhr. Diesen Zeiträumen folgen negative Leistungsänderungsphasen von geringerem Ausmaß und Dauer. Am Nachmittag dauern negative Leistungsänderungszeiträume etwa 3 Stunden bis 4 Stunden, und ausgeprägtere negative Leistungsänderungen treten in der Nacht auf. Es gibt keinen signifikanten Unterschied zwischen 2015 und 2018. In beiden Fällen ähnelt das resultierende Tagesmuster dem der Anfangszeit der kalifornischen „Duck Chart" (siehe Abbildung 5), unabhängig von allen strukturellen und kontextuellen Unterschieden zwischen beiden Energiesystemen. Die Saisonalität beeinflusst nur den Zeitpunkt der Leistungsänderungen innerhalb des Tages nicht aber deren Ausmaß. Die maximalen Leistungsänderungen der Residuallast sind immer ungefähr gleich unabhängig von der Saison. Sie unterscheiden sich lediglich durch einen Zeitversatz.

Tabelle 3. Flexibilitätskenngrößen für 2015 und 2018

Jahr	Anteil erneuerbarer Energien	AUR	% Änderung	AR	% Änderung	MCF	% Änderung
2015	31,5%	0,88		5,98		39,13	
2018	37,8%	0,92	4,20%	5,78	-3,35%	41,0	4,78%

Die Unterschiede zwischen den für 2015 und 2018 berechneten Flexibilitätskennzahlen sind gering (Tabelle 3). Gemessen am Anteil des Bruttostromverbrauchs haben erneuerbare Energien im Jahr 2015 einen Anteil von 32% und im Jahr 2018 einen von 38% (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019). Obwohl dies eine deutliche Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien innerhalb von drei Jahren ist, bleiben die Marktgrundlagen und damit der Flexibilitätsbedarf in den beiden Jahren ähnlich. Die Werte der Kennzahlen bleiben dadurch in der gleichen Größenordnung und weisen nur geringe Unterschiede auf. Dies bestätigt die Einschätzung der IEA, dass sich Deutschland derzeit in Phase 3 der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien befindet.

Aufgrund des Merit-Order-Effekts und anderer Marktfaktoren, die sich gegen Steinkohlekraftwerken entwickeln (siehe Tabelle 1), befindet sich die Steinkohle im Jahr 2018 in einer schlechteren Situation als 2015. In diesen Jahren ist die Rentabilität von Kohlekraftwerken gegenüber anderen thermischen Technologien zurückgegangen, da sowohl der CO_2-Preis (+106%) als auch der Steinkohlepreis (+55%) stark gestiegen sind im Vergleich zu Gas (+13%), was den Wettbewerb verschärft. Wir beobachten einen Rückgang von -3% der Mittleren-Leistungsänderungs-Kennzahl zwischen 2015 und 2018, der sich durch einen leichten Rückgang der stündlichen Leistungsänderung im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Steinkohle erklären lässt. Nur mit Bezug auf deren Energiebeitrag könnte man daher annehmen, dass Steinkohlekraftwerke im Betrieb weniger starke Leistungsänderungen erfahren haben. Ein wichtiger Punkt würde hierbei jedoch unberücksichtigt bleiben, da die Anzahl der Steinkohleblöcken zwischen den beiden Jahren zurückgegangen ist: Die installierte Leistung ist von 26,5 GW im Jahr 2015 auf 24,6 GW im Jahr 2018 gesunken, da 23 Blöcke stillgelegt wurden und nur vier Neubauten ans Netz gingen. Betrachtet man die Kennzahlen, die die Anzahl der installierenten Kraftwerksblöcke berücksichtigt, sprich den Mittleren-Lastzyklen-Faktor und die Mittlere-Leistungsänderung-pro-Einheit, so zeigt sich ein leichter Anstieg von jeweils rund 4%. Da die Gesamtzahl der steinkohlebefeuerten Blöcke zurückgegangen ist, können wir schlussfolgern, dass die verbleibenden Blöcke flexibler als bisher betrieben wurden.

Die Entwicklung des Einsatzes von Steinkohlekraftwerken zwischen 2015 und 2018 ist daher zweigeteilt: Zum einen nahm die jährliche Erzeugung aus fossilen Brennstoffen, insbesondere der aus Steinkohle ab, da mehr erneuerbare Energien auf den Markt kamen (320 TWh aus fossilen Brennstoffen im Jahr 2015 fallen auf 301 TWh im Jahr 2018 - ENTSO-E[43]), wodurch sich der Gesamtmarktanteil der Steinkohle verringerte. Zum anderen hatten die einzelnen Kraftwerke eine steigende Anzahl an An- und Abfahrvorgänge sowie stärkere Leistungsänderungen als zuvor. Deutsche Steinkohlekraftwerke konnten also insbesondere durch den flexibleren Betrieb für ihren Anteil im Strommix sorgen, wie die Kennzahlen auf Kraftwerksblockebene bestätigen.

Wie bereits erwähnt, zeigt die prozentuale Veränderung der Kennzahlen jedoch nur sehr geringe Veränderungen, da sowohl der Anteil der Wind- und Sonnenstromeinspeisung (31,5% bzw. 37,8%, entsprechend der Integrationsphase 3) als auch der Zuwachs zwischen den beiden Jahren (+6,3%-Punkte) aus Perspektive des Systems moderat ist.

Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass sich der Kraftwerkseinsatz von Steinkohlekraftwerken effektiv an die sich verändernden Marktbedingungen mit steigender Preisvolatilität, verursacht durch die Variabilität und die Unsicherheit erneuerbarer Energien, anpasst. Der folgende Abschnitt dient dazu, diese Ergebnisse zu überprüfen, indem er eine prospektive Bewertung der Rolle von Steinkohlekraftwerken bei anspruchsvolleren Anteilen von erneuerbaren Energien vorsieht und weitere Erkenntnisse über die Bereitstellung von Flexibilität liefert.

3.3 Die prospektive Analyse

3.3.1 Methodik der Simulationen

Es werden drei verschiedene Ausbaustufen erneuerbarer Energien - 50%, 60% und 70% bezogen auf den Anteil der inländischen Stromerzeugung - analysiert, um die Auswirkungen höherer Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien auf die Rolle von Steinkohlekraftwerken in Deutschland zu bewerten. Dieser Teil unserer Studie zielt darauf ab, die Auswirkungen der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf das System sowie die Fähigkeit von Steinkohlekraftwerken, deren Variabilität zu integrieren, zu analysieren.

Bei dieser „Was-wäre-wenn"-Analyse werden die gleichen Brennstoffpreise wie in 2018 angenommen. In Übereinstimmung mit DENA (2019), berücksichtigen wir die CO_2-Preise[44] basierend auf den Projektionen des New Policies Scenarios (IEA, 2018c) des World Energy Outlooks. Die installierte Kapazität fluktuierender erneuerbarer Energien in Deutschland wurde entsprechend der Prognosen von DENA (2019)[45] implementiert (Tabelle 4). Bei der Analyse konzentrieren wir uns auf die Auswirkungen der Erhöhung des fluktuierenden Anteils erneuerbarer Energien auf den Einsatz von Steinkohlekraftwerken und isolieren Effekte externer Faktoren und Themen, die noch diskutiert werden, wie z.B. die Energiepolitik der Nachbarländer (z.B. Atomausstieg in Belgien oder der Schweiz, Ausbauziele erneuerbarer Energien usw.), die Verstärkung der Übertragungsnetzkapazität mit Nachbarländern, etc. Es handelt sich also um eine typische „Was-wäre-wenn"-Szenarioanalyse.

[43] Die einzige Ausnahme ist fossiles Gas, das zwischen 2015 und 2018 von 53 TWh auf 87 TWh stiegt. Weitere Zahlen finden Sie unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf und https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf.
[44] Die CO_2-Kosten in Europa werden durch die Emissionsobergrenze, die von den EU-Behörden geregelt wird, für das EU-ETS bestimmt.
[45] Zudem wird entsprechend der DENA Daten angenommen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie für solche Anteile an erneuerbaren Energien bereits vollständig umgesetzt wurden.

Tabelle 4. Annahmen der prospektiven Studie für Deutschland

Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland* (% der jährlich produzierten Strommenge)	**PV Leistung** [GW_{peak}]	**Wind Onshore Leistung** [GW]	**Wind Offshore Leistung** [GW]	**CO_2 Preise** [€/tCO_2]
50%	73	71	11	25
60%	91	82	17	31
70%	97	91	23	37

* Der Anteil der erneuerbaren Energien beinhaltet auch nicht-fluktuierende erneuerbare Energien wie Wasserkraft und Geothermie. Die Anteile setzen sich dennoch hauptsächlich aus fluktuierenden Ressourcen zusammen.

Quelle : DENA, WEO2018

Für den prospektiven Teil der Studie wurden die folgenden Änderungen im Modell vorgenommen:

- Die Darstellung der Nachbarländer wurde erweitert, indem nicht nur der Kraftwerkseinsatz innerhalb Deutschlands simuliert wurde, sondern auch der in den Nachbarländern, um grenzüberschreitenden Stromaustausch vollständig berücksichtigen zu können.

- Die Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Kraftwerken (z.B. Ausfälle, Wartung, etc.) im prospektiven Teil basiert auf der Annahme, dass diese ähnliche Werte aufweisen wie in historischen Profilen. Die Entscheidung über den Kraftwerkseinsatz von Steinkohlekraftwerken und anderen thermischen Technologien ist jedoch hauptsächlich Grundlage ihrer technischen Fähigkeiten und Marktpreisen und weniger ihrer Nichtverfügbarkeit.

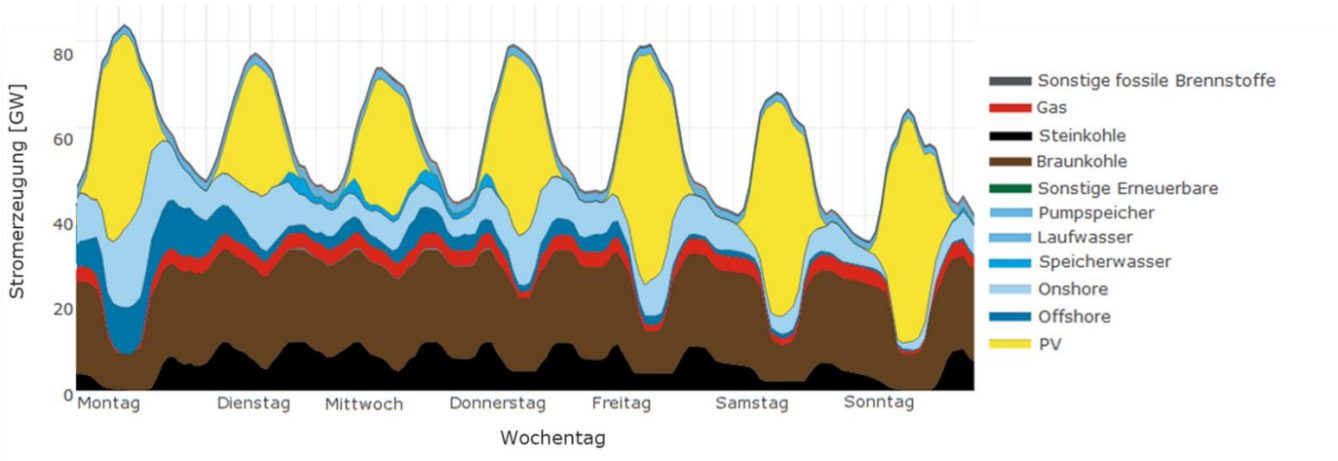
- Zur Identifikation repräsentativer Wochen haben wir einen Clustering-Algorithmus in Anlehnung an Nahmmacher et al. (2016) implementiert. Wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben, wird auch eine kritische Woche (Kalte Dunkelflaute) berücksichtigt. Die Ergebnisse der Simulation werden dann entsprechend ihrer Gewichtung des Clustering-Algorithmus extrapoliert.[46]

3.3.2 Bewertung eines Systems mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien

Die Auswirkungen eines starken Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie (+22%-Punkte gegenüber 2018) sind in Abbildung 20 dargestellt. Die Abbildung zeigt eine exemplarische Woche für Deutschland mit einem Anteil von 60% erneuerbarer Energien (hauptsächlich bestehend aus 35% Wind und 16% PV). Es wird deutlich, dass Steinkohlekraftwerke nicht mehr für die Grundlast eingesetzt werden, sondern die Ergänzung der Erzeugung aus Wind und Sonne übernehmen. Dies führt zu sehr ausgeprägten Leistungsänderungen und Zeiträumen mit nahezu keiner Produktion, bei starker Einspeiseleistung von Wind- und PV (siehe Montag und Sonntag in Abbildung 20)

