

# Quo vadis, Netzstabilität?

## Wachsende Herausforderungen bei sich veränderndem Erzeugungsportfolio

Kai Kosowski und Frank Diercks

Der Originalartikel erschien in Englisch in atw Ausgabe 2/21 und wird hier aufgrund der großen Nachfrage noch einmal in Deutsch veröffentlicht.

D 7

ENERGIEPOLITIK, WIRTSCHAFT UND RECHT

**Einleitung** Die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen hat in Deutschland für eine starke Investitionsdynamik in Wind- und Solarparks gesorgt. Die Stromerzeugung verschiebt sich von großen zentralen Kraftwerksblöcken zu dezentralen, vergleichsweise kleinen und abgelegenen Einheiten mit weitgehend intermittierender Leistung und begrenzter Vorhersehbarkeit. Große Einheiten, die unter geringer Auslastung und infolgedessen Investitionsstau leiden, kommen kaum noch zum Einsatz. Zudem ist der schrittweise Atomausstieg nahezu vollständig abgeschlossen und hocheffiziente, fossil befeuerte Kraftwerke, die für die nächsten zwei Jahrzehnte laufen sollen, müssen wegen mangelnder Rentabilität stillgelegt werden. Fragen der Versorgungssicherheit und Netzstabilität werden nicht nur von Experten, sondern auch in der öffentlichen Wahrnehmung kontrovers diskutiert.

Der Artikel beschreibt den sich verändernden Charakter des traditionellen deutschen Stromerzeugungsportfolios. Die Industrie verlangt nach einer zuverlässigen Stromversorgung, ist aber zunehmend mit dem scheinbar unkontrollierten, aber priorisierten Markteintritt erneuerbarer Energien konfrontiert. Kernkraftwerke spielen eine wichtige Rolle als sichere Energielieferanten mit hochflexiblen Fähigkeiten für den gleichzeitigen Netzbetrieb mit erneuerbaren Energien. Da die Tage der Atomstromerzeugung in Deutschland gezählt sind, geraten andere konventionelle Blöcke in den Fokus, mit schwindender Auslastung allerdings auch in wirtschaftliche Not. Das Kohleausstiegsgesetz vom 8. August 2020, welches eine weitreichende Änderung für die Energiewirtschaft in Deutschland bedeutet, fordert die Abschaltung aller Kohlekraftwerke bis spätestens 2038. Spätestens ab diesem Zeitpunkt wird es im deutschen Kraftwerkspark keine großen, induktiven Kraftwerke zur Grundlastherstellung mehr geben. Es bleiben wichtige Fragen zur Netzstabilität ungeklärt.

### Grundlegender Mechanismus für ein stabiles Stromnetz

Das Stromnetz ist stabil, wenn Erzeugung und Verbrauch innerhalb des Gesamtsystems ausgeglichen sind. Überschüssige elektrische Energie kann nicht direkt gespeichert werden und das Netz selbst kann keine Energie speichern. Erzeugter Strom muss sofort verbraucht werden. Indirekte Speicherungen in Pumpspeicherkraftwerken, Batteriespeichern oder durch andere Speichertechnologien sind prinzipiell möglich, werden aber im heutigen Stromversorgungsnetz nur eingeschränkt umgesetzt [1].

Das größte Batterie-Energiespeichersystem (BESS) in Mitteleuropa befindet sich in Jardelund/Deutschland in der Nähe der deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee. Das BESS Jardelund hat eine Leistung von 48 MW und liefert voll aufgeladen 50 MWh Energie [2]. Im Vergleich zur Leistungsklasse eines konventionellen 1100 MW Kohlekraftwerks oder gar eines 1300 MW

Kernkraftwerks wäre die Kapazität des BESS Jardelund nach 2 min 44 s Vollastbetriebszeit des Kohlekraftwerks bzw. nach 2 min 18 s Vollastbetriebszeit des Kernkraftwerks erschöpft.

Grundsätzlich könnten BESS einen Beitrag zur Speicherung von Energie leisten, die aus der Überschusserzeugung durch erneuerbare Energien resultiert. Einen Überblick über Energiespeichertechnologien in Zusammenarbeit mit Windparks gibt Rabiej [3]. Rund um den Globus werden zahlreiche Publikationen produziert, die den möglichen Beitrag von BESS untersuchen. Diese BESS sollten genutzt werden, um die Stabilität des Stromnetzes zu verbessern, die Systemzuverlässigkeit zu gewährleisten, die Netzflexibilität zu erhöhen und den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu ermöglichen – alles im Hinblick auf den wachsenden Einfluss erneuerbarer Energien auf den sich verändernden Strommarkt [2], [4], [5], [6]. Die Anwendung von BESS ist vielversprechend, aber immer noch auf einem Entwicklungsstadium in Bezug auf Reifegrad, Leistungsspektrum und Lade-/Entladekapazität [7], [8].

Eine kurze Auswertung des Leistungsspektrums verdeutlicht die aktuelle Situation von aktuellen BESS: Die jährliche Gesamtstromezeugung in Deutschland lag 2018 bei 592,3 TWh [9], was bedeutet, dass eine durchschnittliche Nettostromezeugung von etwa 1,6 TWh pro Tag benötigt wird, Größenordnungen mehr als die Speicherkapazität des größten europäischen BESS Jardelund. Die Prognosen des Speicherbedarfs in Deutschland variieren stark von nur<sup>1</sup> 8 TWh bis zu 61 TWh in [10], 16 TWh in [11]<sup>2</sup> und 22 TWh in [12] oder sogar 80 TWh in [13] je nach Ausbaugrad der erneuerbaren Energien. Es ist fraglich, ob Studien mit niedrigeren Kapazitätsprognosen berücksichtigt haben, dass Wetterphänomene wie die Dunkelflaute [14], [15] niemals bei voll aufgeladenen Batterien auftreten werden, was den erforderlichen Bedarf an BESS zusätzlich erhöhen würde.

Die Kostenschätzungen sind in [17] aufgeführt und in [16] referenziert und können aufgrund von

1 Selbst die kleinste prognostizierte Speicherkapazität von 8 TWh bedeutet das unglaubliche 160.000-fache des BESS Jardelund.

2 Die Autoren von [11] werden den Befürwortern der Energiewende zugeordnet. Bemerkenswert ist, dass sie die in [12] gemachten Aussagen ausdrücklich verneinen. Die geringeren Zahlen ergeben sich daraus, dass eine Einspeisebeschränkung der erneuerbaren Energien zwar auch berücksichtigt wurde, aber nicht in [12]. In diesem Fall hinkt der Vergleich.

Skaleneffekten auf 750 Euro pro kWh Kapazität im Jahr 2020, auf 300 Euro pro kWh im Jahr 2030 und auf 150 Euro pro kWh im Jahr 2050 projiziert werden. Bei den heutigen Preisen würde die Inbetriebnahme der kleinsten Speicherkapazität (8 TWh) 6 Billionen ( $10^{12}$ ) Euro kosten, und dies exklusive der Betriebskosten. Diese enormen Kosten müssen zusätzlich mit der vergleichsweise kurzen Lebensdauer der BESS von etwa 10 Jahren in Relation gesetzt werden (siehe z. B. [18]). Geht man von einer Austauschrate infolge eines Defektes oder mangelnder Kapazität von 10 % aus, so müssten jährlich 800 GWh Speicherkapazität ersetzt werden, die Kosten von 600 Mrd. ( $10^{11}$ ) Euro pro Jahr verursachen. Dies übersteigt – um eine Relation zu haben – bei weitem den jährlichen aktuellen deutschen Bundeshaushalt.

Derzeit ist die einzige ausgereifte, vollständig kommerzialisierte Energiespeichertechnologie, die hinsichtlich ihrer Leistungsklasse ernsthaft in Betracht gezogen werden kann, die Verwendung von Pumpspeicher-Wasserkraftwerken. Nachteile im Vergleich zu anderen Erzeugungseinheiten sind, dass sie selbst zu Verbrauchern werden, wenn es notwendig ist, ihre oberen Wasserspeicher durch das Hochpumpen von Wasser wieder aufzuladen; im Gegensatz dazu haben sie keine Brennstoffkosten außer der für den Pumpmodus benötigten Leistung. So kommen wirtschaftliche Aspekte in Bezug auf deren variable Kosten ins Spiel.

Vor allem in Deutschland, mit seinem Nord-Süd-Gefälle von Küste und Bergen, gibt es Pumpspeicher-Wasserkraftwerke aufgrund der notwendigen geodätischen Höhe hauptsächlich im Süden, während sich Windparks in der flachen nördlichen Landschaft oder vor der Küste befinden. Durch das Fehlen von bergigen „Hindernissen“ sind die Anströmbedingungen für die Windkraftanlagen im Norden einfach besser.