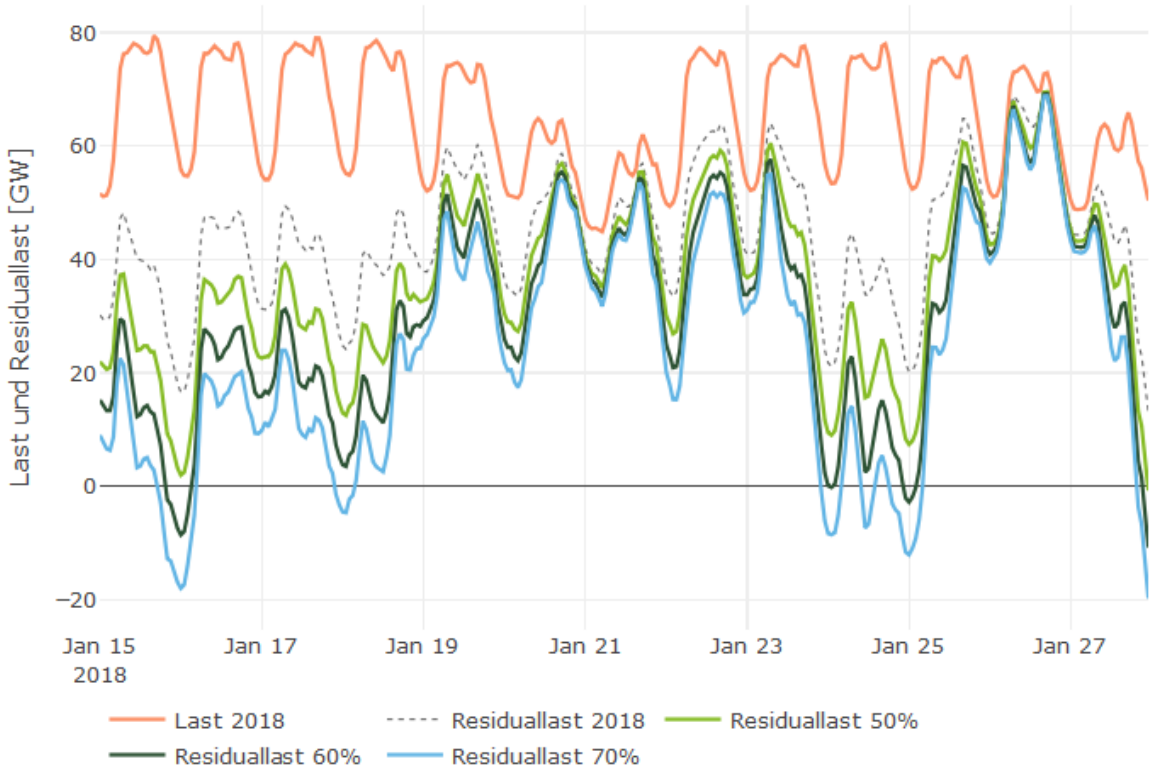
[46] Die Auswahl von repräsentativen Wochen ist gängige Praxis in der Modellierung. Die Verkürzung des untersuchten Zeitrahmens ermöglicht es, zusätzliche Verfeinerungen in den wichtigsten Aspekten des Modells hinzuzufügen, ohne die Genauigkeit der Ergebnisse zu verlieren. Wir haben daher in dieser Studie die 12 repräsentativsten Wochen des Jahres sowie die kritischste in Bezug auf die mittelfristige Flexibilität (Berücksichtigung seltener Ereignisse mit großen Auswirkungen) einbezogen.

Abbildung 20. Exemplarischer Kraftwerkseinsatz einer ausgewählten Juliwoche mit einem Anteil von 60% erneuerbarer Energien



Quelle : Deloitte intern

Abbildung 21. Last- und Residuallastkurven verschiedener Anteile erneuerbarer Energien für eine ausgewählte Woche



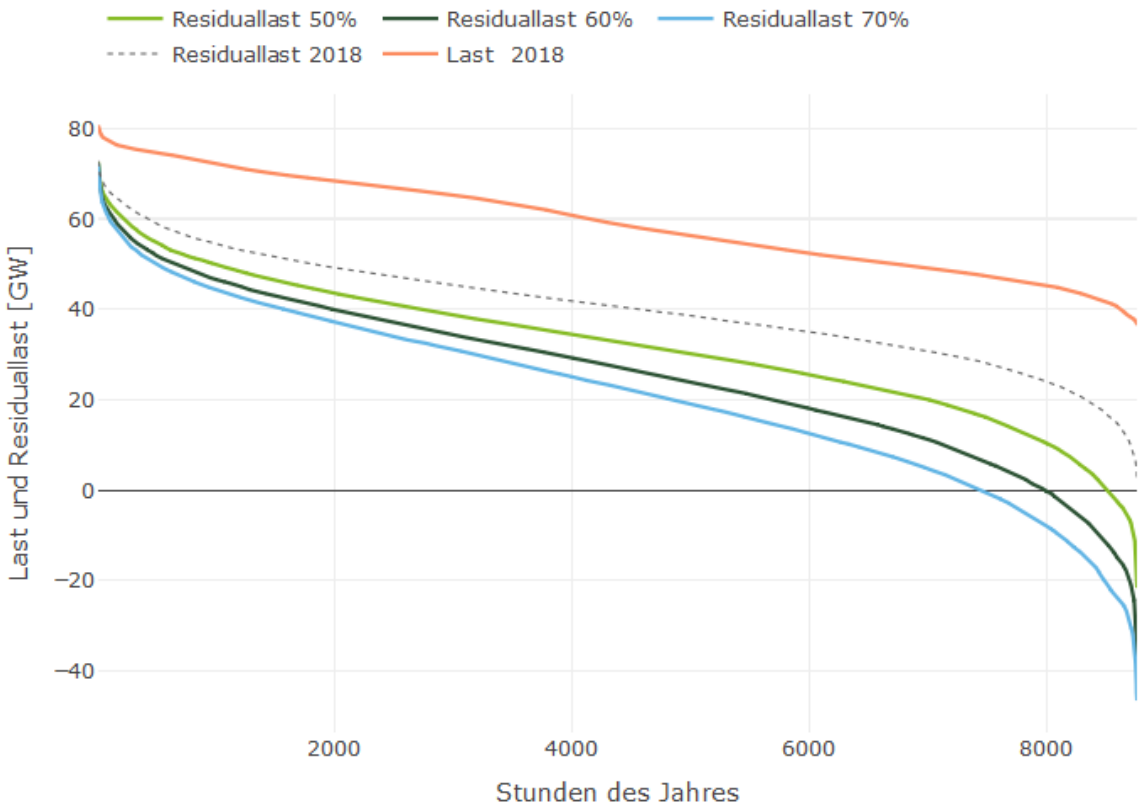
Quelle : Deloitte intern

Es ist ersichtlich, dass es in den ausgewählten Wochen bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 60% mehr Zeiträume gibt, in denen die gesamte verfügbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Last übersteigt. Wenn dieser überschüssige Strom vom System nicht gespeichert werden kann, muss die Einspeisung gedrosselt werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien am 26. Januar

ist unabhängig von ihrem Anteil verschwindend gering. Zur Deckung des Strombedarfs werden regelbaren Kraftwerken benötigt.

Die Betrachtung der Jahresdauerlinien der Residuallasten für das gesamte Jahr bestätigt, dass durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien die zu deckenden Lastspitzen kaum reduziert werden (siehe oberer linker Rand in Abbildung 22). In den Stunden der höchsten Residuallast werden zur Deckung der Last unabhängig von der Höhe der installierten Wind- und Sonnenenergie mehr als 69 GW an regelbarer Erzeugungskapazität benötigt. Dies verdeutlicht, dass regelbare Kraftwerke nach wie vor eine Schlüsselrolle in der Versorgungssicherheit des Systems stellen, auch wenn der Großteil der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammt. Die Erhöhung der Kapazität fluktuierender erneuerbarer Energien führt somit nicht unbedingt zur Schließung einer erheblichen Anzahl regelbarer Kraftwerke.

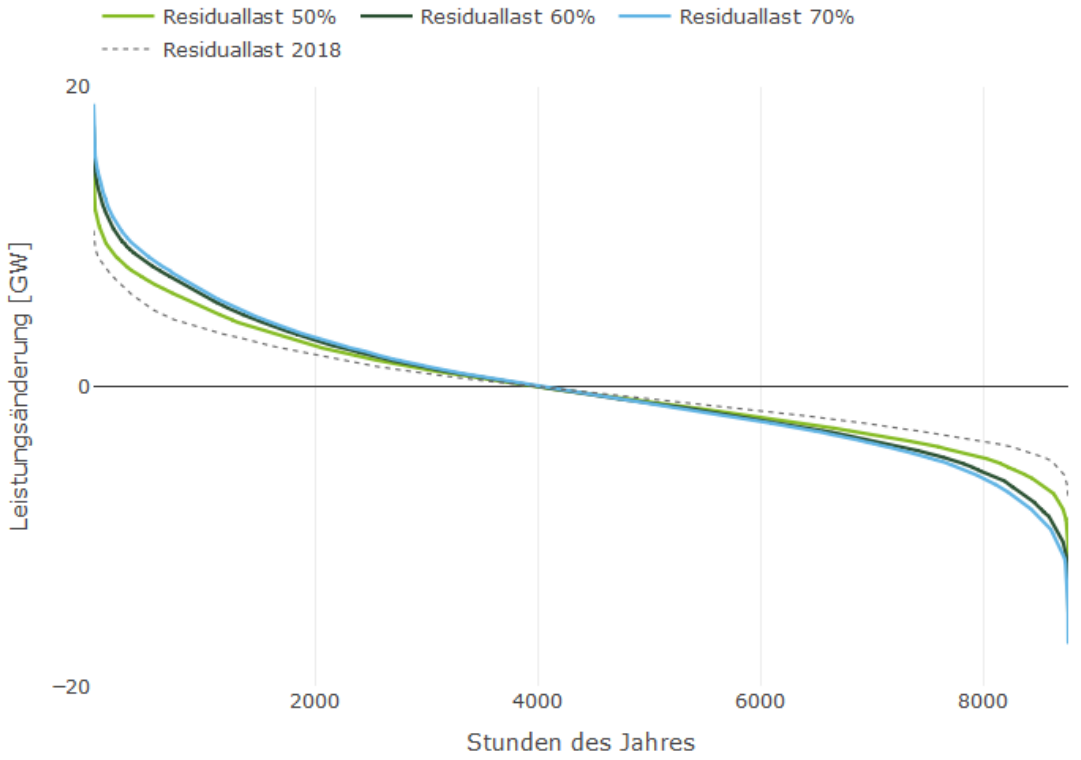
Abbildung 22. Der Einfluss erneuerbarer Energien auf die Jahresdauerlinie der Last



Quelle : Deloitte intern

Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien führt auf der anderen Seite dazu, dass es in bestimmten Zeiträumen zu Überschüssen in der Stromerzeugung kommt (siehe unterer rechter Rand in Abbildung 22). Bei einem Anteil von 60% erneuerbarer Energien wird in fast 10% aller Jahresstunden, d.h. in mehr als einem Monat, mehr Strom erzeugt als verbraucht. Grund dafür ist die starke Korrelation der Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen in Deutschland: An einem sonnigen Sommerwochenende erzeugen PV-Anlagen mit voller Leistung Strom, egal ob im Süden oder Norden. Wenn dieser Strom nicht exportiert oder gespeichert werden kann, sinken die Marktpreise auf null (oder darunter im Falle von mangelnder Flexibilität), und Anlagen müssen gedrosselt werden. Es überrascht somit nicht, dass regelbare Kraftwerke in Zeiten mit besonders sonnigen oder windigen Wetterlagen ihren Betrieb anpassen und ihre Leistung minimieren müssen.

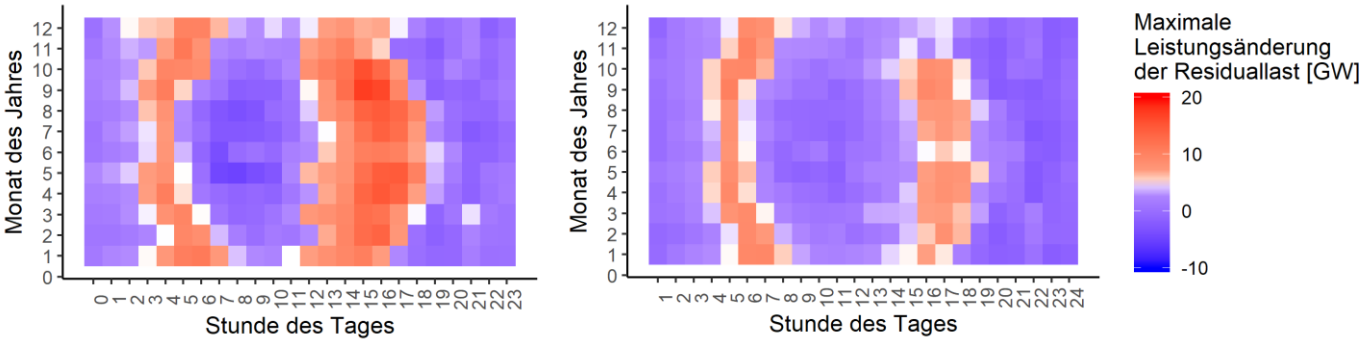
Abbildung 23. Die Effekte steigender Anteile erneuerbarer (50%, 60% und 70%) auf die stündlichen Leistungsänderungen



Quelle : Deloitte intern

Mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien im Stromnetz wird die Leistungsänderung in der Residuallast - positiv oder negativ - von Stunde zu Stunde stärker ausgeprägt (Abbildung 23). So beträgt beispielsweise die maximale Leistungsänderung der Residuallast zwischen zwei Stunden mit einem Anteil von 60% erneuerbarer Energien 17 GW, rund 7 GW mehr als der empirisch beobachtete Maximalwert im Jahr 2018 (bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 38%). Das bedeutet, dass die Anpassung der Leistung regelbarer Kraftwerke von einer auf die andere Stunde erfolgen muss, um die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien gewährleisten zu können, ohne Frequenzschwankungen hervorzurufen und die Stabilität des Netzes zu gefährden.

Abbildung 24. Stündliche Leistungsänderungen der Residuallast über ein Jahr



a) Szenario mit 60% erneuerbarer Energien

b) 2018

Quelle : Deloitte intern

Ein Blick auf das tägliche Muster der Leistungsänderungen zeigt, dass trotz einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 60% zwei deutliche Phasen positiver Leistungsänderung bestehen bleiben: eine am Morgen und eine am Nachmittag (Abbildung 24). Im Vergleich zu 2018 werden die Zeiträume jedoch mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien immer länger und ausgeprägter. Dies ist vor allem auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik im deutschen Energiemix zurückzuführen und bedeutet, dass der Betrieb regelbarer Kraftwerke durch An- und Abfahrvorgängen das tägliche Einspeisemuster der Sonnenenergie widerspiegeln muss.