Darüber hinaus gibt es in Deutschland ein weiteres relevantes Nord-Süd-Gefälle<sup>3</sup> in Bezug auf die hohe Industrialisierung im Süden (und Westen) und den nördlichen Regionen, die im Allgemeinen eher als ländlicher und landwirtschaftlicher charakterisiert werden. So überwiegen im Süden Pumpspeicher-Wasserkraftwerke in der Nähe großer industrieller Verbraucher. Im Norden sind Windparks (insbesondere Offshore-Windparks) tendenziell weiter von den Lastzentren entfernt.

Im Hinblick auf die derzeitige Situation und den Fortschritt des Ausbaus von Energiespeichern bleibt die

einleitende Aussage gültig: Erzeugter Strom muss nach wie vor sofort verbraucht werden.

Aus technischer Sicht wird die Leistungsbilanz aufrechterhalten, wenn die Netzfrequenz in einem sehr engen Bereich um den Sollwert von 50 Hz gehalten wird. Wenn der Verbrauch die Erzeugung übersteigt, wird den rotierenden Generatoren der Kraftwerke Energie entzogen, und folglich sinkt die Netzfrequenz. Das Gegenteil ist der Fall, wenn die Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Steuerungssysteme müssen Zugriff auf steuerbare Stromerzeugungseinheiten oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen haben, um ein Ungleichgewicht in die eine oder andere Richtung gezielt ausgleichen zu können [1].

Die „Waagschale“ des Verbrauchs ist gekennzeichnet durch das tägliche konstante Tageslastprofil für gewöhnliche Arbeits- oder Wochenenttage mit saisonalen und vorhersehbaren langfristigen Schwankungen über Jahrzehnte. Zeitweise finden besondere Ereignisse statt und prägen den Tageslastbedarf anders als der gewöhnliche Tag (z. B. der „Gänsebraten-Spitzenwert“, oder der gegenteilige Effekt während des Kirchenbesuchs zu Weihnachten oder aber das Finale eines Fußballspiels mit deutscher Beteiligung). Diese Ereignisse sind einzigartig, vorhersehbar und daher für die Steuerungssysteme, die für das Anfordern zusätzlicher Erzeugungseinheiten – sofern im System verfügbar – verantwortlich sind, einfach zu handhaben.

Die „Waagschale“ der Stromerzeugung folgt tendenziell dem in **Abbildung 1** dargestellten Tageslastbedarfs der Verbraucher. In den vergangenen Jahrzehnten, vor dem enormen Zuwachs der erneuerbaren Energien (linke Seite von **Abbildung 1**), wurde die Stromversorgung in drei Kategorien unterteilt: 24 h Nacht- und Tagesgrundlast, Lastgang während des Tages sowie Spitzenlast für einen kurzen Tageszeitraum.<sup>4</sup>

Das Stromerzeugungssystem besteht aus einer Reihe von Einheiten, die unterschiedliche Brennstoffe für die Stromerzeugung verwenden, bis hin zu Strombedarf für die Pumpspeicher-Wasserkraftwerke im „Pumpmodus“ zum Aufladen ihres Wasserspeichers. Beim Ausgleich von Erzeugung und Bedarf ist es üblich, die Erzeugungseinheiten in einer bestimmten Reihenfolge zu betreiben, um die Gesamtbetriebskosten zu minimieren. Daher werden die Erzeugungseinheiten mit den niedrigsten Grenzproduktionskosten so lange wie möglich unter Volllast betrieben, um die Grundlast zu decken. Erzeugungseinheiten mit höheren Grenzproduktionskosten werden mit variabler Leistung beziehungsweise in sogenannter Lastfolge betrieben, um den Restbedarf über die Grundlast hinaus zu decken. Die Erzeugungseinheiten mit den höchsten Grenzproduktionskosten werden nur in Tagesspitzen betrieben, wobei Pumpspeicher-Wasserkraftwerke in Niedrigpreis-Grundlastperioden ihre oberen Wasserreservoirs wieder aufgeladen haben. Diese kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Erzeugungseinheiten wird als Merit-Order bezeichnet.

Alle verfügbaren Erzeugungseinheiten werden in aufsteigender Reihenfolge nach ihren berechneten Grenzkosten sortiert. So können die Grenzkosten gegenüber der kumulierten installierten elektrischen

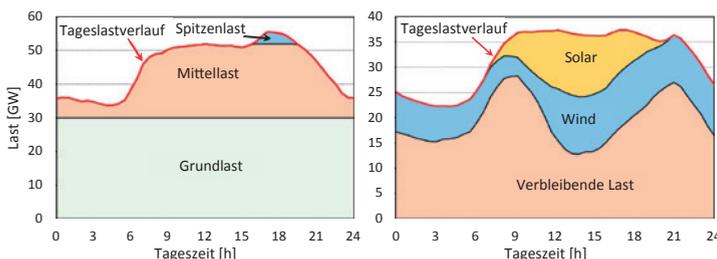


Abb. 1.

Deckung des Tagesbedarfs vor dem vermehrten Aufkommen erneuerbarer Energien (links) und heute mit schwankender Bedarfsdeckung und Bewältigung des Restbedarfs durch den konventionellen Kraftwerkspark [19].

<sup>3</sup> Es gibt in Deutschland viele Nord-Süd-Gefälle, aber das ist nicht das Thema.

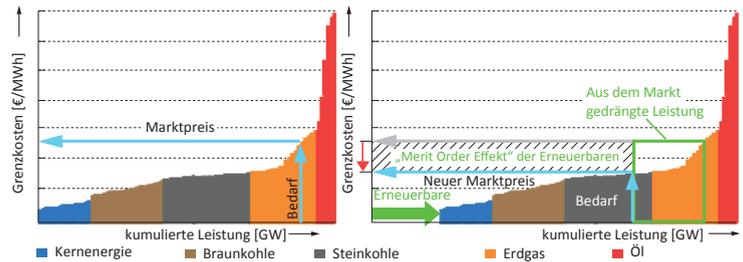
<sup>4</sup> Zum Beispiel bei der frühabendlichen Heimkehr von der Arbeit, aber mit noch laufender und Strom verbrauchender Industrie.

Leistung in einem Diagramm aufgetragen werden, siehe **Abbildung 2**. Der aktuelle Bedarf (Abszisse) gibt die Erzeugungseinheit an, die eingesetzt werden muss. Es wird dann zum Grenzkraftwerk mit den höchsten Stromkosten (Ordinate). Das linke Feld in **Abbildung 2** zeigt die sortierten Erzeugungseinheiten, die die Stromnachfrage mit dem markträumenden Preis des Grenzkraftwerks decken. Die rechts neben der aktuellen Nachfrage sortierten Einheiten werden nicht angefordert, da der Bedarf bereits gedeckt ist und sie keinen Strom für den aktuellen Preis bereitstellen können. Erzeugungseinheiten mit Grenzproduktionskosten, die unter dem markträumenden Preis liegen, profitieren von zusätzlichen Einnahmen, die zu ihren Fixkosten beitragen. Das Grenzkraftwerk hingegen kann nur seine variablen Betriebs- und Wartungskosten decken [20].

Mit dem Einsatz erneuerbarer Technologien wird die Einsatzreihenfolge der Erzeugungseinheiten nicht mehr von wirtschaftlichen Aspekten bestimmt. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland finden sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz [22]. Es regelt zum einen die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz. Zum anderen legt das Gesetz eine garantierte Einspeisevergütung für erneuerbare Energien fest, die sie in einen Sonderstatus erhebt. Immer wenn Wind weht oder die Sonne scheint, können die Betreiber regenerativer Anlagen in das Stromnetz einspeisen, ohne sich darum zu kümmern, ob es benötigt wird. Der Status der erneuerbaren Energien kann in der Merit-Order als "Must-Run" bezeichnet werden.<sup>5</sup>

Die "Must-Run"-Erneuerbaren mit Grenzkosten nahe Null werden zu Beginn der aufsteigenden Reihenfolge einsortiert und verschieben die gesamte konventionelle Flotte von Erzeugungseinheiten nach rechts im Diagramm (rechtes Bild in **Abbildung 2**). Aufgrund des reduzierten Restbedarfs, den die konventionelle Flotte noch decken muss (**Abbildung 1**, rechte Seite), wird die Schwelle für die letzte vom Lastverteiler angeforderte Erzeugungseinheit günstiger sein als im vorherigen Beispiel. Das bisherige Grenzkraftwerk, das ohnehin unter geringer Kapazität leidet, wird aus dem Markt gedrängt, wobei die Erzeugungseinheiten, die durch die Anordnung in aufsteigender Reihenfolge noch weiter rechts im Diagramm stehen, noch seltener angefordert werden. Mit weniger Betriebsstunden der aus dem Markt gedrängten Erzeugungseinheiten steigen die Brennstoffkosten pro MWh, was den Wiedereintritt in den Markt noch schwieriger macht.