Tabelle 5. Flexibilitätskennzahlen in den prospektiven Szenarien

Anteil erneuerbarer Energien	AUR	% Änderung	AR	% Änderung	MCF	% Änderung
50%	1,2	-	5,37	-	89,2	-
60%	1,31	9%	5,8	8,4%	97,3	9%
70%	1,47	12%	6	3,8%	98,2	0,9%

Quelle : Deloitte intern

Die Ergebnisse spiegeln sich in der Entwicklung der Flexibilitätskennzahlen wider (Tabelle 5). Alle Kennzahlen steigen mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Der Anstieg des Mittlerer-Lastzyklen-Faktors (MCF) deutet darauf hin, dass die steinkohlebefeuerte Flotte häufiger an- und abfahren muss, um dem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien gerecht zu werden. In ähnlicher Weise steigen auch die Kennzahlen der Mittleren-Leistungsänderung, sowohl absolut (für die gesamte Kraftwerksflotte) als auch relativ (pro installiertem Steinkohlekraftwerksblock). Durch den Ausbau des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien fordert das System von regelbaren Kraftwerken die Möglichkeit einer schnellen Leistungsänderung sowohl aufwärts als auch abwärts sowie deren Verfügbarkeit in Zeiten geringer oder keiner Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen.

Unter den angenommenen Brennstoff- und CO_2-Preisen werden zur Deckung des verbleibenden Bedarfs die meisten Steinkohlekraftwerke vor gasbefeuerten Anlagen eingesetzt. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken steigt dennoch leicht an, da GuD-Anlagen mit älteren Steinkohlekraftwerken konkurrieren und von ihrer Flexibilität profitieren können. Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Erzeugung für die drei Szenarien. Der Ausbau erneuerbarer Energien und der damit verbundene Merit-Order-Effekt verdrängt zunehmend die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken. Steinkohlekraftwerke laufen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien seltener (siehe Tabelle 6). Der durchschnittliche Auslastungsgrad der Flotte sinkt im Szenario mit 50% erneuerbarer Energien auf etwas über 30% (im Vergleich dazu lag der durchschnittliche Auslastungsgrad in 2018 bei 35%) und im Szenario mit 60% bzw. mit 70% erneuerbarer Energien auf rund 20% bzw. 15%.

Tabelle 6. **Entwicklung des Anteils der Steinkohleverstromung am Energiemix**

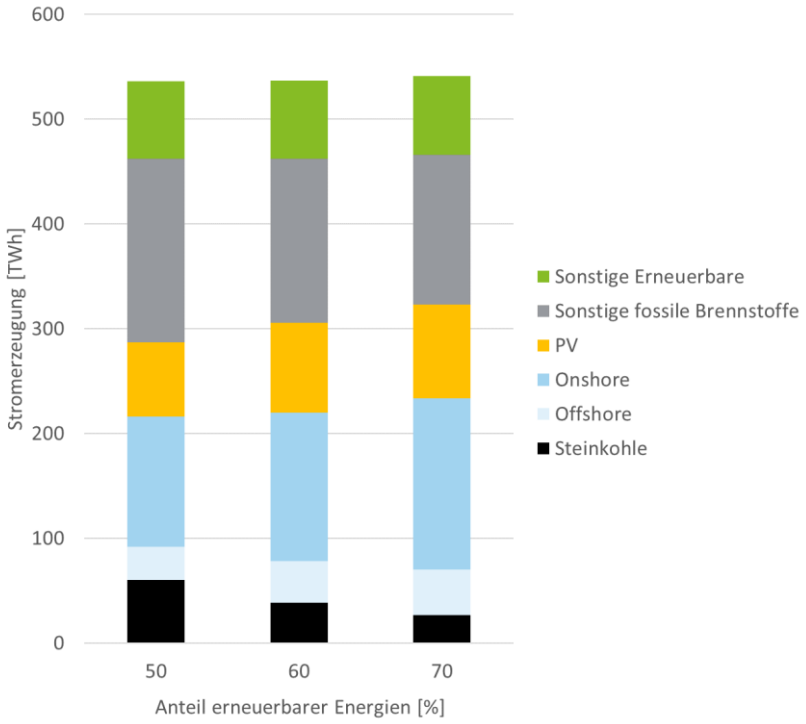
		Rückblickend	„Was-wäre-wenn" Szenarien		
Anteil an der Stromerzeugung	Erneuerbare	37,8% (2018)	Ausstieg aus der Kernenergie	50%	60%	70%
	Steinkohle	13,2%		11,2%	7,2%	4,9%

Quelle : Deloitte intern

Die Verringerung der Stromerzeugung aus Steinkohle führt auch zu einem Rückgang der absoluten Leistungsänderungen der Kraftwerksflotte: Steinkohle wird seltener zur Deckung der sich reduzierenden Residuallast eingesetzt. Auch wenn die Leistungsänderungen der Steinkohleflotte steiler sind, werden diese seltener, da die Flotte nicht mehr im Grundlastbetrieb gefahren wird. Diese beiden Effekte wirken jedoch aufhebend. Für Anteile erneuerbarer Energien unter 50% bleibt die Kennzahl der Mittleren-Leistungsänderung-pro-Einheit (AUR) relativ konstant bei etwa 0,9 (Abbildung 26), da beide Werte in gleicher Größenordnung abnehmen. Mit dem Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien auf 60% und 70% ändert sich die Situation jedoch: Die bestehende Steinkohleflotte ändert ihre Leistungsabgabe seltener als bisher. Im Vergleich zum Rückgang der Stromerzeugung ist die Abnahme jedoch deutlich geringer, wie durch die Kennzahl der Mittlere-Leistungsänderung-pro-Block dargestellt. Sie steigt stark an auf einen Wert von 1,4. Die einzelnen Kraftwerke ändern ihre Leistungsabgaben demnach häufiger als bisher, verglichen zur erzeugten Strommenge.

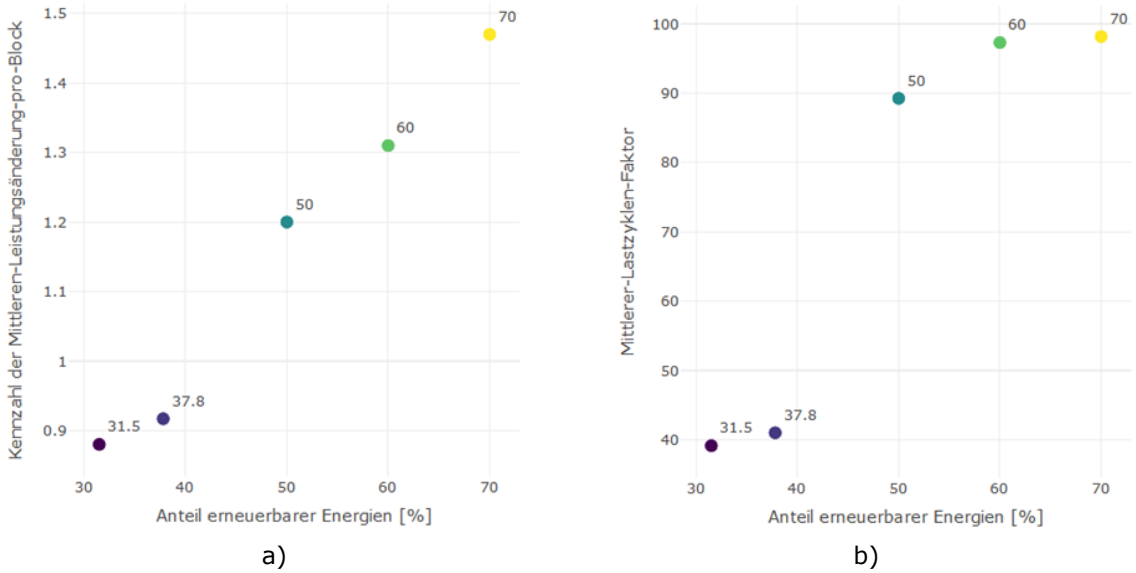
Die Steinkohleflotte ist jedoch nicht homogen, weder in Bezug auf ihre Altersstruktur noch in Bezug auf ihre technischen Eigenschaften. Die verschiedenen Anlagentypen reagieren daher unterschiedlich auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Es wundert nicht, dass sich moderne und damit flexiblere Anlagen leichter an die sich ändernden Marktbedingungen anpassen. Neueste Kraftwerke erreichen Auslastungsgrade, die weit über dem Flottendurchschnitt liegen. Im Gegensatz dazu laufen einige der ältesten Anlagen kaum noch und werden nur in den knappsten Stunden des Jahres eingesetzt. Im Rahmen unserer Modellierung tragen diese Anlagen zur Systemstabilität und Erzeugungsadäquanz bei. Ob sie jedoch rein auf der Grundlage von Energiemarkterlösen profitabel betrieben werden können, ist fraglich. Dieses Problem ist nicht nur bei alten Steinkohlekraftwerken zu beobachten, sondern betrifft auch Gaskraftwerke.

Abbildung 25. Entwicklung der Beiträge thermischer sowie erneuerbarer Erzeuger zum Strommix in den verschiedenen Szenarien



Quelle : Deloitte intern

Abbildung 26. Entwicklung der Flexibilitätskennzahlen für steigende Anteile erneuerbarer Energien



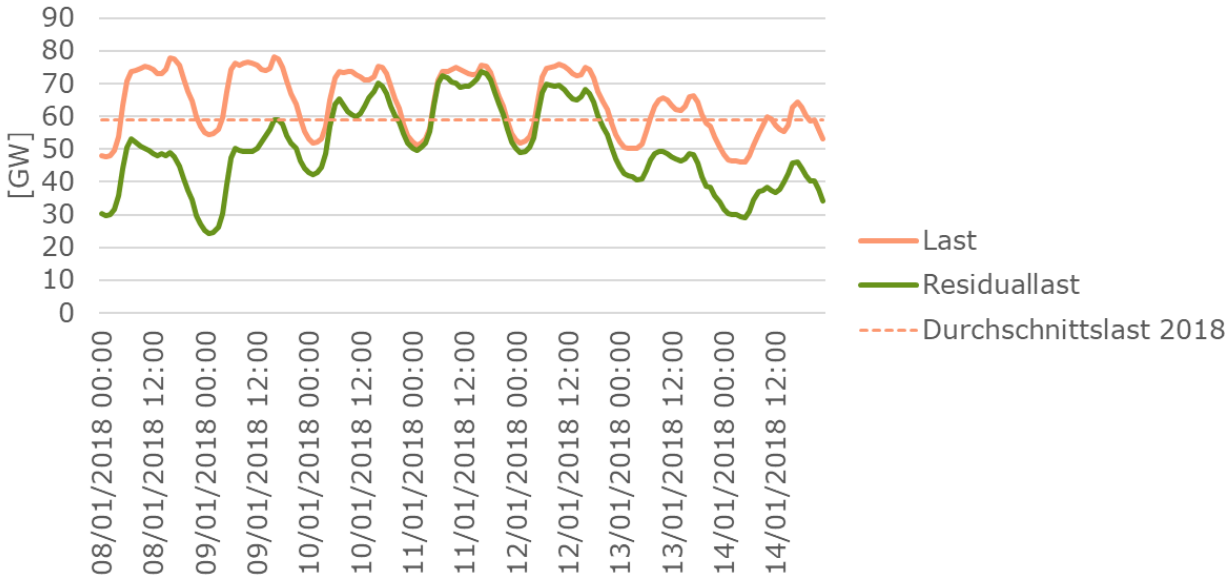
Quelle : Deloitte intern

3.3.3 Ein Blick auf die mittelfristige Flexibilität

„Kalte Dunkelflauten" sind Zeiten, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien sehr gering ist während ein erheblicher Strombedarf besteht. Solche Zeiträume können mehrmals im Jahr auftreten (siehe Anhang C) und unterschiedliche Intensitäten und Dauer aufweisen. Der Beitrag thermischer Kraftwerke während dieser Perioden wird als Bereitstellung von mittelfristiger Flexibilität bezeichnet. In der Vergangenheit lieferten deutsche Steinkohlekraftwerke wichtige Beiträge zur Bewältigung solcher außergewöhnlicher Wetterereignisse. Von daher ist es wichtig auch die Rolle von Steinkohlekraftwerken während kalter Dunkelflauten in Szenarien mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien zu analysieren.

So gab es beispielsweise die zweite Januarwoche 2018 einen 72-Stunden-Zeitraum, in dem die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien relativ gering war, während der Strombedarf in weiten Teilen über dem Jahresdurchschnitt lag (Abbildung 27 und Abbildung 28).[47]

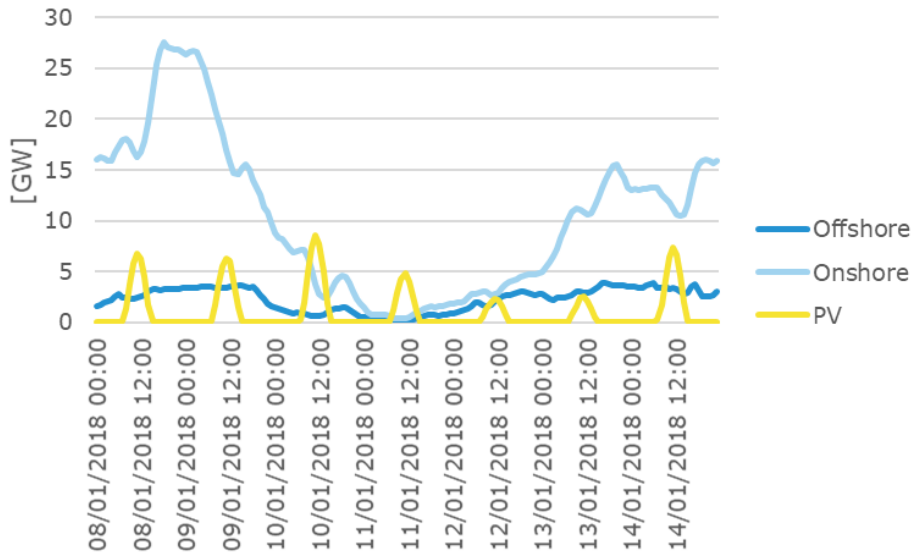
Abbildung 27. Last- und Residuallastkurve der zweiten Januarwoche in 2018



Quelle : ENTSO-E

[47] In weiten Teilen Deutschlands war die Temperatur in dieser Woche im Januar relativ niedrig (z.B. im Durchschnitt tiefer als 5°C in Hamburg, Berlin, München - https://www.meteoblue.com). Darüber hinaus waren die drei Tage vom 10. Januar bis 12. Januar 2018 Werktage, was darauf hindeutet, dass der Strombedarf nicht reduziert war wie an Wochenenden.