Letztlich geht es immer um die Kosten, und schließlich, wenn man mit einem Hauch der Verwunderung darüber nachdenkt, darum, das grüne Gewissen zu beruhigen. Auf den ersten Blick scheint die Natur für diese viel gepriesene Win-Win-Situation zu sorgen: Die Sonne scheint, der Wind peitscht um die Rotorblätter von Windrädern und die Kosten sind gleich Null. Die aktuelle Nachfrage sollte daher diktiert, dass teure Gaskraftwerke durch erneuerbare Energien verdrängt werden, was dann zu einer Senkung der Großhandelsstrompreise führt, was sich wiederum negativ auf die Rentabilität konventioneller Kraftwerke auswirkt [23]. So müssen sich auch die günstigeren



**Abb. 2.** Merit-Order-Prinzip in früheren Zeiten ohne Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien (links) und heute mit Einspeisevorrang (adaptiert von [21]).

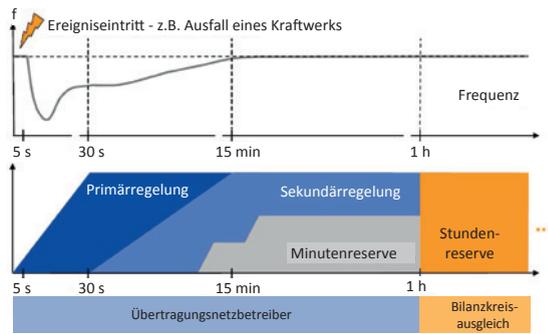
Erzeugungseinheiten auf der linken Seite des Grenzkraftwerks zwar noch mit Gewinn aber mit geringeren zusätzlichen Umsätzen begnügen. Dies wird als Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien bezeichnet. Die Frage der Kostenminimierung scheint erledigt zu sein. Mehr noch, da fossil befeuerte Erzeugungseinheiten aus dem Markt gedrängt werden, ist das gesellschaftliche Bewusstsein für die Umwelt, insbesondere für nachhaltige Konzepte zur Bekämpfung des Klimawandels aber auch Regierungsstrategien zur Reduzierung der Kohlenstoffemissionen, im Aufwind. Die Frage der Beruhigung des grünen Gewissens scheint ebenfalls abgedeckt zu sein. Aber in Wahrheit ist diese Besänftigung des grünen Gewissens leichter hochtrabend dahergeredet als wirklich erreicht.

Das Hauptproblem, das der Win-Win-Überlegung entgegenwirkt, ist, dass erneuerbare Energien eine weitgehend intermittierende Leistung mit begrenzter Vorhersehbarkeit haben, ein Ergebnis, das nicht mit Schwankungen der Stromnachfrage korreliert [19], wenn doch, dann ist es reiner Zufall. Um den Tatsachen ins Auge zu blicken sollte man diese einfache Feststellung betrachten: "Wenn der Wind da ist, ist er da." [24]. Anstatt die Versorgung zu stabilisieren, stören erneuerbare Energien aufgrund ihrer Unzuverlässigkeit die Bemühungen um Aufrechterhaltung der Netzfrequenzstabilität – Prognoseabweichungen schließen den Dispatch, also die Teilnahme an der Kraftwerkeinsatzplanung aus. Die Stromversorgung durch erneuerbare Energien nimmt je nach klimatologischen Bedingungen zu und ab. Je größer die Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien ist, desto größer ist die Verschiebung der Angebotskurve, gepaart mit einem Anstieg der Preisvolatilität [20].

Eine der Kernaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist die Gewährleistung der Netzstabilität. Die ÜNB erfüllen diese Aufgabe durch Systemdienstleistungen, darunter unter anderem die Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz und -frequenz durch die Bereitstellung und Anwendung von drei verschiedenen Arten von Regelleistung im kontinental-europäischen Übertragungsnetz [9].

Die Primärregelleistung stabilisiert die Frequenz nach einer Störung innerhalb von 30 Sekunden unmittelbar auf einem stationären Wert durch gemeinsames Handeln innerhalb des gesamten kontinental-europäischen Synchrongebiets. Sie ist vollständig automatisiert und an die Großkraftwerke delegiert [25]. Die anschließende Sekundärregelleistung wird durch einen gestörten

<sup>5</sup> Der Begriff "Must-Run" ist nicht ganz korrekt. Das Privileg wurde durch eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingeschränkt. Mehr dazu in einem weiteren Kapitel über Fehlhausrichtung der Energiewende.



**Abb. 3.**  
Dynamische Hierarchie von Regelreservertypen im zeitlichen Verlauf [26], [27].

Frequenzbereich ausgelöst und führt die Frequenz innerhalb von 5 Minuten in Richtung ihres Sollpunkts zurück. Die Primärregelleistung bleibt aktiviert, bis sie rampenförmig vollständig durch die Sekundärregelleistung ersetzt wird, so dass die Arbeitsfähigkeit der Primärregelleistung für die nächstmögliche Störung wiederhergestellt wird. Zusätzlich wird die Sekundärregelleistung innerhalb von fünfzehn Minuten rampenförmig durch die Minutenreserve ersetzt und/oder unterstützt [26].

Die dynamische Hierarchie der Regelreservertypen ist in **Abbildung 3** dargestellt. In den letzten Jahren hat die Komplexität der Netzstabilisierungsmaßnahmen mit zunehmendem Ausbau und zunehmender Marktdurchdringung von erneuerbaren Energien, die mit einer geringeren Trägheit verbunden sind, enorm zugenommen.

### Die Rolle der Kernenergie für die Netzstabilität

Kernkraftwerke gehören zu Erzeugungseinheiten mit den niedrigsten Grenzproduktionskosten. Daher werden sie beim Merit-Order-Prinzip nach Möglichkeit unter Volllast betrieben. In der öffentlichen Wahrnehmung werden sie nur für die Deckung der Grundlast betrieben und sind für jede Art von Lastwechsel zu unflexibel. Solche Äußerungen wurden nicht nur von Kernkraftgegnern, sondern auch vom Bundesumweltministerium verbreitet, das feststellte, dass Kernkraftwerke die unflexibelsten Anlagen innerhalb der traditionellen Kraftwerksflotte seien, denn sie seien kaum regelbar und häufiges An- und Abschalten werde schon aus Sicherheitsgründen soweit irgend möglich vermieden [28] (in [29]). Während der Diskussionen in den späten 2000er Jahren über die Verlängerung der Lebensdauer von Kernkraftwerken suggerierten Parolen, dass die Anlagen das Stromnetz verstopfen und den Ausbau erneuerbarer Energien gefährden könnten.

Unter den kuriosen Mythen rund um die Kernenergie, die von Experten mit Verwunderung und Unverständnis aufgenommen wurden, verdienen Vorwürfe der Inflexibilität, aufgrund der einfachen Tatsache, dass das genaue Gegenteil der Fall ist [30], eine eigenständige Betrachtung.

Natürlich haben Kernkraftwerke aufgrund niedriger Grenzproduktionskosten in den Jahrzehnten seit ihrer Inbetriebnahme zuverlässig zur Grundlastnachfrage beigetragen. Infolge der Marktmechanismen bestand nie die wirtschaftliche Notwendigkeit, die Leistung der

Kernkraftwerke zu drosseln, wenn teurere Erzeugungseinheiten weiterhin in Betrieb blieben. Eine hartnäckige Falschbehauptung legt nahe, dass Kernkraftwerke aufgrund ihrer vermeintlichen Unfähigkeit, Laständerungen zu bewältigen, nur in Grundlast liefern – und nicht etwa wegen ihrer kostengünstigen Betriebsweise. Diese Vermutung erwies sich jedoch als scheinbar robust und die Wahrnehmung, dass Kernkraftwerke immer mit voller Leistung arbeiteten – oder nur dazu in der Lage waren – verfestigte sich. Selbst veröffentlichte Leistungsverlaufskurven spiegelten die Vermutung wider, dass Kernkraftwerke “immer” oder besser gesagt “nur” mit voller Leistung betrieben werden können.

Tatsächlich gehören deutsche Kernkraftwerke zu den flexibelsten Erzeugungseinheiten im Portfolio und konnten diese Fähigkeit in der Praxis unter Beweis stellen. In Zeiten hoher Marktdurchdringung erneuerbarer Energien kommt es häufiger vor, dass ein großer Teil des aktuellen Bedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, wobei eines der Kernkraftwerke dann zum Grenzkraftwerk wird und alle fossil befeuerten Anlagen, die sich auf der rechten Seite des Kernkraftwerks im Merit-Order-Diagramm (**Abbildung 1** rechts) befinden, zu diesem Zeitpunkt nicht in Betrieb sind – immer eine Momentaufnahme – und somit aus dem aktuellen Markt gedrängt werden. In diesem Fall müssen sogar die Kernkraftwerke die Stromerzeugung drosseln. Aufgrund des geografischen Ungleichgewichts sind Kernkraftwerke im Norden besonders betroffen, um im Lastfolgebetrieb zu laufen.