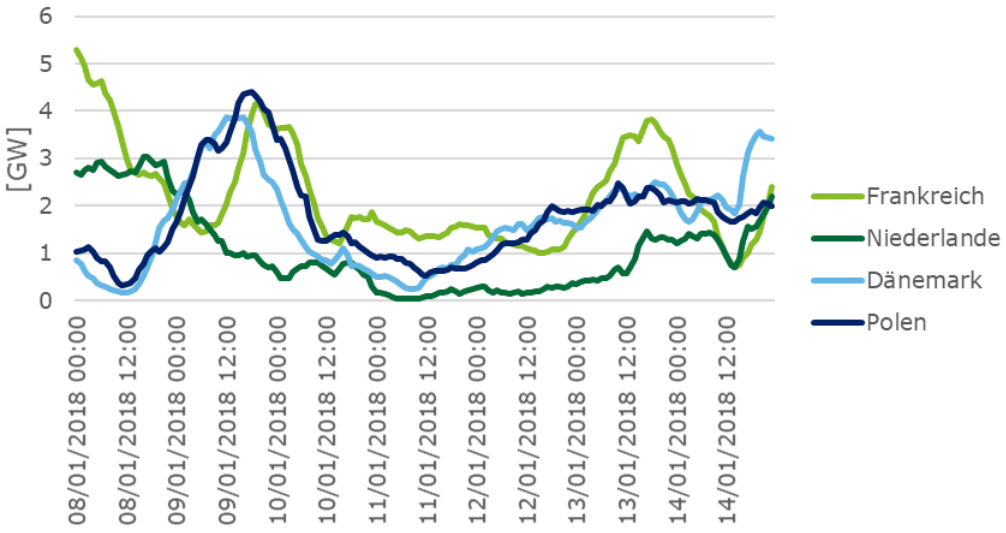
Abbildung 28. Erzeugungsprofile einiger erneuerbarer Energien in der zweiten Januarwoche 2018



Quelle : ENTSO-E

Während dieser drei Tage betrug die durchschnittliche Stromerzeugung aus PV-Anlagen zur Mittagsspitze rund 5,2 GW, was nur 35% des Jahresdurchschnitts entspricht. Gleichzeitig sank die Erzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen auf sehr niedrige Werte. Am Morgen des 11. Januar lag die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen für mehrere Stunden bei nur rund 1 GW, was weniger als 10% des jährlichen Mittels (12,4 GW) entspricht. Zudem konnte Deutschland nicht auf den Import überschüssiger erneuerbarer Energie von seinen Nachbarländern zurückgreifen, da auch diese in diesen drei Tagen nur eine geringe Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen aufwiesen (siehe Abbildung 29 für Wind). PV- und Windstrom sind wetterabhängig. Deren Verfügbarkeit kann daher in einem breiteren geografischen Bereich, der sich über Ländergrenzen und Ausgleichszonen hinaus erstreckt, ähnliche Muster aufweisen.

Abbildung 29. Einspeisung von Windstrom in vier der wesentlichen Nachbarländern



Quelle : ENTSO-E

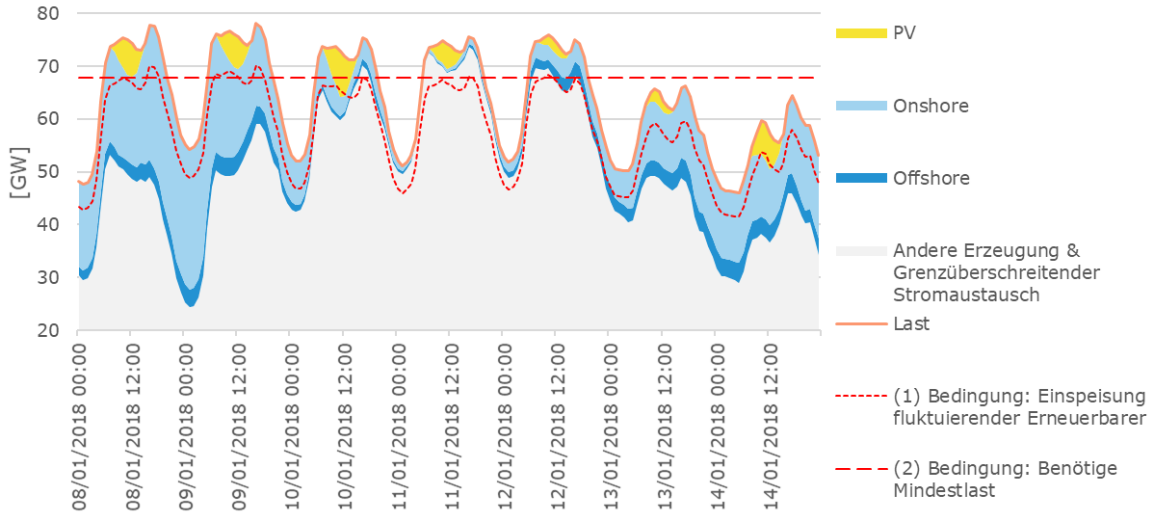
Deutschland war 2018 Stromexporteur. Während des dreitägigen Zeitraums im Januar 2018 führte der Rückgang der Einspeisung Erneuerbarer auch zu einem Rückgang der grenzüberschreitenden Exporte in Nachbarländer (Abbildung 30). Während in den Tagen vor und nach der geringen Einspeisung erneuerbaren Stroms die Nettoexporte meist über 6 GW lagen, fiel dieser Wert an den drei Tagen auf ein weitgehend ausgeglichenes Niveau zwischen Im- und Exporten. In einigen wenigen Stunden importierte Deutschland sogar geringe Mengen Strom von seinen Nachbarn.

Abbildung 30. **Grenzüberschreitender Nettostromaustausch Deutschlands in der zweiten Januarwoche in 2018**

Quelle : Deloitte intern basierend auf Daten von ENTSO-E

Energiesysteme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien müssen in der Lage sein, solche Einspeise-Schocks kompensieren zu können. Daher ist es wichtig, die Auswirkungen ungewöhnlicher Wetterphänomene auf das System, in Bezug auf deren Intensität und deren Dauer, zu verstehen. Zur Identifizierung solcher Zeiträume, die zwar nur eine geringe Auftrittswahrscheinlichkeit aufweisen aber große Auswirkungen mit sich bringen können, werden zwei Bedingungen eingeführt: (1) der Beitrag fluktuierender erneuerbarer Energien zur Deckung der Gesamtlast und (2) die Anforderung an die Höhe des Strombedarfs. Die Bedingung (1) ist erfüllt, wenn der Beitrag fluktuierender erneuerbarer Energien weniger als 10% des Strombedarfs beträgt. Die Bedingung (2) ist erfüllt, wenn der Strombedarf über dem Wert von 68 GW liegt, der die untere Grenze der 25% höchsten Lastwerte innerhalb des betrachteten Jahres bildet (Abbildung 31 – rot-gestrichelte Linien).

Abbildung 31. Analyse der „Kalten Dunkelflaute" im Zeitraum der zweiten Januarwoche 2018

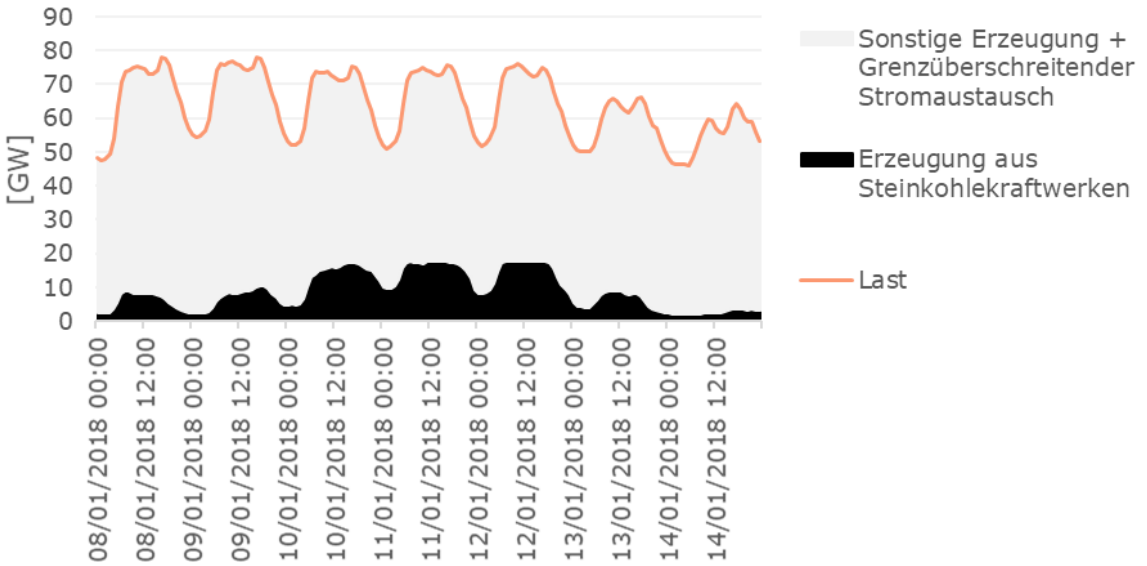


Quelle : Deloitte intern basierend auf Daten von ENTSO-E

Am 11. Januar 2018 waren in fast 60% aller Stunden des Tages (d.h. 14 Stunden) beide Bedingungen erfüllt. Lediglich in der Nacht fiel der Strombedarf unter den definierten Grenzwert (Bedingung (2)). Während des gesamten Tages betrug die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien weniger als 10% der Last. Tage, an denen 14 oder mehr Stunden beide Bedingungen erfüllen, wie am 11. Januar, treten etwa siebenmal pro Jahr auf (siehe Anhang C). Im Falle der zweiten Januarwoche 2018 erstreckte sich der Zeitraum, in dem beide Bedingungen erfüllt wurde, über eine beträchtliche Zahl von Stunden. Durch die Verlängerung des Betrachtungszeitraums vom 10. Januar bis 12. Januar haben wir festgestellt, dass in über 40% der Fälle (d.h. für 30 Stunden) noch immer beide Bedingungen erfüllt waren. In diesem Zeitraum überschritt die Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien nur in wenigen Stunden (zur Mittagszeit des 10. und 12. Januars) den Grenzwert von 10% des Strombedarfs. Zeiträume mit einer solch hohen Intensität und Dauer treten mit einer Häufigkeit von etwa drei Mal pro Jahr auf. Je länger die Dauer einer kalten Dunkelflaute, desto geringer ist ihre Eintrittswahrscheinlichkeit, aber desto größer sind auch die damit einhergehenden Herausforderungen für das System. Auch während der Dauer einer Woche kann die Anzahl der Stunden, in denen beide Bedingungen erfüllt werden, noch eine beträchtliche Höhe erreichen. Jedes zweite Jahr gibt es beispielsweise eine Woche, in der in mehr als 40% der Stunden beide Bedingungen erfüllt sind (Anhang C).

Während kalter Dunkelflauten spielen regelbare Kraftwerke eine Schlüsselrolle zum Ausgleich von Stromerzeugung und Strombedarf. Im Januar 2018 haben deutsche Steinkohlekraftwerke wesentlich dazu beigetragen die Lücke zwischen Angebot und Nachfrage zu schließen. Im Jahresdurchschnitt hatte Steinkohle einen Anteil von 12% am deutschen Strommix. In den drei Tagen der kalten Dunkelflaute stieg der Anteil auf über 20%. In einigen wenigen Stunden betrug der Beitrag der Steinkohle sogar über 17 GW, was eine Verdopplung des Durchschnittswertes (8 GW) bedeutet (Abbildung 32). Da beinahe 5 GW der installierter Steinkohleleistung nicht verfügbar waren, lief die Flotte zur Mittagszeit des 12. Januars fast auf Volllast. Darüber hinaus trug die Steinkohleflotte wesentlich dazu bei, die Laständerungen im System auszugleichen. Am Abend des gleichen Tages wurde die Leistung der Flotte in nur 8 Stunden um über 13 GW reduziert.

Abbildung 32. Kraftwerkseinsatz der Steinkohlekraftwerke in der zweiten Januarwoche in 2018



Quelle : Deloitte intern basierend auf Daten von ENTSO-E

In Szenarien mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien verstärken sich die Auswirkungen solcher Zeiträume. Die durchschnittliche Erzeugung von Steinkohlekraftwerken während einer kurzen kalten Dunkelflaute (d.h. ein bis drei Tage) ist um mindestens 2,4 mal höher als der Jahresdurchschnitt (Tabelle 7). Dieses Verhältnis steigt mit höheren Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien. In einem System mit einem Anteil von 70% erneuerbarer Energien ist der Kraftwerkseinsatz von Steinkohlekraftwerken während einer kalten Dunkelflaute fast viermal höher als an einem normalen Tag.

Bei der Analyse der Bedingungen zur Identifizierung potenzieller kalter Dunkelflauten mit einer längeren Dauer (vier bis sieben aufeinander folgende Tage) werden einige Zeitpunkte einbezogen, in denen die Bedingungen nicht fortlaufend erfüllt werden (z.B. Wochenenden, Zeitpunkte mit einem kurzen plötzlichen Anstieg der Wind- und/oder PV-Einspeisung). Das Verhältnis der Stunden, zu denen die Bedingungen erfüllt sind, könnte dennoch in Bezug auf die Versorgungssicherheit relevant sein (d.h. Eine dreitägige kalte Dunkelflaute könnte gefolgt werden von einem Wochenende, das durch einen leichten Bedarfsrückgang charakterisiert ist, welches dann wiederum von einem weiteren 1-3 tägigen Zeitraum gefolgt werden könnte, in dem die Bedingungen (1) und (2) erneut erfüllt sind).[48] Dies erklärt, warum es wahrscheinlich ist, dass das Verhältnis der Stunden des Kraftwerkseinsatzes von Steinkohlekraftwerken bei der Berücksichtigung längerer Zeitfenster (z.B. 7 Tage statt 3 Tage oder 1 Tag) sinkt.