Aber die Frage, warum die Kernkraftwerke so flexibel sind, bleibt noch offen. Aufgrund der Ölkrise und ihrer enormen Abhängigkeit von ausländischen Energieressourcen, startete die Bundesregierung unter Bundeskanzler Willy Brandt 1973 das erste deutsche Energieprogramm. Ziel der Initiative war es unter anderem, die Kapazität von Kernkraftwerken bis 1985 auf mindestens 40 GW und vorzugsweise bis zu 50 GW zu erhöhen [31]. In Bezug auf die aufsteigende Reihenfolge der Erzeugungseinheiten im Merit-Order-Diagramm hätte dies zu einem sehr breiten Balken der-Kategorie „Kernkraftwerke“ geführt. Im vorausschauenden Szenario von 1985 hätten Kernkraftwerke ob ihrer Vielzahl Aufgaben übernommen, die über den Grundlastbetrieb hinausgegangen wären, einschließlich Lastfolgebetrieb. Die Auslegung der Kernkraftwerke hinsichtlich Flexibilität musste dafür bereits in der Planungsphase angepasst werden, um flexibel den Anforderungen der vorgesehenen Szenarien mit großen Anteilen an Kernenergie gerecht zu werden. Am Ende wurde die Inbetriebnahme von 50 GW installierter Leistung nicht realisiert, aber die Kernkraftwerke haben bei der ingenieurmäßigen Auslegung (und nicht durch Nachrüstung) dennoch die Fähigkeit erhalten, flexibel betrieben zu werden.

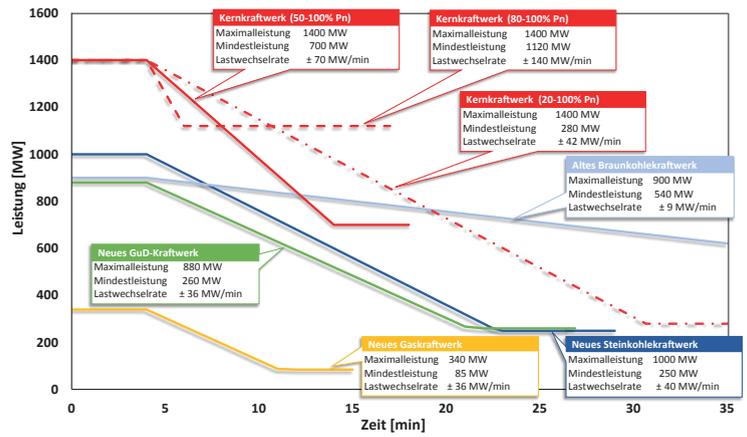
Die Laständerungsrate über die Zeit ist in **Abbildung 4** für verschiedene thermische Erzeugungseinheiten dargestellt. Die Kernkraftwerke haben die größte Laständerungsrate, gepaart mit der größten Stromerzeugung pro Einheit. Lastfolgen bis zu 50 % können in Kernkraftwerken mit einem Gradienten von 5 % der Nennleistung pro Minute, bis zu 80 % (aber nicht darunter) auch bei einem Gradienten von 10 % pro Minute durchgeführt werden; also mit enormen

140 MW/min. Die Betriebshandbücher<sup>6</sup> des Siemens KWU-Druckwasserreaktors, die alle betriebs- und sicherheitstechnischen Hinweise enthalten, weisen auf noch höhere Leistungsbereiche hin. Laständerungen von bis zu 80 % der Nennleistung – also bis zu 20 % – sind zulässig (veröffentlicht z. B. in [32]). Diese starke Lastreduzierung geht zu Lasten der Lastwechselrate. Sie sinkt auf einen Gradienten von 3 % der Nennleistung pro Minute (42 MW/min), die jedoch immer noch mit den fossil befeuerten Kraftwerken konkurrenzfähig ist.

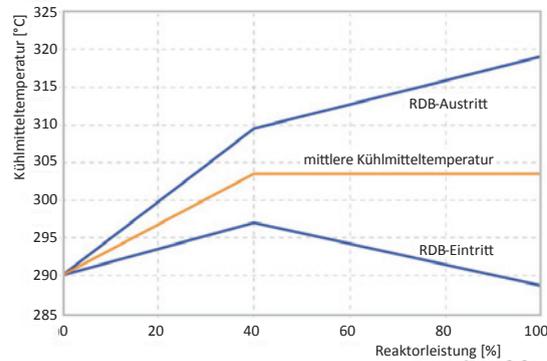
Die schnellsten nicht-nuklearen Kraftwerkseinheiten sind eine kleine Anzahl neuer fossil befeuerter Kraftwerke, die unter Berücksichtigung der gestiegenen Anforderungen an die Flexibilität konzipiert wurden. Mit sich verändernden Märkten und der schwankenden, aber priorisierten Einspeisung erneuerbarer Energien wurden Anstrengungen unternommen, um die Auslegung von Kohlekraftwerken dahingehend zu verbessern, um die gestiegenen Anforderungen des Lastfolgebetriebs besser zu erfüllen. Es wurden Erweiterungen implementiert, um die zulässige Mindestleistung weiter zu senken, aber nicht ausdrücklich, um die Lastwechselrate zu erhöhen [35]. Faktoren, die eine Erhöhung der Lastwechselrate in Kohlekraftwerken begrenzen, sind die Verbrennungsleistung, der Massenstrom fossiler Brennstoffe durch die Kohlemühle und insbesondere die thermische Belastung dickwandiger Bauteile. Auch Druck- und Dampftemperaturschwankungen aufgrund sinkender Regelgenauigkeit spielen als limitierende Faktoren eine Rolle [36]. Die leistungsstärksten Anlagen erreichen eine Lastwechselrate von rund 40 MW/min.<sup>7</sup>

Die Laständerung in Kernkraftwerken ist nicht durch einen Brennstoffmassenstrom beschränkt. Aufgrund der hohen Energiedichte eines Kernreaktors führt ein sanftes Hineinfahren oder Ziehen von Steuerstäben zu einem starken Lastwechsel. Die thermische Beanspruchung von Bauteilen als limitierende Faktoren für die Laständerungsrate ist bei Kernkraftwerken in der Tat nicht so signifikant. In Bezug auf den Sekundärkreislauf überhitzen wassermoderierte Kernkraftwerke keinen Dampf, um einen hohen Wirkungsgrad zu erzielen, so wie es die fossil befeuerten Anlagen tun.<sup>8</sup> Die Dampferzeugung in wassermoderierten Kernkraftwerken ist beschränkt durch die Taulinie im Nassdampfgebiet, also lediglich gesättigter Dampf verlässt den Dampferzeuger. Die Temperaturunterschiede sind daher nicht so hoch wie in Kraftwerken mit der Fähigkeit, Dampf zu überhitzen.

Ein Auslegungsmerkmal von Siemens KWU-Druckwasserreaktoren (DWR) ist die konstante durchschnittliche Kühlmitteltemperatur über einen weiten Teillastbereich der Reaktorleistung, was zu minimalen Änderungen des Druckhalterfüllstands führt. **Abbildung 5** zeigt schematisch das Teillastdiagramm eines Siemens KWU-Druckwasserreaktors. Es zeigt die Kühlmitteltemperatur am Ein-/Austritt des Reaktor-druckbehälters sowie die mittlere Kühlttemperatur in Abhängigkeit von der Leistung des Reaktors [37], [38]. Insbesondere im oberen Leistungsbereich, der unter besonderem Fokus für den Lastfolgebetrieb steht, bleibt



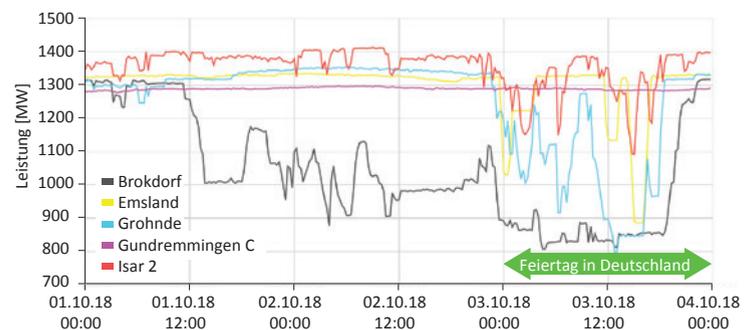
**Abb. 4.** Vergleich der Laständerungsraten konventioneller Erzeugungseinheiten (adaptiert von [33] mit Daten aus [32] und [34]).



**Abb. 5.** Teillastdiagramm eines deutschen DWR (vereinfacht) [38].

die mittlere Kühlmitteltemperatur mehr als die Hälfte des gesamten Leistungsbereichs konstant.

Dies ermöglicht schnelle, subtile Lastwechsel bei präzisiertem Regelverhalten und minimaler thermischer Beanspruchung und Ermüdung der Primärkreis-komponenten [29], [30]. Im Hinblick auf die Sicherheit werden alle physikalischen Reaktorparameter wie Neutronenfluss, Leistungsdichte und Leistungsverteilung durch die Reaktorbegrenzungssysteme und das Reaktorschutzsystem ständig doppelt überwacht.



**Abb. 6.** Reales Beispiel einer Leistungsregelung in der Praxis in der ersten Oktoberwoche 2018 (adaptiert von [27])

<sup>6</sup> Nicht öffentlich zugänglich.

<sup>7</sup> Man muss bedenken, dass die Kohlekraftwerke oft mit mehreren Blöcken an einem Standort gebaut werden.

<sup>8</sup> Einige Kohlekraftwerke arbeiten auch mit (thermodynamisch) überkritischem Wasser.



um die Borkonzentration zu verringern, während Steuerstabbänke teilweise eingefahren werden. Die Erhöhung oder Verdünnung der Borkonzentration ist recht langsam, und diese Betriebsart verlangsamt die mögliche Laständerungsrate der Kernkraftwerke. Änderungen der Borkonzentration werden in der Regel nicht durchgeführt, wenn das Kernkraftwerk vom ÜNB kurzfristig für den Lastfolgebetrieb angefordert wird.

### Entwicklung und Verlauf der Energiewende und ihre Fehlausrichtung

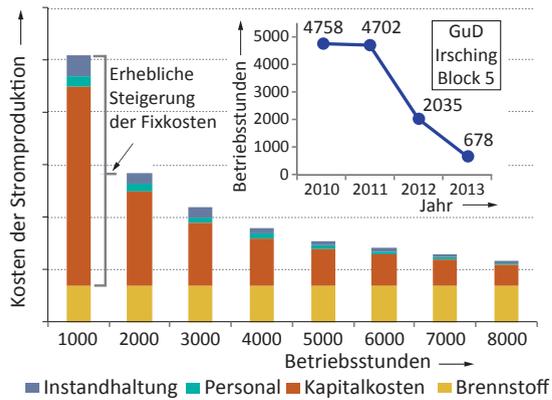
Die deutsche Energiewende mit öffentlichen Anreizen für mehr Investitionen in erneuerbaren Energien führt zu einem stetig wachsenden Anteil dieser am deutschen Strommix. Doch gerade bei der installierten Leistung von Windkraftanlagen an Land und zu Wasser ist zu beobachten, dass zwischen den Standorten der weit verbreiteten Anlagen mit vergleichsweise kleiner Leistung in Norddeutschland und den Verbrauchszentren im Süden nach wie vor ein deutliches geografisches Ungleichgewicht besteht. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet auch der Atomausstieg in Deutschland voran, so dass bis Ende 2022 große konventionelle Erzeugungseinheiten mit hoher Lastwechselfähigkeit aus dem Markt ausscheiden werden.

Auch bei anderen konventionellen Erzeugungstechnologien ist ein stetiger Rückgang der verfügbaren Kraftwerksblöcke zu beobachten, da die Marktwirtschaft nach den Merit-Order-Regeln den Betrieb unwirtschaftlich macht. In diesem Fall werden die Kosten der Stromerzeugung möglicherweise nicht gedeckt, was zu einem wirtschaftlichen Teufelskreis führt, bevor eine neue Anforderung vom Lastverteiler kommt. Da die Grenzkosten der Produktion pro MWh mit reduzierter Betriebszeit steigen werden, siehe **Abbildung 8**, wird das betroffene Kraftwerk weiter rechts in der aufsteigenden Leistungsreihenfolge eingestuft, siehe **Abbildung 2**. Im Fall der hocheffizienten, aber teuren Gas- und Dampfturbine (GuD) Irsching Block 5, die 2010 in Betrieb genommen wurde, sind ihre Betriebsstunden enorm gesunken, was den Betreiber dazu veranlasste, eine Abschaltung wegen Unwirtschaftlichkeit zu beantragen. Umgekehrt ist ein Kapazitätsrückgang aufgrund von Vorgaben in den kürzlich erlassenen deutschen Verordnungen für den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis Ende 2038 zu beobachten [41].

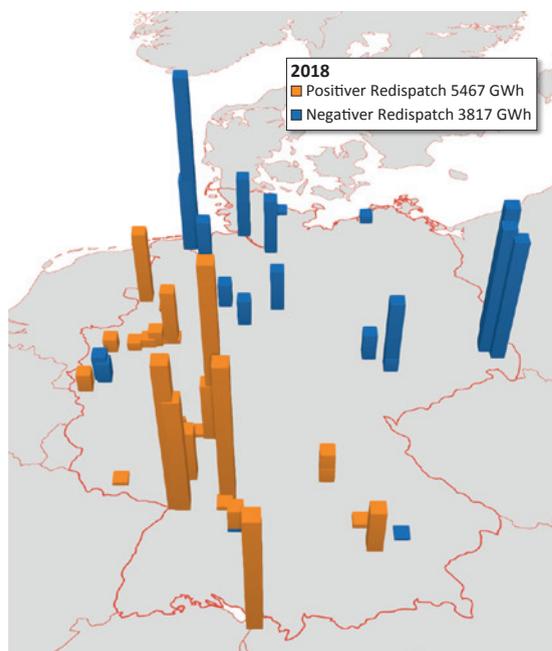
Der Import von elektrischer Energie aus den Nachbarländern in Skandinavien bei gleichzeitigem Export von elektrischer Energie in die Nachbarländer im Süden stellt eine Belastung für das Übertragungsnetz dar. Dieses Nord-Süd-Gefälle im internationalen Stromtransports überlagert zusätzlich die Anforderung, national erzeugten Strom aus Windparks in Norddeutschland zu den Lastzentren in Süddeutschland zu transportieren [43].

Um eine Überlastung des Übertragungsnetzes zu vermeiden, werden von den ÜNB zwei Hauptmaßnahmen ergriffen: Redispatch und Einspeisemanagementmaßnahmen. Beide gehören ebenfalls zu den Systemdienstleistungen und haben in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen.

Redispatch bedeutet die lokale Reduzierung oder Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken



**Abb. 8.** Grenzkosten der spezifischen Stromerzeugung im Vergleich zu den Betriebsstunden [21]. Betriebszeiten GuD-Anlage Irsching Block 5 (Inbetriebnahme 2010) [42].



**Abb. 9.** Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2018. Negativer Redispatch durch Reduzierung der Stromerzeugung (blau), positiver Redispatch durch Erhöhung der Stromerzeugung (beide kumuliert) (eigene Abbildung mit Daten aus [44]).

aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz, um das Netz zu entlasten und zu stabilisieren. Negatives Redispatch wird angewendet, um die Einspeisekapazität konventioneller Kraftwerke in Norddeutschland bei übermäßiger Stromerzeugung von erneuerbaren Energien in geografischer Nähe zu reduzieren. In Starkwindphasen werden aber auch Windparks von den ÜNB angewiesen, die Leistung zu reduzieren und Teil der negativen Redispatch-Maßnahme zu werden. Mit dem Einsatz immer zahlreicherer Windparks werden die Windparkbetreiber oft verpflichtet, ebenfalls ihre Stromeinspeisung zu drosseln. Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz [22] hat der Betreiber in diesem Fall Anspruch auf Entschädigung für die entgangene Stromeinspeisung mit garantierter Vergütung.

Positives Redispatch erfolgt meist in Süddeutschland durch Anfahren von konventionellen Blöcken bei zu hohen Übertragungsraten an südliche Nachbarn

Reduzierung der Stromerzeugung Top Ranking in 2018	Negative Redispatch-Energie	Volllaststunde/tag-Equivalent
1. Wilhelmshaven (Engie)	866 GWh	1185 h / 49,4 d
2. Jämschwalde	658 GWh	219 h / 9,1 d
3. Schwarze Pumpe	635 GWh	397 h / 16,5 d
4. Boxberg	606 GWh	236 h / 9,8 d
5. Wilhelmshaven (Uniper)	377 GWh	498 h / 20,8 d
.. ..	..	..
8. Moorburg	166 GWh	166 h / 6,9 d

**Tab. 1.**  
Top-Ranking der Anlagen für negative Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2018.

Erhöhung der Stromerzeugung Top Ranking in 2018	Positive Redispatch-Energie	Als systemrelevant klassifiziert
1. Staudinger Block 5	517 GWh	Nein, Stilllegung in 2025 [46]
2. Karlsruhe (RDK Block 8)	448 GWh	Nein, aber Block 4S [47], [48]
3. Heilbronn (Block 7)	413 GWh	Block 5, 6 (2018,2020) [49], [50]
4. Vorarlberger Illwerke (Österreich) (Wasserkraft)	365 GWh	-
5. Karlsruhe (RDK Block 7)	347 GWh	Nein, aber Block 4S [47], [48]
.. ..	..	..
7. Staudinger Block 4	173 GWh	2018 [51]
.. ..	..	..
9. Mannheim (GKM)	157 GWh	Block 7 (2020) [52]