Thermische Erzeugungskapazitäten, darunter auch Steinkohlekraftwerke, spielen eine Sicherungsrolle bei der Bewältigung solcher wetterbedingten Ereignisse, die zwar mit geringer Wahrscheinlichkeit auftreten aber große Auswirkungen haben können. Die Fähigkeit eines Systems, solche Ereignisse zu bewältigen, wird in dieser Studie als Bereitstellung „mittelfristiger" Flexibilität bezeichnet. Sie hängt zusammen mit Fragen zur Erzeugungsadäquanz und zum Risikomanagement. Die Ergebnisse zeigen in welchem Umfang Steinkohlekraftwerke zur Bereitstellung „mittelfristiger"

[48] Betrachtet man ein Zeitfenster von sieben aufeinander folgenden Tagen, so stellt man fest, dass der Beitrag der Steinkohle von 1,5 bis 2,1-mal höher ist als der Jahresdurchschnitt für Anteile von jeweils 50% bis 70% fluktuierender erneuerbarer Energien. Dies sind noch immer relativ hohe und damit relevante Werte, auch wenn nicht in allen Stunden der Woche die Bedingungen (1) und (2) erfüllt sind.

Flexibilität beitragen, die mit steigendem Anteil von Wind- und PV-Leistung im System immer wichtiger wird.

Tabelle 7. **Verhältnis von Steinkohleverstromung während kalter Dunkelflauten zur durchschnittlichen Steinkohleverstromung**

		Anteile erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz		
		50%	60%	70%
Dauer der betrachteten kalten Dunkelflaute	1 Tag	2,6	3,6	4,8
	3 Tage	2,4	3,1	3,8

Quelle : Deloitte intern

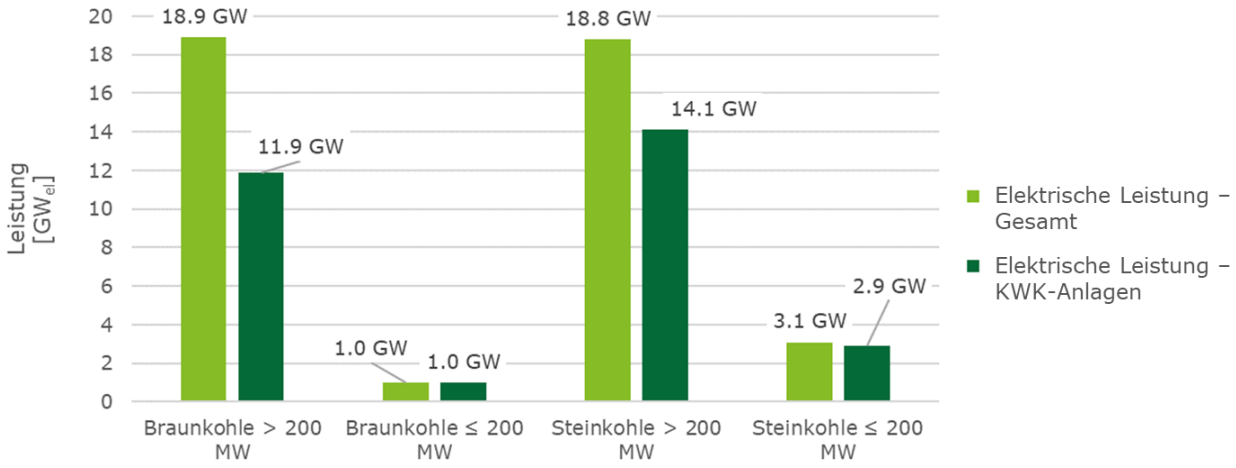
3.3.4 Der Blick auf die Nachrüstung von thermischen Speichern

Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, gibt es zahlreiche Möglichkeiten, die Flexibilität von Steinkohlekraftwerken zu verbessern. Diese Verbesserungen führen zu einer Erweiterung des Betriebsbereiches der Anlage und/oder zur Erhöhung des Wirkungsgrades. Da höhere Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien zu mehr Schwankungen im System führen, ermöglicht ein größerer Betriebsbereich thermischer Kraftwerke eine bessere Anpassung an die sich ändernden Anforderungen. In dieser Studie konzentrieren wir uns auf die Nachrüstung von Wärmespeichern, die auf zwei verschiedene Möglichkeiten zur Leistungssteigerung von Steinkohlekraftwerken abzielt. Die erste bezieht sich auf die Einsatzfähigkeit von Kraftwerken mit KWK (die manchmal als Must-Run Einheiten bezeichnet werden), die sowohl Wärme als auch Strom bereitstellen. Durch die Nachrüstung des Wärmespeichers wird die Produktion von Wärme und Strom (zeitweise) entkoppelt wodurch eine Verbesserung der Flexibilität erreicht wird. Die zweite bezieht sich auf die Nachrüstung von Wärmespeichern zur Vorwärmung des Speisewassers, die einen gleichmäßigen Betrieb des Kessels ermöglicht und so den Brennstoffverbrauch, die Flexibilitätseigenschaften und den CO_2-Emissionsfaktor der Anlage verbessert.

Thermische Speicher in Kraftwerken mit KWK Prozess

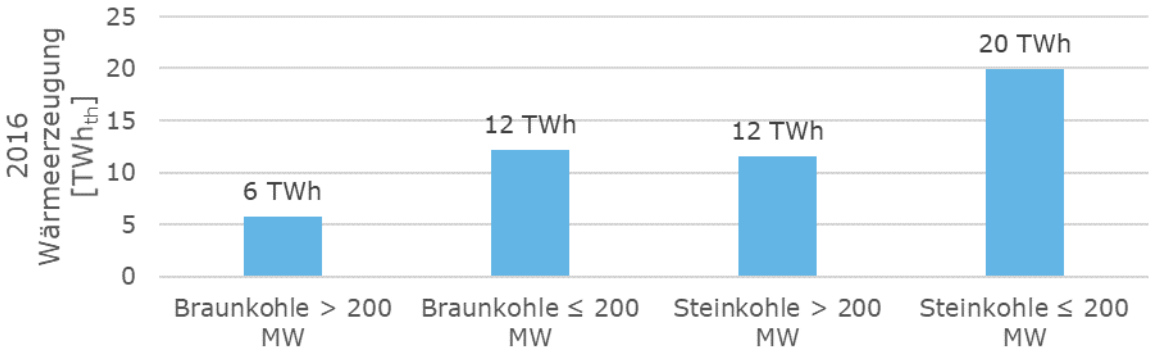
Kraftwerke mit KWK bilden den größten Teil der installierten Steinkohleleistung in Deutschland (17 GW von 24 GW der installierten Steinkohleleistung liefern auch Wärme) (Mersmann et al., 2019). Der Großteil der erzeugten Wärme stammt aus kleinen Anlagen, deren Hauptprodukt die Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung ist. Diese wird zur Deckung des Wärmebedarfs in Wohngebieten und in der Industrie verwendet. Demgegenüber stehen größere Kraftwerkseinheiten, die hauptsächlich in einem stromgeführten Betrieb gefahren werden und der Verkauf von Wärme ein Nebenerlös ist (Abbildung 33). Daraus ergibt sich, dass 13% der gesamten Steinkohlekraftwerkskapazität (kleine Anlagen) für 63% der gesamten Wärmeerzeugung aus Steinkohle verantwortlich ist.

Abbildung 33. Installierte Leistung von Stein- und Braunkohle in Abhängigkeit der Kraftwerksgröße



Quelle : (Mersmann et al., 2019)

Abbildung 34. Wärmebereitstellung von Stein- und Braunkohle in 2016 in Abhängigkeit der Kraftwerksgröße

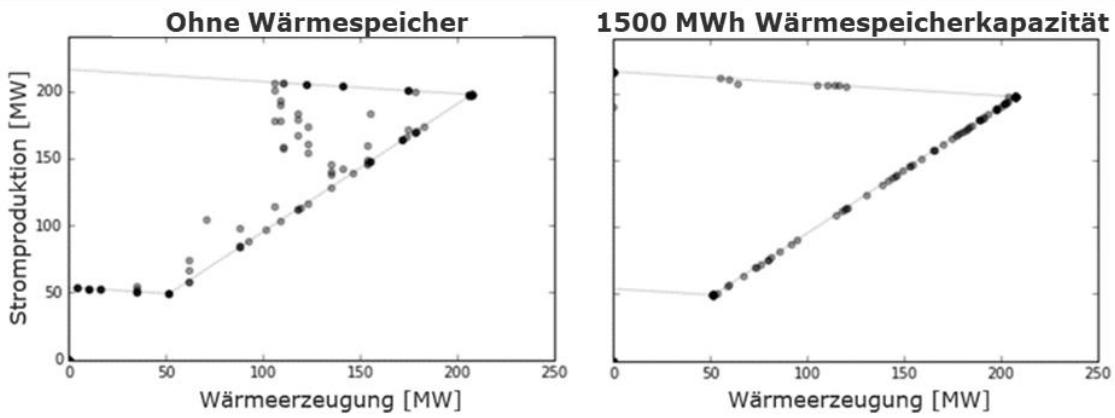


Quelle : (Mersmann et al., 2019)

Da KWK-Anlagen sowohl Wärme als auch Strom bereitstellen, sind ihre Einsatzmöglichkeiten theoretisch weniger flexibel. Aufgrund der geringen Elastizität des Wärmebedarfs, müssen die Anlagen auch in Zeiten, in denen kein Strom benötigt wird, Wärme bereitstellen. Aus diesem Grund werden sie oftmals auch als Must-Run Kapazitäten auf dem Strommarkt bezeichnet. Sie werden oft in einem wärmegeführten Betrieb gefahren, unabhängig von Strompreisen. Durch die Erweiterung der Anlage (oder des Fernwärmenetzes, in das sie einspeisen) um Wärmespeicherkapazität ist es jedoch möglich, die Wärmeversorgung sicherzustellen und dabei nur eine sehr geringe (oder keine) Menge an Strom erzeugen zu müssen.

Die Entkopplung der Wärme- und Strombereitstellung ermöglicht es den Kraftwerken, Strom zu Zeiten profitabler Marktpreise zu erzeugen, während zu Zeiten niedriger Marktpreise der Wärmebedarf durch den Speicher gedeckt wird (möglicherweise ohne Stromerzeugung). Ein weiterer Vorteil solcher Wärmespeicher besteht darin, dass die Kraftwerke gezielt in effizienten Betriebsbereichen betrieben werden (Abbildung 35), was zur besseren Brennstoffnutzung und zu geringeren CO_2-Emissionen führt.

Abbildung 35. Stündliche Betriebspunkte einer KWK-Anlage (Entnahmekondensationsturbine) in einer Winterwoche

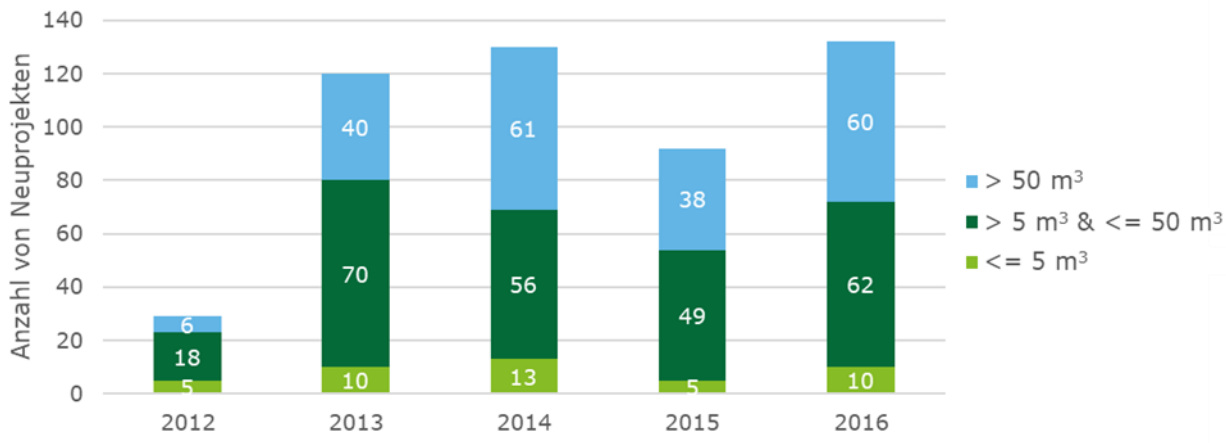


Quelle : (Navarro, 2017)

Die gängigste Art eine Anlage um einen thermischen Speicher zu erweitern ist durch den Einbau von Wasserspeichern. Verschiedene Entwürfe wurden getestet (de Wit, 2007), darunter isolierte Stahltanks, Mehrtanksysteme und Kavernenspeicher. Dabei wurde deren Größe auf die der KWK-Anlage abgestimmt und entsprechend dimensioniert. Wenn die Investitionsrendite einzig von den lokalen Preisen und Verträgen der Wärmebereitstellung abhängt, sind die Investitionskosten solcher Wärmespeicher vernachlässigbar klein verglichen mit den Kosten der KWK-Anlage laut de Wit (2007).

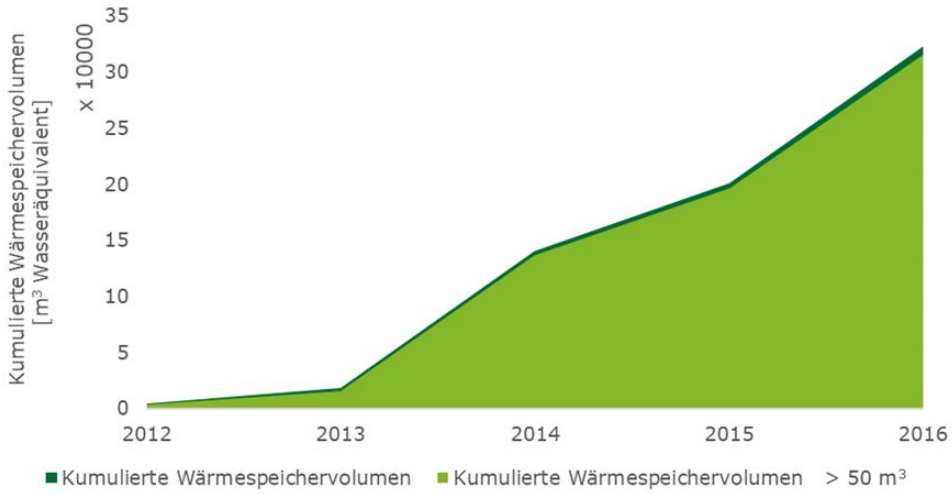
Das seit 2002 in Deutschland geltende Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz fördert den Ausbau von KWK-fähigen Kraftwerken, die durch die Nutzung der bei der Stromerzeugung entstehenden Wärme höhere Gesamtwirkungsgrade erreichen. Mit der Änderung vom 1. Januar 2016 hat die Gesetzgebung das Fördervolumen mit dem Ziel verdoppelt, die Flexibilität der Anlagen zu verbessern und deren CO_2 Ausstoß zu senken. Dies hat zu einer steigenden Anzahl von Projekten zur Wärmespeichernachrüstung (meist mit großen Füllvolumen) und somit auch zu einer Vergrößerung des installierten Gesamtspeichervolumens geführt (Abbildung 36 and Abbildung 37).

Abbildung 36. Neue Wärmespeicherprojekte unter dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in Abhängigkeit der Speichervolumennachrüstung



Quelle : (BAFA, 2019)

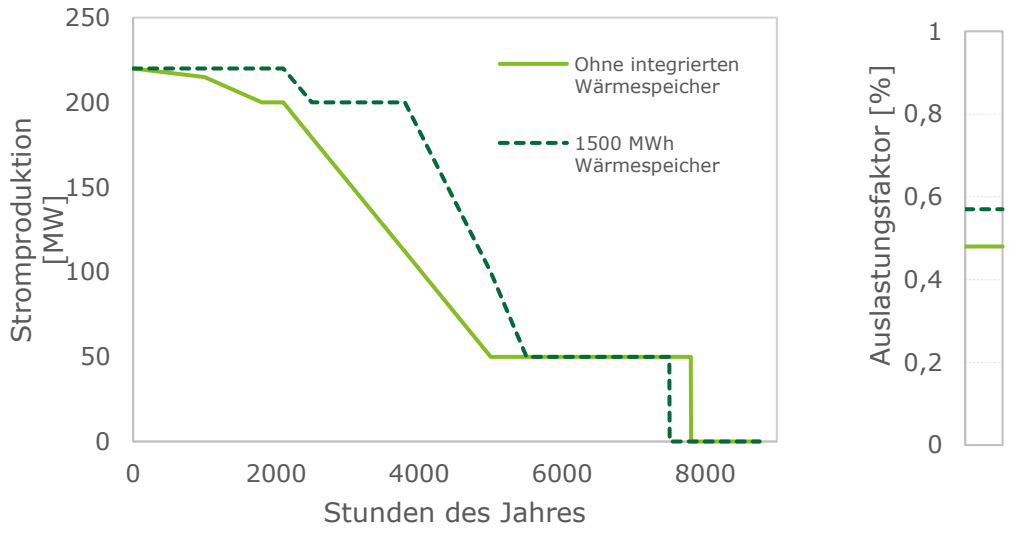
Abbildung 37. Kumulierte Wärmespeichervolumen unter dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz



Quelle : (BAFA, 2019)

Die Erweiterung durch Wärmespeicher selbst verbessert die Flexibilitätseigenschaften der Anlage nicht. Sie ermöglicht vielmehr einen stromgeführten (strommarktgetriebenen) Betrieb und eine Verbesserung des Betriebsbereichs zwischen der Wärme- und der Strombereitstellung (Abbildung 38). Laut Navarro (2017) könnten durch einen flexibleren Betrieb von KWK-Anlagen höhere Anteile erneuerbarer Energien in das System integriert werden. Je flexibler ihre Wärmebereitstellung, desto besser können sie im Lastfolgebetrieb gefahren werden und Variabilität von Wind- und PV-Anlagen ausgleichen. Ein Must-Run Betrieb (enge Kopplung der Wärme- und Strombereitstellung gebunden an einen wenig elastischen Wärmebedarf) würde diese Möglichkeit nur bedingt bieten. „In Dänemark haben heute praktisch alle KWK-Anlagen, unabhängig von deren Größe, integrierte Wärmespeicher" (CEM, 2018, p. 11).

Abbildung 38. Jahresdauerlinie einer KWK-Anlage und deren Auslastungsfaktor für ein Szenario mit und ein Szenario ohne integriertem Wärmespeicher



Quelle : Deloitte Ausführung basierend auf (Navarro, 2017)

Speisewasservorwärmung durch thermische Speicher

Auch durch die Erweiterung von Wärmespeichern in der Speisewasservorwärmung, zum Einsatz als zusätzliche Wärmequelle neben dem Kessel, können die technischen Flexibilitätseigenschaften von Steinkohlekraftwerken verbessert werden. Diese verbesserten Flexibilitätseigenschaften beziehen sich, wie in Abschnitt 2.2 erläutert, auf die Mindestlast, die Leistungsgradienten sowie die minimalen An- und Abfahrzeiten. Die Kernidee dieser Nachrüstung besteht darin die Wärme aus dem Kessel (d.h. innerhalb der Anlage) zu puffern und somit dessen Betrieb so stabil wie möglich zu halten aber auch die Möglichkeit zu haben, die erforderlichen Mindestlast der Stromerzeugung unterschreiten zu können, ohne dabei Probleme im Verbrennungsprozess oder thermische und mechanische Spannungen hervorzurufen. Zusätzliche Kraftstoffverbräuche durch häufige An- und Abfahrvorgänge der Anlage können hierbei ebenfalls reduziert werden.

Da Anfahrvorgänge energie- und CO_2-intensiv sind, ist die Senkung der Mindestlast von zentraler Bedeutung bei der Integration steigender Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien. Die Möglichkeit trotz geringer Leistungen am Netz zu bleiben anstatt abschalten zu müssen kommt auch der Netzstabilität zugute und ermöglicht den Ausgleich größerer Schwankungen. Die Mindestlast des Kessels wird jedoch durch die Stabilität im Verbrennungsprozess begrenzt dessen Komponente empfindlich gegenüber thermischer Belastungen (z.B. Zerfall von Dichtungen, Reibung in Rohrleitungen, Hitzestau im Kessel, weitere Verschleißarten) sind. Zur Erhöhung des Wirkungsgrades und zur Vermeidung von Komponentenausfällen, ist es üblich das Speisewasser vor dem Einströmen in den Kessel vorzuwärmen. Die Speisewasservorwärmung wird in der Regel durch die Rückgewinnung von Wärme aus Rauchgasen erreicht, die daher einen kontinuierlichen Betrieb des Kessels und der Turbine erfordert. Durch die Erweiterung thermischer Speicher zum Kreislauf, kann der Kessel in Mindestlast betrieben werden und dabei nicht nur die Turbine, sondern auch den Speicher speisen (d.h. Beladevorgang des Wärmespeichers). Durch die Reduktion des Wärmestroms in der Turbine, wird die elektrische Mindestlast der Anlage gesenkt. Bei dieser Art der Nachrüstung kann ein Absenken der Mindestlast von 5 bis 10 Prozentpunkten erreicht werden (Agora Energiewende, 2017, p. 67).[49] Überschüssige Wärme, die in Zeiten niedriger Strombedarfe in den Wärmespeicher gefahren wird (Lademodus), ist Energie, die bei der nächsten Lasterhöhung der Anlage anstelle von Brennstoffen verwendet werden kann (Entlademodus) und zu einer Reduzierung des Verbrauchs und der CO_2-Emissionen führt. Bei der Entladung des Wärmespeichers kann die Turbine zudem für einige Zeit im Überlastbereich betrieben werden für den Fall eines zusätzlichen Leistungsbedarfs.

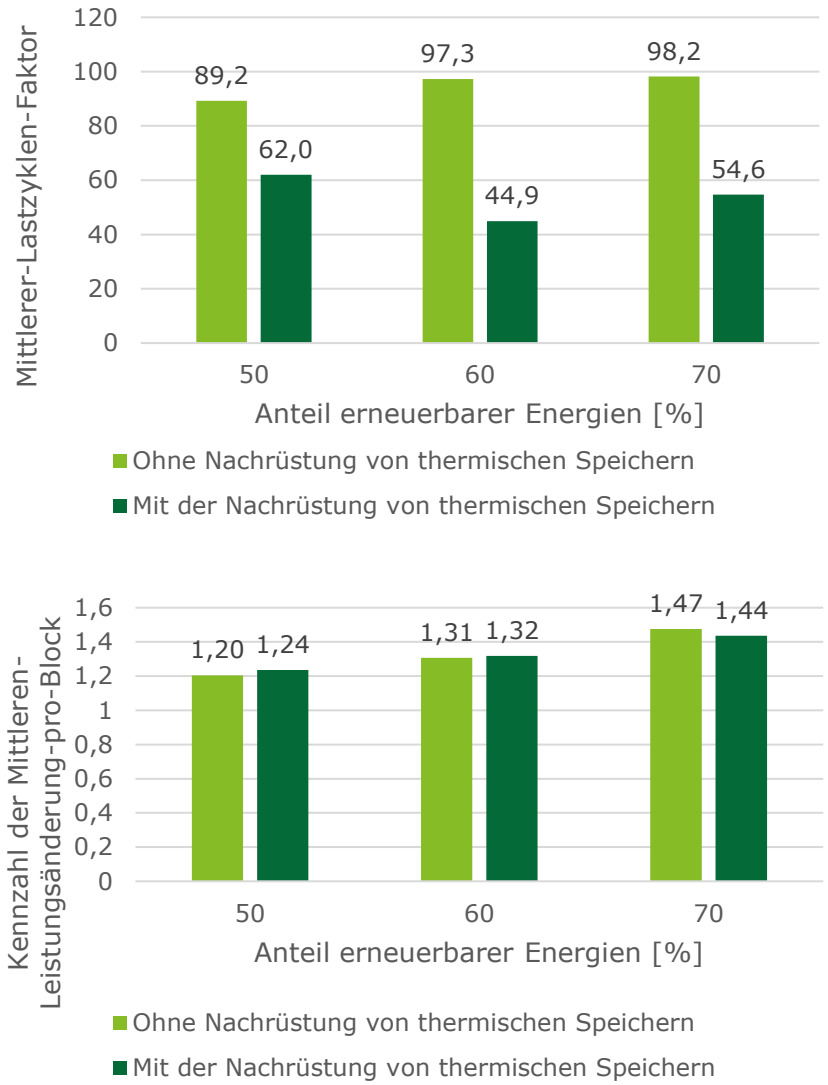
Moderne Wärmespeicher die hierfür in Betracht gezogen werden beinhalten Flüssigsalzwärmespeicher, Ruth-Speicher und Feststoffwärmespeicher (Loeper et al., 2019). In Feststoffwärmespeichern werden Gase in das Speichersystem eingeleitet. Durch deren Umströmen der festen Materialien im Speicher (z.B. Metalle oder Natursteine) wird die Wärme direkt auf das Material übertragen. Ruth-Speicher sind mit Wasser befüllte Druckspeicher. Während der Beladung des Speichers kondensiert der eingespeiste Dampf und führt zu einem Anstieg des Drucks, der Temperatur und des Wasserstandes im Speicher. Im Entladevorgang wird gesättigter Dampf aus dem Tank geführt. Flüssigsalzwärmespeicher arbeiten in der Regel in einem Zwei-Tank-System (Kalter und heißer Tank). Die Einspeisung und auch die Entnahme der Wärmeenergie zwischen dem kalten und dem heißen Tank erfolgt mittels Wärmetauscher.

Zur Veranschaulichung der Vorteile thermischer Speicher zur Speisewasservorwärmung im Betrieb der Steinkohleflotte wurden die drei Szenarien unter der folgenden Annahme erneut analysiert: Die gesamte Steinkohleflotte (alle Kraftwerke und KWK-Anlagen) wurde um solche thermischen Speicher

[49] „Es ist zu beachten, dass die Senkung der Mindestlast keinen Einfluss auf die Feuerungsleistung des Kessels hat." (Agora Energiewende 2017). Mit Bezug auf Schmidt and Schuele (2013) weist die Agora Energiewende darauf hin, dass mittels kleiner Warmwasserspeicher eine Erhöhung der Leistungsgradienten von bis zu 30 min erreicht werden kann.

erweitert, was zu einer Absenkung der Mindestlast jedes Kraftwerkes um 10 Prozentpunkte führt. Zudem wird KWK-Anlagen die Möglichkeit gegeben über 12 Stunden eine Wärmeversorgung aufrecht zu erhalten ohne dabei Strom erzeugen zu müssen. Dieser Fall der Flottennachrüstung repräsentiert den Idealfall, der zu einer Flexibilitätssteigung im oberen Bereich der Möglichkeiten führt (siehe Abbildung 39). Eine solche Nachrüstung bringt zusätzliche Investitionen mit sich, die durch höhere Markterträge (z.B. Verbesserung des marktpreisgetriebenen Anlagenbetriebs) und/oder die Senkung von Betriebskosten (z.B. Reduzierung von Wartungsbedarfe und Komponentenausfällen, sowie Senkung des Brennstoffverbrauchs und der CO_2-Kosten) gerechtfertigt sein müssen. Die Rentabilität einer solchen Nachrüstung ist abhängig von der Anlage und erfordert einen regulatorischen Rahmen, der ausreichende Weitsicht und somit Anreize für Investoren bietet.