**Tab. 2.**  
Top-Ranking der Anlagen für positive Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2018.

oder bei einem unvorhergesehenen Ausfall eines Kraftwerks.<sup>11</sup>

Über Redispatch bereitgestellte oder reduzierte Energie wird in GWh gezählt. **Abbildung 9** zeigt die kumulativ erzeugte Redispatch-Energie im Jahr 2018 und die am stärksten betroffenen Erzeugungseinheiten. Das Top-Ranking der Kraftwerke zeigt deutlich, dass sich die „preisgekrönten“ Blöcke für negativen Redispatch (**Tabelle 1**) in Norddeutschland und die „preisgekrönten“ Einheiten für positiven Redispatch (**Tabelle 2**) in Süddeutschland befinden. So durfte das Steinkohlekraftwerk Wilhelmshaven (betrieben von Engie) im Jahr 2018 aufgrund von Redispatch-Maßnahmen 866 GWh Energie (Daten aus [44]) nicht einspeisen. In Bezug auf die Leistung hat diese Anlage 1185 h (fast 50 Tage) Stromerzeugung nicht realisiert, also „verloren“ (Volllaststundenäquivalent in **Tabelle 1**). In Anbetracht der Betriebsstunden und der Sensibilität für die Kostenverteilung in **Abbildung 8** scheint es nur eine Frage der Zeit zu sein, bis die Anlage aus betrieblichen Gründen abgeschaltet wird. Das betroffene Kraftwerk erhält eine Entschädigung für nicht erzeugte Energie und für seine Teilnahme an dem in [45] geregelten Redispatch-Service.

**Tabelle 2** für positiven Redispatch wird vom süddeutschen Steinkohlekraftwerk Staudinger Block 5 angeführt, das in der Regel eher auf der rechten Seite

des aufsteigenden Merit-Order-Diagramms zu finden ist. Es wurde für 517 GWh zusätzliche Energie angefordert. Im Zuge des deutschen Ausstiegs aus der Kohleverstromung hat der Betreiber jedoch bereits angekündigt, Block 5 im Jahr 2025 [46] wegen geringer Kapazitäten im regulären Markt stillzulegen.

Zum Top-Ranking gehört auch Staudinger Block 4, ein Gaskraftwerk, das bereits vom Markt genommen und von der Bundesnetzagentur (BNA) als Netzreservekraftwerk unter Vertrag genommen wurde. Andere betroffene Standorte im Top-Ranking enthalten Blöcke, die vom Betreiber bereits zur Stilllegung vorgesehen waren, aber von der BNA, die die Mehrheit der Blöcke südlich des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld<sup>12</sup> als systemrelevant für die Netzstabilität eingestuft hat, zum Weiterbetrieb verpflichtet wurden. Weitere Informationen enthält **Tabelle 2**.

Zuletzt haben die Kraftwerke Moorburg (in **Tabelle 1** als #8 eingestuft) und Mannheim (in **Tabelle 2** als #9 eingestuft) in den nationalen Medien Aufmerksamkeit erregt und wurden in den öffentlichen Diskurs aufgenommen [N1], [N2], [N3], [N4]. Das Kraftwerk Moorburg liegt in Hamburg und gehört zu den jüngsten und damit effizientesten Steinkohlekraftwerken. Leider wurde es auf der „falschen Seite“ Deutschlands gebaut. Obwohl in [41] vorgesehen war, die Anlage bis Ende 2038 zu betreiben – dem gesetzlich vorgeschriebenen letzten Betriebsjahr von Kohlekraftwerken – kam Moorburg zu dem Entschluss [N1], sich für die erste Ausschreibung der BNA im Jahr 2020 zu bewerben, um gegen finanzielle Entschädigung aus der Kohleverstromung auszusteigen. Erst kürzlich hatten beide Moorburger Blöcke den Zuschlag erhalten, bereits 2021 die Stromerzeugung aus Steinkohle zu beenden [53], [54]. Umgekehrt liegt das Kraftwerk Mannheim im Süden und Block 7 hat die Stilllegung beantragt. Dies wird jedoch nicht möglich sein, da es kürzlich von der BNA bis mindestens 2025 als systemrelevant eingestuft wurde [52]. Die Informationen wurden von [N3] und [N4] der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Stehen gesicherte und marktbasierende Kraftwerkskapazitäten nicht in ausreichender Menge zur Verfügung, um Redispatch-Maßnahmen durchzuführen, beschafft der ÜNB die benötigten Kapazitäten aus bestehenden, inaktiven Kraftwerken, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems zu gewährleisten (z. B. Staudinger Block 4).

Netzreservekraftwerke werden nicht wegen unzureichender Erzeugungskapazitäten benötigt, sondern wegen exzessiver Stromübertragung und der daraus resultierenden Überlastung des Übertragungsnetzes. In der Regel werden diese Netzreservekraftwerke nur außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Netzstabilität eingesetzt und somit ausschließlich für Redispatch eingesetzt [43].

Die BNA veröffentlicht regelmäßig Berichte über den zukünftigen Reservekraftwerksbedarf für den kommenden Winter, zusätzlich zu denen für die nächsten Jahre (z. B. [43]). Die Zahlen der jüngsten

<sup>11</sup> Ein Pumpspeicher-Wasserkraftwerk in der Pumpmodus-Betriebsart kann auch angewiesen werden, den Stromverbrauch zu stoppen, um die Stromsenke nicht weiter auszureizen.

<sup>12</sup> Die so genannte Mainlinie des Flusses Main stammt von der historischen und politischen Grenze der beiden Großmächte Österreich und Preußen im 19. Jahrhundert. Heute wird sie unter anderem von der BNA verwendet, um die Zugehörigkeit von Stromerzeugungsanlagen zum nördlichen oder südlichen Teil Deutschlands einzuteilen.

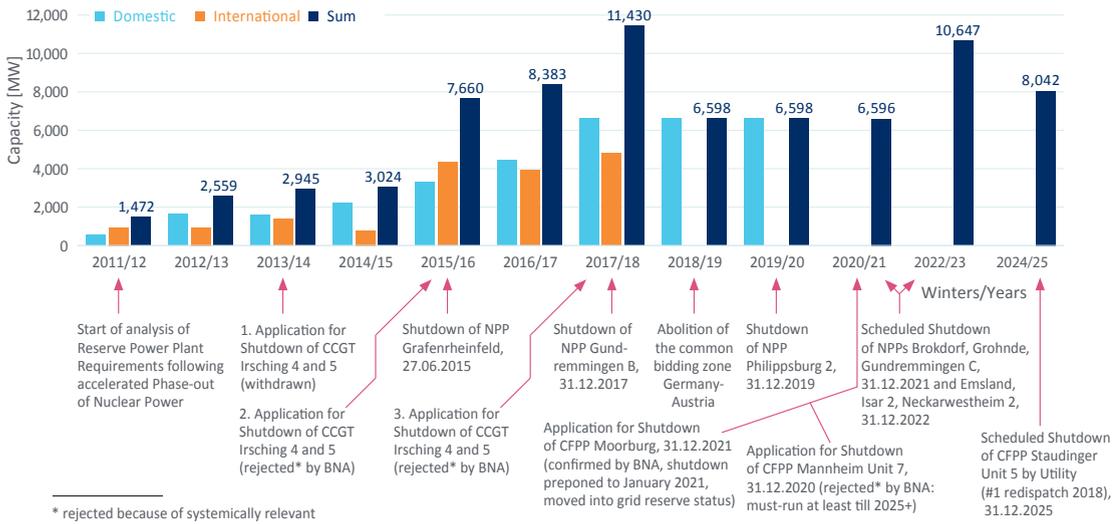


Abb. 10. Gesamtleistung nationaler und internationaler Netzreservekraftwerke und ermittelter Bedarf für die Winter/Jahre (in MW) (adaptiert von [55]).

Meldungen bis zum Winter 2024/25 wurden von [55] aufgegriffen und grafisch dargestellt, wie in **Abbildung 10** zu sehen ist. Einige markante Daten und Termine sind dort eingetragen, die wie Störgrößen für den Kapazitätsplaner wirken. Basierend auf den von der BNA veröffentlichten Berichten können auch Neubauprojekte ausgeschrieben werden. Im Fall von Irsching [N5] erreicht die Energiewende absurde Extreme. Es wurde sogar von [N6] als "Irrsinn" beschrieben. Nach einer Ausschreibung der deutschen ÜNB für eine neue Netzstabilitätsreserve wurde am Standort Irsching ein neues Gaskraftwerk vergeben – es wird als Block 6 bezeichnet [56]. Kurioserweise beantragte der Betreiber mehrfach die Abschaltung von Block 4 und dem hocheffizienten Block 5, siehe **Abbildung 10**. Schon bei der behördlichen Genehmigung von Emissionen für Block 6 wurde auf den Antrag zur Stilllegung der Blöcke 4 und 5 angespielt [57]. Die Blöcke Irsching 4 und 5 werden von der BNA ebenfalls als Netzreservekraftwerke unter Vertrag genommen.