Abbildung 39. **Flexibilitätskennzahlen der Szenarien mit und ohne Nachrüstung von Wärmespeichern**



Quelle : Deloitte intern

Durch die Nachrüstung von Wärmespeichern werden Mittlere-Lastzyklen-Faktoren erreicht, die um 30%, 54% und 44% kleiner sind als in den drei Szenarien (50 %, 60% and 70 %) ohne Wärmespeicher. Das bestätigt das Absenken der Mindestlast durch thermische Speicher und den größeren Betriebsbereich, in dem Anlagen gefahren werden können, was zu einer Reduktion von An-

und Abfahrvorgängen führt. Der mit dem Anteil erneuerbarer Energien ansteigende Trend des Mittleren-Lastzyklen-Faktors in Szenarien ohne Wärmespeicher schwächt in Szenarien mit Wärmespeichern für den angenommenen Idealfall der Speichernachrüstung ab. Dies verdeutlicht die Idee, dass Wärmespeicher für die fast vollständige Entkopplung der Anzahl der An- und Abfahrvorgänge von Variabilität integrierter fluktuierender erneuerbarer Energien sorgen. Die Wärmespeicher haben zudem einen mindernden Einfluss auf die Kennzahlen der Mittleren-Leistungsänderung-pro-Block. Sie zeigen dennoch einen ähnlich ansteigenden Trend wie in Szenarien ohne Wärmespeicher. Dies kann dadurch erklärt werden, dass thermische Speicher nur eine relativ geringe Vergrößerung des Betriebsbereichs ermöglichen und sich die Leistungsänderungen bei zunehmender Variabilität im System demnach nur gering ändern.

3.4 Diskussion der Ergebnisse

Unsere rückblickende Analyse bestätigt die Einschätzung der IEA, dass sich Deutschland derzeit in Phase 3 der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien befindet. Um höhere Anteile an Wind- und Sonnenenergie im deutschen Stromnetz integrieren zu können, passt der bestehende Kraftwerkspark seinen Betrieb zur Bereitstellung von Flexibilität an. Die Simulationen mit DEEM zeigen, dass Steinkohlekraftwerke in den Jahren 2015 und 2018 (ähnliche Ergebnisse sind auch für 2016 und 2017 zu erwarten) dazu beigetragen haben, schwankende Leistungen aus fluktuierenden Quellen ins Netz zu integrieren.

Ein weiterer Ausbau der Wind- und Solarenergie am Strommix ist zu erwarten. Nicht nur die sinkenden Kosten dieser Technologien, die deren Wirtschaftlichkeit verbessern, sondern auch die von der Bundesregierung (neben anderen europäischen Ländern) gesetzten ehrgeizigen Ziele treiben den Ausbau erneuerbarer Energien weiter voran. In dieser Studie haben wir untersucht, ob sich der Betrieb von deutschen Steinkohlekraftwerken bei Anteilen erneuerbarer Energien von 50%, 60% oder 70% (gegenüber den 37,8% im Jahr 2018) verändern würde und ob die technischen Eigenschaften der Kraftwerke ausreichend kompatibel sind mit solchen Anteilen an Wind- und Sonnenenergie.

Die Simulationsergebnisse deuten darauf hin, dass die bestehende regelbare deutsche Kraftwerksflotte, darunter Steinkohlekraftwerke, unter dem Gesichtspunkt der Flexibilitätsbereitstellung mit dem weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien kompatibel ist. Die in dieser Studie entwickelten Flexibilitätskennzahlen zeigen, dass sich sowohl der Anstieg der Leistungsänderungen also auch die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge von Steinkohlekraftwerke mit steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Netz erhöht (Häufigere Wechsel der Betriebszustände – von Stillstand zu Netzbetrieb und von Mindestlast zu Volllast).

Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken sinkt mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien und erreicht in einem Szenario mit einem Anteil von 70% 45 TWh oder 8% der Gesamterzeugung (gegenüber 72 TWh oder 13% im Jahr 2018).[50] Der Rückgang der Steinkohleverstromung ist im Wesentlichen auf den Zuwachs erneuerbarer Energien, die thermische Kraftwerke nach und nach aus der Merit-Order verdrängen, zurückzuführen und nicht auf einen Brennstoffwechsel zwischen Steinkohle und Gas. Der durchschnittliche Auslastungsgrad der Steinkohleflotte sinkt im Szenario mit einem Anteil von 50% erneuerbarer Energien auf etwas über 30% (im Vergleich dazu lag der durchschnittliche Auslastungsgrad in 2018 bei 35%). In Szenarien mit Anteilen von 60% und 70% erneuerbarer Energien fällt er auf rund 20% bzw. 15%.

[50] Es sollte beachtet werden, dass auch das Szenario mit einem Anteil von 70% erneuerbarer Energien den Austieg aus der Kernenergie berücksichtigt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien übernimmt somit nicht nur den Anteil der Kernenergie sondern auch einen Teil der Steinkohle.

Die Steinkohleflotte ist jedoch nicht homogen, weder in Bezug auf ihre Altersstruktur noch in Bezug auf ihre technischen Eigenschaften. Die verschiedenen Anlagentypen reagieren daher unterschiedlich auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Es ist wenig überraschend, dass sich moderne und damit flexiblere Anlagen leichter an die sich ändernden Marktbedingungen anpassen. Neueste Kraftwerke erreichen Auslastungsgrade, die weit über dem Flottendurchschnitt liegen. Im Gegensatz dazu laufen einige der ältesten Anlagen kaum noch und werden nur in den knappsten Stunden des Jahres eingesetzt. Im Rahmen unserer Modellierung tragen diese Anlagen zur Systemstabilität und Erzeugungsadäquanz bei. Ob sie jedoch rein auf der Grundlage von Energiemarkterlösen profitabel betrieben werden können, ist fraglich. Dieses Problem ist nicht nur bei alten Steinkohlekraftwerken zu beobachten, sondern betrifft auch Gaskraftwerke. Die Beobachtung des sinkenden Einsatzes thermischer Kraftwerke bildet die Grundlage einer anhaltenden Diskussion über die Gestaltung zukünftiger Strommärkte. Hierbei soll sichergestellt werden, dass Strommärkte die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien fördern ohne die Wirtschaftlichkeit der regelbaren Flotte dabei zu gefährden.

Die Tatsache, dass ein großer Teil (fast drei Viertel der installierten Leistung) [51] der deutschen Steinkohlekraftwerke sowohl zur Wärme- als auch zur Strombereitstellung betrieben werden, ist eine Herausforderung, zugleich aber auch eine Chance in Bezug auf deren Bereitstellung von Flexibilität. Die meisten Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung verfügen über eine Entnahmekondensationsturbine, die einen flexiblen und nahtlosen Übergang zwischen dem Verhältnis der Wärme- und Stromerzeugung ermöglicht (z.B. zur Minimierung monetärer Verluste in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien) solange die Stromerzeugung, durch den in Kaltwetterphasen bestehenden Wärmebedarf, nicht eingeschränkt wird. Die Nachrüstung von Wärmespeichern verbessert in jedem Fall die Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung von Steinkohlekraftwerken.

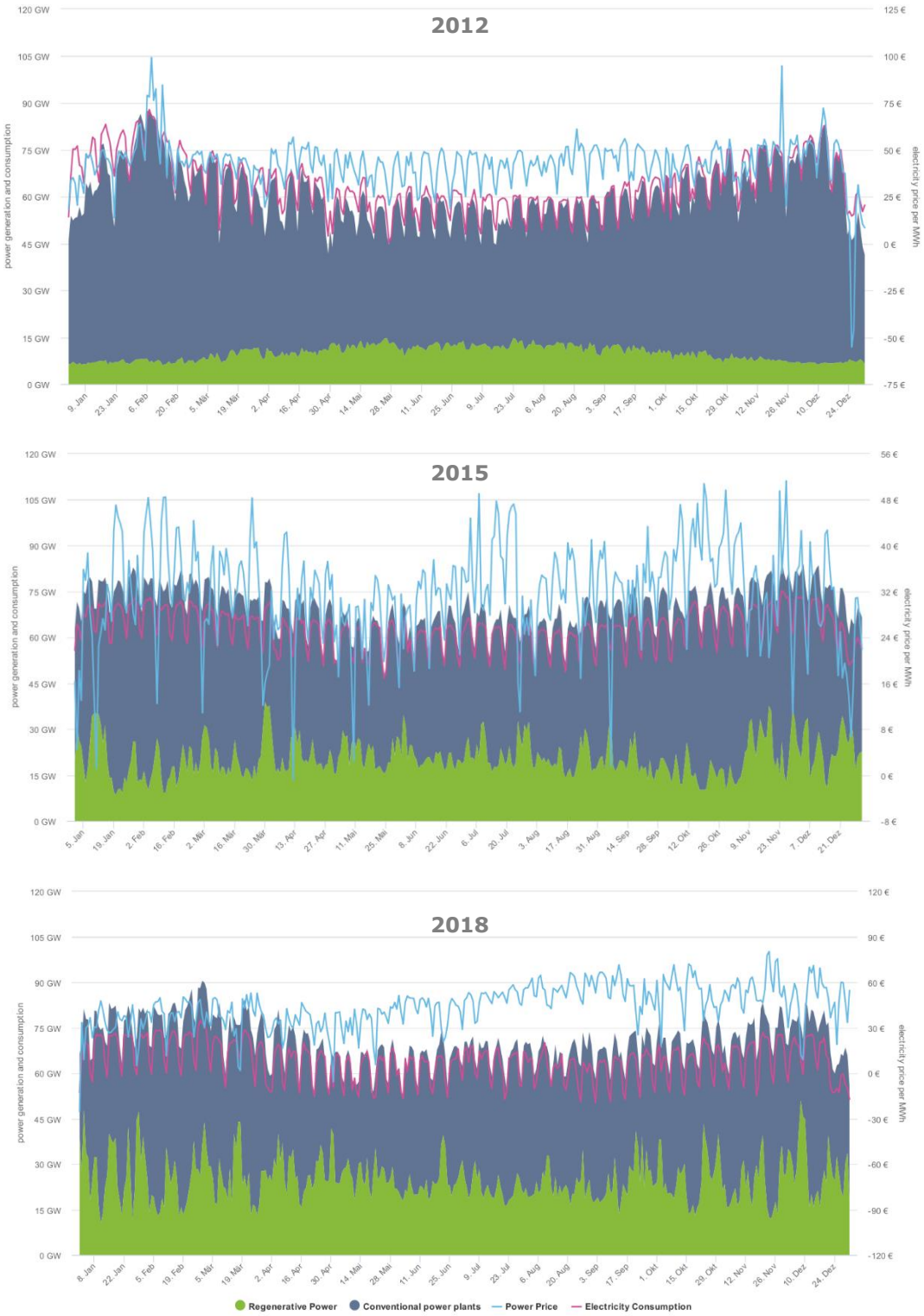
Da die Entwicklung des zukünftigen Strommix nur bedingt von wirtschaftlichen Faktoren abhängt, sondern zunehmend von politischen Entscheidungen (Atomausstieg, Kohleausstieg, Ausbauziele erneuerbarer Energien usw.) und das nicht nur in Deutschland, basieren der von uns simulierte Kapazitätsmix nicht auf einem kostenoptimierten Ansatz. Wir haben auch davon abgesehen ein „Best-Guess" Ansatz zu verwenden, um den Einfluss jeglicher Prognosen und beeinflussten Meinungen in diesem Zusammenhang zu vermeiden. Stattdessen wurde ein „Was-wäre-wenn"-Szenarioansatz gewählt, der die Studie vor sämtlichen externen Faktoren isoliert. Es sei angemerkt, dass dieser Ansatz möglicherweise zu einer Unterschätzung der Rolle neuer Batteriespeichertechnologien, der bedarfsseitiger Regelungsmöglichkeiten und der Rolle von Elektrofahrzeugen in Bezug auf die Bereitstellung mittelfristiger Flexibilität führt. Ob diese in unserem analytischen Rahmen jedoch den Umfang der Flexibilitätsbereitstellung von Steinkohle- oder Gaskraftwerken reduzieren würden, ist ohne eine genaue Analyse ungewiss.

Die angenommenen Brennstoff- und CO_2-Preise spiegeln die in den Jahren 2015 bis 2018 beobachtete Kostenstruktur zwischen Steinkohle- und Gaskraftwerken weitgehend wider (trotz des angenommenen Anstiegs der CO_2-Preise). Das heißt, dass der Großteil der Steinkohlekraftwerke vor Gaskraftwerken in der Merit-Order steht. Während steigender Strombedarfe, werden somit zuerst Steinkohlekraftwerke – soweit es ihre technischen Eigenschaften zulassen – und dann erst gasbefeuerten Kraftwerken eingesetzt. Ein steilerer Anstieg der CO_2-Preise (oder niedrigere Erdgaspreise) könnte aber zu einem „Brennstoffwechsel" führen und Gaskraftwerke in der Merit-Order vor Steinkohlekraftwerken platzieren. Gasbefeuerte Kraftwerke würden entsprechend einen höheren Anteil am Strommix einnehmen und mehr Flexibilität bereitstellen.

[51] Davon sind 14 GW von 19 GW reine Steinkohlekraftwerke, die auch Wärme liefern (73%). Die Zahl steigt jedoch auf 89% an, wenn ebenfalls Steinkohlekraftwerke mit gemischten Sekundärbrennstoffen (3 GW von 3,3 GW) berücksichtigt werden. Weitere Informationen finden Sie unter: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Anhang A

Abbildung 40. Die Entwicklung des Kraftwerkseinsatzes und der Strompreise in Deutschland für verschiedene Jahre



Quelle : Agora Energiewende 2019

Anhang B

Getroffene Hauptannahmen der Modellierung

Das Deloitte European Electricity Model (DEEM) ist ein gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsmodell. Das Model wurde an die Bedürfnisse sowohl für die rückblickende als auch für die prospektive Bewertung der Flexibilitätsanforderungen des Systems angepasst. Die wichtigsten Annahmen sind im Folgenden aufgeführt.