Schließlich wird die Bereitstellung und Anforderung von Netzreservekraftwerkskapazitäten sowie der Lastabwurf dem Aufgabenbereich der ÜNB zugeordnet [9]. Weitere Informationen sind in den Jahresberichten der BNA [58], [59], [60], [61] zu finden. Der Redispatch von Kraftwerken und Netzreservekraftwerken sowie die Maßnahmen des Einspeisemanagements zur Beschränkung der erneuerbaren Energien spielen nicht nur eine Rolle von zunehmender Bedeutung für die Netzstabilität, sondern haben in den letzten Jahren auch einen steigenden Anteil am Strompreis beansprucht, siehe **Abbildung 11**. Die steigenden Kosten der Systemdienstleistungen werden durch eine Abgabe auf den Stromverbrauch des Endverbrauchers bezahlt – die Erneuerbare-Energien-Umlage.

Aufgrund des Merit-Order-Effekts der erneuerbaren Energien sind die Großhandelsstrompreise unter die Grenzkosten selbst hocheffizienter (aber teurer) GuD-Anlagen gefallen. Obwohl ein billigeres Portfolio von Erzeugungseinheiten den Markt abdeckt, wie ursprünglich vom Erneuerbare-Energien-Gesetz vorgesehen, ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen oft nicht die billigste in Bezug auf die Gesamtkosten (aber nicht

auf die Grenzkosten). In Märkten mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien führt dies zu einer Divergenz zwischen den tatsächlichen Kosten des Systems und der Entwicklung des Strompreises auf den Großhandelsmärkten. Längerfristig werden Investoren zögern, die Strommärkte ohne ausreichende Renditegarantien zu rekaptalisieren oder in sie zu reinvestieren [20]. Anreize für Investoren bietet in Deutschland ein öffentliches Subventionsprogramm mit einer garantierten Vergütung, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern. Diese Kosten werden auch als weiterer Teil der Erneuerbare-Energien-Umlage getragen. Trotz niedriger Großhandelspreise führen die Kosten der Erneuerbare-Energien-Umlage dazu, dass der Endverbraucher europaweit die teuersten Endkundenpreise zahlt. Aufgrund der in den letzten Jahren explodierenden Kosten der Umlage hat die Bundesregierung beschlossen, die Abgabe für Verbraucher in den Jahren 2021 und 2022 zu begrenzen, indem die verbleibenden Kosten mit staatlichen Beihilfen aus Steuermitteln subventioniert werden [63]. Ohne diese Subvention würde die Umlage im Jahr 2021 um rund 40 % steigen [N7].

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird von den Verbrauchern und Steuerzahlern getragen. Aber inwiefern? Eine 100 %ige Durchdringung erneuerbarer Energien kann ohne ein Subventionsprogramm nicht allein erreicht werden, da Investoren erneuerbarer Energien nicht in der Lage wären, eine Risikorendite zu erzielen. Die Strompreise würden zu den Grenzkosten

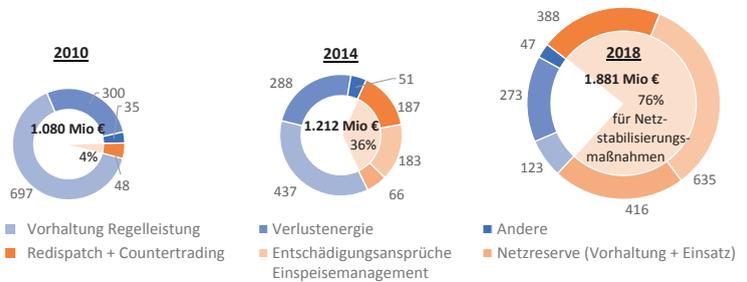


Abb. 11. Kostenverteilung von Systemdienstleistungen in Mio. Euro mit steigendem Anteil netzstabilisierender Maßnahmen in % (Summe orange gefärbter Segmente) (Daten aus [9], [58], [62]).

der erneuerbaren Energien gleich Null liegen, und die erneuerbaren Energien könnten ihrem eigenen Erfolg zum Opfer fallen, wie von [20] dargelegt wird.

Konventionelle Stromerzeugungseinheiten sind nach wie vor erforderlich, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten, leiden jedoch unter geringer Auslastung oder haben eine Stilllegung beantragt. Investoren würden davon abgehalten, den Betrieb dieser Anlagen fortzusetzen oder sogar wegen Ausschreibungen für neue Reservekraftwerkskapazitäten in den Markt einzutreten. Damit wurden langfristig als notwendig erachtete Investitionen in konventionelle Erzeugungskapazitäten gestrichen. Am Ende könnten potenzielle Investoren sogar öffentliche Unterstützung für den Aufbau konventioneller Erzeugungskapazitäten fordern. Aber die Subventionierung erneuerbarer Energien und konventioneller Kapazitäten würde der Idee eines liberalen Marktes nach [23] widersprechen.

Ein weiteres Phänomen ist in der öffentlichen Wahrnehmung im Hinblick auf die Energiewende aufgetaucht: negative Strompreise [N8], [N9]. Umgangssprachlich in Deutschland als „Ökostromschwemme“ oder „Ökostromparadox“ bezeichnet, impliziert der Begriff, dass erneuerbare Energien dafür verantwortlich sind. In Abbildung 4 ist zu erkennen, dass konventionelle Erzeugungseinheiten eine zulässige Mindestgrenze für den Teillastbetrieb aufweisen. In Situationen, in denen die Mindestgrenze größer ist als der Restbedarf im Netz – dies kann für einige Stunden sein – können Ausnahmen von den marktbasierteren Regeln erforderlich sein, um Abschaltungen von Erzeugungseinheiten zu vermeiden, die möglicherweise nicht verfügbar sind, wenn die Nachfrage kurz darauf steigt [19]. Das Stromüberangebot bei gleichzeitig notwendigem Verbrauch führt zu negativen Preisen auf dem Großhandelsmarkt. Das Konzept der garantierten Einspeisevergütung für erneuerbare Energien scheint in dieser unerwünschten Situation von Überangebot und negativer Strompreisgestaltung fehl am Platz zu sein. Mit einer Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde 2017 die 6-Stunden-Regel ergänzt. Sie stellt fest, dass die garantierte Einspeisevergütung für erneuerbare Energien (mit einer bestimmten im Gesetz festgelegten Leistungsklasse) ausgesetzt wird, wenn der Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel sechs Stunden oder länger negativ ist. Geschieht dies, erhalten die erneuerbaren Erzeugungseinheiten rückwirkend ab der ersten Stunde keine Vergütung bei negativen Strompreisen. Anreize zum Weiterbetrieb erneuerbarer Erzeugungseinheiten werden nicht nur gestrichen, sondern Betreiber drosseln zur Erleichterung der Situation an der Strombörse auch die Einspeisung erneuerbarer Energien. Auf diese Weise passt der Gesetzgeber eine der Fehlansrichtungen der Energiewende an.

### Fazit

Abweichend von der üblichen einleitenden Titelzeile als Namensgeber der Veröffentlichung beginnt der Artikel mit der Frage, was mit der Netzstabilität passieren wird. Um besser zu verstehen, warum sich die Frage stellt, wurde etwas weiter ausgeholt und zunächst grundlegende Mechanismen für ein stabiles Stromnetz erläutert. Zudem wurden Unterschiede für einen Stromsektor veranschaulicht, der unter den „ungestörten“ oder „gestörten“ Bedingungen einer wettbewerbsfähigen

Marktwirtschaft operiert. Der Einstieg und massive Ausbau von Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, deren Erfolg vor allem auf einem öffentlichen Subventionsprogramm beruht, untergräbt marktwirtschaftliche Prinzipien. Die garantierte Einspeisevergütung hebt erneuerbare Energien auf eine bestimmte priorisierte Position und verdrängt konventionelle Erzeugungseinheiten aus dem Markt.