Für die rückblickende Analyse haben wir Daten der ENTSO-E Transparency-Plattform verwendet. Diese ermöglichen es den Kraftwerkseinsatz bestehender Steinkohlekraftwerke zu reproduzieren, um deren Flexibilitätsbereitstellung beurteilen zu können. Im prospektiven Teil der Studie wurde bis auf den CO_2-Preis und die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland alles beibehalten. Dies verfolgt das Ziel lediglich die Auswirkungen eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien erfassen zu können ohne dabei andere externe und zum Teil sehr ungewisse Faktoren, die beispielsweise mit grenzüberschreitenden Leitungsausbauten oder der Veränderungen im Erzeugungsmix zusammenhängen, einfließen lassen zu müssen.

Zur Berücksichtigung der technischen Fähigkeiten und Betriebseinschränkungen thermischer Kraftwerke, wurde in den Simulationen dieser Studie eine detaillierte Kraftwerkseinsatzplanung (Unit Commitment) angewandt. Diese berücksichtigt die maximalen Leistungsgradienten, den minimalen und maximalen Leistungsbereich, sowie die Anfahrkosten und die Anzahl der sich im Betrieb befindlichen Kraftwerke.

Im prospektiven Teil der Studie wurde die Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland unter zur Hilfenahme eines vereinfachten Ansatzes modelliert. Hierbei wurde zwischen zwei Arten von Technologien unterschieden: Gegendruckturbine und Entnahmekondensationsturbine. Entsprechende Werte für die Verhältnisse der Strom- zur Wärmeerzeugung und zur installierten Leistung stammen aus Danish energy Agency (2016) und DIW (2017). Fehlende Daten wurden durch generische erzeugte Werte ergänzt (sowohl für Leistungsfaktoren als auch für Verlustfaktoren). Zur Vermeidung von Lösbarkeitsproblemen in der Optimierung, wurde eine zusätzliche Möglichkeit der Wärmebereitstellung durch einen Elektrokessel gegeben. Dieser arbeitet aggregiert auf nationaler Ebene.

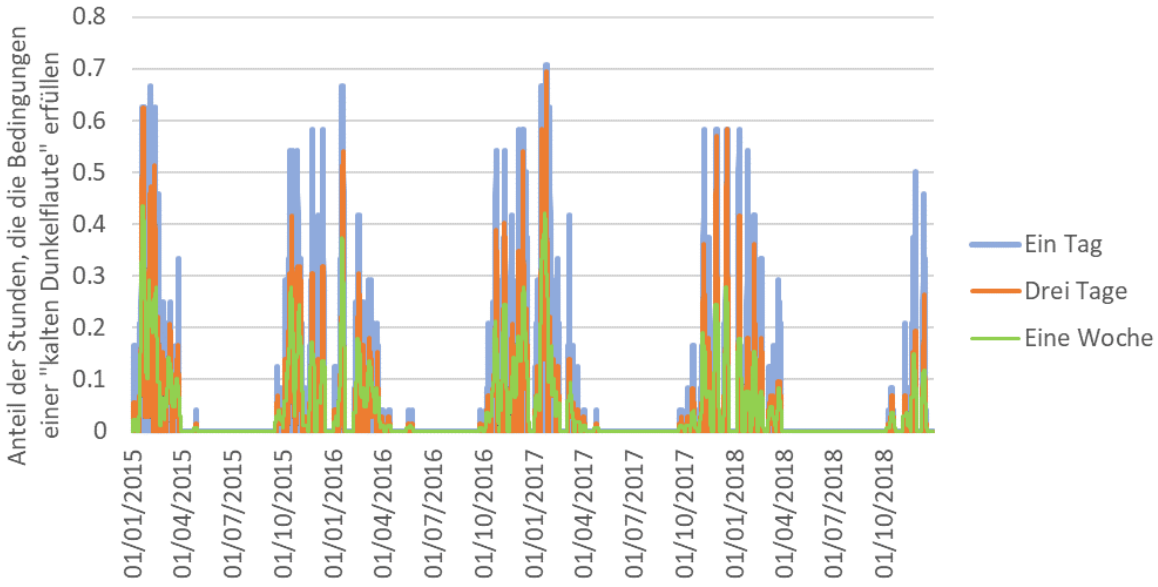
Anhang C

Kalte Dunkelflauten sind Zeiträume mit relative hohem Strombedarf und vergleichsweise geringer Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien

Nach der in Abschnitt 3.3.3 gegebenen Definition gibt es zwei Bedingungen, die zur Erfüllung einer kalten Dunkelflaute gegeben sein müssen: (1) eine geringe Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und (2) eine im Vergleich zum Jahresdurchschnitt relativ hohe elektrische Last. In dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass die Erfüllung dieser Bedingungen für Stunden gegeben ist, in denen weniger als 10% der elektrischen Last von fluktuierenden erneuerbaren Energien (1) abgedeckt wird und in denen die elektrische Last der betrachteten Stunden in den 25% der höchsten Werte des analysierten Jahres (2) liegt.

Im Zeitraum zwischen 2015 und 2018 wird jede einzelne Stunde basierend auf den beiden Bedingungen mit dem Ansatz eines rollenden Horizonts (Rolling Horizon) analysiert (Abbildung 41). Das bedeutet, dass für die Analyse einer eintägigen kalte Dunkelflaute immer die elf Stunden vor und die zwölf Stunden nach der betrachteten Stunde in die Analyse einbezogen werden. Entsprechend werden für eine Dauer von drei Tagen immer die 35 Stunden vor und die 36 Stunden nach und für die Dauer von einer ganzen Woche immer die 83 Stunden vor und die 84 Stunden nach der betrachteten Stunde berücksichtigt. Der auf der vertikalen Achse in Abbildung 41 dargestellte Anteil veranschaulicht das Verhältnis der Stunden, die beide Bedingungen erfüllen, zur Anzahl der betrachteten Stunden (z.B. 24 Stunden für einen Tag, 72 Stunden für drei Tage und 168 Stunden für eine Woche). Je höher der Wert, desto mehr Stunden erfüllen beide Bedingungen. Ein Beispiel: Wenn für die Betrachtung einer kalten Dunkelflaute mit einer Dauer von einem Tag des Verhältnis 0.75 ist, dann bedeutet dies, dass in 18 von den 24 um die betrachtete Stunde liegenden Stunden beide Bedingungen erfüllt ist.

Abbildung 41. Analyse kalter Dunkelflauten in Deutschland zwischen 2015 und 2018



Quelle : Deloitte intern

Zeiträume, in denen beide Bedingungen erfüllt sind, treten hauptsächlich in den Wintermonaten auf. Die Dauer und Intensität solcher Zeiträume variiert jedoch stark. Während es viele einzelne Tage mit relativ hohen Werten gibt (z.B. über 0,4), treten längere Zeiträume (z.B. drei Tage oder eine Woche) mit vergleichbar hohen Werten seltener auf. Mit zunehmender Dauer des betrachteten Zeitraums nimmt der Anteil der Stunden, die beide Bedingungen erfüllen, ab. Einzelne Tage mit einem Anteil von mehr als 0,4 kommen etwa 14-mal pro Jahr vor. Zeiträume mit einer Dauer von drei Tagen und einem gleichen Wert treten dreimal im Jahr auf. Zwischen 2015 und 2018 gab es zwei Phasen (im Januar 2015 und 2017), in denen 40% der Stunden einer Woche beide Bedingungen erfüllt waren. Dies entspricht einer Anzahl von mehr als 68 Stunden. Abschnitt 3.3.3 beschreibt die Bedeutung der Stromerzeugung durch Steinkohlekraftwerke für solche Zeiträume in der Vergangenheit und ihre Rolle in Szenarien mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, 2017. Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants. Prognos, Fitchner, Agora Energiewende.

BAFA, 2019. Zulassung von Wärme- und Kältespeicher nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

CAISO, 2016. What the duck curve tells us about managing a green grid.

CEM, 2018. Thermal Power Plant Flexibility - A publication under the Clean Energy Ministerial campaign.

Cochran, Jaquelin, Lew, Debra, Kumar, N., 2013. Flexible Coal Evolution from Baseload to Peaking Plant (Summary for policy makers), 21st Century Power Partnership. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Danish Energy Agency, 2016. Technology data for energy plants.

de Wit, J., 2007. Heat Storages for CHP Optimisation.

DENA, 2019. NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030. DENA.

DIW, 2017. Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Germany.

Ea Energy Analyses, 2015. The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy. Energy Analyses, on behalf of Agora Energiewende.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019. Time-series-for-the-development-of-renewable-energy-sources-in-Germany-1990-2018 48.

Garðarsdóttir, S., Göransson, L., Normann, F., Johnsson, F., 2018. Improving the flexibility of coal-fired power generators: Impact on the composition of a cost-optimal electricity system. Appl. Energy 277–289.

Godron, P., Erkut Cebeci, M., Bülent, O., Saygin, D., 2018. Increasing the Share of Renewables in Turkey's Power System. Agora Energiewende, EPRA Elektrik Enerjie, SHURA Energy Transition Center.

IEA, 2018a. EXPERT GROUP REPORT ON RECOMMENDED PRACTICES 16. WIND/PV INTEGRATION STUDIES (No. Report IEA-PVPS T14-10:2018), IEA-Wind and IEA-PVPS Expert Group Report 16.2. International Energy Agency (IEA).

IEA, 2018b. Status of Power System Transformation 2018.

IEA, 2018c. World Energy Outlook 2018 [WWW Document]. URL https://www.iea.org/weo2018/ (accessed 9.13.19).

IEA, 2017. Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers, Insight Series 2017. International Energy Agency (IEA).

IRENA, 2017. Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.

Lew, D., Brinkman, G., Ibanez, E., Florita, A., Lefton, S.A., Kumar, N., 2013. The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2 (Technical Report No. NREL/TP-5500-55588). National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Loeper, T., Krüger, M., Richter, M., Klasing, F., Knödler, P., Mielke, C., 2019. Potenziale der Integration thermischer Energiespeicher in Dampfkraftwerke 9.

Mersmann, F., Peters, A., Umpfenbach, K., Prahl, A., Vargová, B.W., Bruhn, O., Aebli, L., 2019. PHASING OUT COAL IN THE GERMAN ENERGY SECTOR 124.

Nahmmacher, P., Schmid, E., Hirth, L., Knopf, B., 2016. Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling. Energy 112, 430–442. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081

Navarro, K.J., 2017. Case study on the impact of cogeneration and thermal storage on the flexibility of the power system 40.

QUOILIN Sylvain, HIDALGO GONZALEZ Ignacio, ZUCKER Andreas, n.d. Modelling Future EU Power Systems Under High Shares of Renewables: The Dispa-SET 2.1 open-source model [WWW Document]. EU Sci. Hub - Eur. Comm. URL (accessed 10.28.19).

Saygin, D., Erkut Cebeci, Mahmut, Bülent, O., Godron, P., 2019. Costs and benefits of options to increase system flexibility. SHURA Energy Transition Center, EPRA Elektrik Enerjie, Agora Energiewende.

Steurer, M., Fahl, U., Voß, A., Deane, Paul, 2017. Curtailment: An Option for Cost-Efficient Integration of Variable Renewable Generation? Eur. Energy Transit. - Insights Policy Mak. 97–104. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809806-6.00015-8

Ulbig, A., Andersson, G., 2015. Analyzing operational flexibility of electric power systems. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 72, 155–164. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028

Deloitte Touche Tohmatsu Limited
Deloitte Finance
6, place de la Pyramide
Paris - La Défense Cedex
92908 Frankreich

Kontaktinformationen

Gildas De MUIZON
Partner Economic Advisory
GDeMuizon@deloitte.fr

Johannes TRÜBY
Director Economic Advisory
JTruby@deloitte.fr

Deloitte.

Deloitte bezieht sich auf Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL"), eine „private company limited by guarantee" (Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach britischem Recht), ihr Netzwerk von Mitgliedsunternehmen und ihre verbundenen Unternehmen. DTTL und jedes ihrer Mitgliedsunternehmen sind rechtlich selbstständig und unabhängig. DTTL (auch „Deloitte Global" genannt) erbringt selbst keine Leistungen gegenüber Mandanten. Eine detailliertere Beschreibung von DTTL und ihren Mitgliedsunternehmen finden Sie auf www.deloitte.com/de/UeberUns.

Deloitte erbringt Dienstleistungen in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Risk Advisory, Steuerberatung, Financial Advisory und Consulting für Unternehmen und Institutionen aus allen Wirtschaftszweigen; Rechtsberatung wird in Deutschland von Deloitte Legal erbracht. Mit einem weltweiten Netzwerk von Mitgliedsgesellschaften in mehr als 150 Ländern verbindet Deloitte herausragende Kompetenz mit erstklassigen Leistungen und unterstützt Kunden bei der Lösung ihrer komplexen unternehmerischen Herausforderungen. Making an impact that matters – für rund 286.000 Mitarbeiter von Deloitte ist dies gemeinsames Leitbild und individueller Anspruch zugleich.

Diese Veröffentlichung enthält ausschließlich allgemeine Informationen, die nicht geeignet sind, den besonderen Umständen des Einzelfalls gerecht zu werden, und ist nicht dazu bestimmt, Grundlage für wirtschaftliche oder sonstige Entscheidungen zu sein. Weder die Deloitte GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft noch Deloitte Touche Tohmatsu Limited, noch ihre Mitgliedsunternehmen oder deren verbundene Unternehmen (insgesamt das „Deloitte Netzwerk") erbringen mittels dieser Veröffentlichung professionelle Beratungs- oder Dienstleistungen. Keines der Mitgliedsunternehmen des Deloitte Netzwerks ist verantwortlich für Verluste jedweder Art, die irgendjemand im Vertrauen auf diese Veröffentlichung erlitten hat.

© 2019 Deloitte Finance.

PARTENAIRE #FRANCE 2023