Der weitere Ausbau hochvolatiler erneuerbarer Energiequellen sowie die weitere Verdrängung konventioneller Erzeugungseinheiten aus dem Markt machen das Stromnetz zunehmend empfindlicher gegenüber wetterbedingten Schwankungen. Ungewöhnliche Wetterphänomene wie die Dunkelflaute stellen die Versorgungssicherheit und -stabilität des Stromnetzes vor große Herausforderungen. Die weitgehend intermittierende Leistung von Solar- und Windparks korreliert nicht mit Schwankungen des Strombedarfs. Das Überangebot an erneuerbaren Energien soll in Zeiten mit niedrigem Strombedarf gepuffert werden, und die gespeicherte Kapazität soll in Zeiten mit hohem Strombedarf, in denen weniger erneuerbare Quellen verfügbar sind, wieder ins Netz eingespeist werden. Allerdings sind große Batterie-Energiespeichersysteme, die bereits vielversprechend angekündigt wurden, aufgrund ihrer geringen Kapazität und Reife sowie wegen ihrer exorbitant hohen Kosten für den Einsatz immer noch nicht in Sicht. Das Präfix „Mega“ mag im deutschen Sprachgebrauch etwas sehr Großes bedeuten, hinsichtlich Batterie-Energiespeichersysteme sind noch größere Präfixe in Bezug auf deren Kapazität erforderlich.

Solange wirtschaftliche Energiespeicher nicht etabliert sind, müssen selbst Befürworter der aktuellen Ausrichtung der deutschen Energiewende zugeben, dass noch lange zuverlässige konventionelle Kraftwerke benötigt werden.

Neue Randbedingungen im Strommarkt stellen jedoch eine Herausforderung für die gesamte Flotte im konventionellen Erzeugungsportfolio dar. Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien lässt sie unter geringer Auslastung leiden, und die Anreize für eine Fortführung des Betriebs oder sogar für Investitionen in neue Erzeugungseinheiten sind alles andere als gegeben. All dies passiert in einer Zeit, in der neue Kapazitäten für die Netzstabilität besonders benötigt werden.

Die Bedeutung von Kernkraftwerken für die Versorgungssicherheit im Grundlastbetrieb sowie ihre Fähigkeit zum hochflexiblen parallelen Netzbetrieb mit erneuerbaren Energien wurden nachgewiesen. Die Kernkraftwerke scheinen für die Energiewende wie gemacht zu sein, um das zukünftige Ziel einer kohlenstofffreien Stromerzeugung zu erreichen. Das Atomgesetz sieht jedoch ein baldiges Ende der Stromerzeugung durch Kernenergie bis Ende 2022 vor.

Auch die kohlenstoffemissionsintensiven Kohlekraftwerke, die in der Merit-Order zwischen den Kernkraftwerken und den teuren Gaskraftwerken rangieren, sind spätestens Ende 2038 in Deutschland Geschichte. Zumindest ist dies vom Gesetzgeber vorgesehen, wenn sie nicht sogar von den Betreibern aufgrund betrieblicher oder wirtschaftlicher Probleme viel früher stillgelegt werden.

Kurzum, nach dem Kernenergieausstieg und dem zusätzlich geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung

bleiben ungelöste Fragen. Bei welchen Erzeugungseinheiten werden Redispatch-Maßnahmen getroffen, um das Stromnetz zu entlasten, wenn keine Erzeugungseinheiten mehr vorhanden sind? Welche Erzeugungseinheiten sind in der Lage, große Lastwechsel durchzuführen, um den intermittierenden Einspeisungen der Erneuerbaren zu folgen? Welche Anreize können geschaffen werden, um den Betrieb (oder sogar Neubau) unbeliebter, aber noch benötigter konventioneller Kraftwerke fortzusetzen? Welcher Investor lässt sich darauf ein?

In der öffentlichen Wahrnehmung ist die deutsche Energiewende auch recht unpopulär, da die Einsparungen aus dem Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren (bei dem die teuersten Einheiten aus dem Markt gedrängt werden, was zu niedrigeren Großhandelspreisen führt) den Endverbrauchern nicht zu Gute kommen. Die Einsparungen werden durch die Ausgaben für die Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber, im Wesentlichen die netzstabilisierenden Maßnahmen, überkompensiert.

Die Fehlausrichtung der Energiewende wirft diese Fragen auf, die eine angemessene und dringende Lösung erfordern. Ansonsten bleibt die eingangs gestellte Frage erschreckend offen: Quo vadis, Netzstabilität?

**Abkürzungen**

BESS	Batterie-Energiespeichersystem
BNA	Bundesnetzagentur
DWR	Druckwasserreaktor
GKM	Großkraftwerk Mannheim
GuD	Gas und Dampfturbine (Kraftwerk)
KMT	Kühlmitteltemperatur
KWU	Kraftwerk Union AG
RDK	Rheinhafen Dampfkraftwerk Karlsruhe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

**Nomenklatur**

c	Borkonzentration
$\Delta$	Delta, Differenz
$\varphi$	Neutronenfluss
$\Gamma_c$	Borkoeffizient der Reaktivität
$\Gamma_{CR}$	Steuerstabwirksamkeit der Reaktivität
$\Gamma_K$	Kühlmitteltemperaturkoeffizient der Reaktivität
$\Gamma_P$	Leistungskoeffizient der Reaktivität
P	Leistung
Q	Wärmestrom
$\rho_c$	Reaktivitätsbeitrag der Borkonzentration
$\rho_{CR}$	Reaktivitätsbeitrag der Steuerstäbe
$\rho_K$	Reaktivitätsbeitrag der Kühlmitteltemperatur
$\rho_P$	Reaktivitätsbeitrag der Leistung
s	Verfahrenweg (von Steuerstäben)

**Referenzen**

[1] Consentec GmbH: Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, Erläuterungsdokument im Auftrag der deutschen regelzoneverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.consentec.de>, 07. Mai 2020

[2] Abbott, M., Cohen, B.: Issues associated with the possible contribution of battery energy storage in ensuring a stable electricity system, *The Electricity Journal*, Volume 33, Issue 6, 2020, 106771, ISSN 1040-6190, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106771>

[3] Rabiej, M., 2020: Review of energy storage technologies for cooperation with wind farm. Proceedings of Contemporary problems of power engineering and environmental protection 2019. Editors Krzysztof Pikoń and Magdalena Bogacka. Gliwice. Department of Technologies and Installations for Waste Management. Silesian University of Technology, Poland, 113-121. ISBN 978-83-950087-6-4

[4] Killer, M., Farrokhsereh, M., Paterakis, N., 2020: Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region, *Applied Energy*, Volume 260, 2020, 114166, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114166>.

[5] Aguado, J.A., de la Torre, S., Triviño, A.: Battery energy storage systems in transmission network expansion planning, *Electric Power Systems Research*, Volume 145, 2017, Pages 63-72, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.11.012>.

[6] Bielen, D., Burtraw, D., Palmer, K., Steinberg, D., 2017: The future of power markets in a low marginal cost world. Resources for the Future Working Paper 17-26. Available at: <https://www.rff.org/publications/working-papers/the-future-of-power-markets-in-a-low-marginal-cost-world/>

[7] Belmans, R., 2016: Integrating renewables in the grid – One element of the flexibility sources needed in a sustainable electricity system. KU Leuven, Energy Ville, Global Smart Grid Federation. Presentation. Available at [www.cedec.com](http://www.cedec.com)

[8] Scharf, R., 2013: Überschuss und Mangel an Regenerativer Energie – Lösungsansätze. Vortrag im Rahmen der Ringvorlesung Transformation des Energiesystems an der Leibniz Universität Hannover im Sommersemester 2013

[9] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2019, <https://www.bundesnetzagentur.de/>

[10] Beck, H.-P. et al.: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie. Final Report. FA 43/12. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar, Germany. March 8<sup>th</sup>, 2013. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

[11] Zerrahn, A., Schill W.-P., Kemfert, C.: On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. *European Economic Review*, Volume 108, September 2018. Pages 259-279. ISSN 0014-2921. <https://doi.org/10.1016/j.eurocorev.2018.07.004>

[12] Sinn, H.-W.: Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution. *European Economic Review*, Volume 99, June 2017. Pages 130-150. ISSN 0014-2921. <https://doi.org/10.1016/j.eurocorev.2017.05.007>

[13] Peters, B.: Versorgungssicherheit mit Solar- und Windenergie? Die europäische Perspektive. Deutscher Arbeitgeber Verband. Peters Coll. Strategy, Energy, Markets. Presentation held at Wirtschaftsbeirat Bayern, October 2nd, 2018, München, Germany. [https://www.wbu.de/media/seiten/verein/ausschuesse/20181002\\_Wirtschaftsbeirat\\_Peters\\_Praesentation.pdf](https://www.wbu.de/media/seiten/verein/ausschuesse/20181002_Wirtschaftsbeirat_Peters_Praesentation.pdf)

[14] Deutscher Bundestag: Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten. Dokumentation. Wissenschaftliche Dienste. WD 5 – 3000 – 167/18. 2019. <https://www.bundestag.de/resource/blob/627898/b65deea51fdb399e4b64f1182465658d/WD-5-167-18-pdf-data.pdf>

[15] Li, B., Basu, S., Watson, S. J., Russchenberg, H.W.J.: Mesoscale modeling of a "Dunkelflaute" event. *Wind Energy*. 2020; 1– 19. <https://doi.org/10.1002/we.2554>

[16] Deutscher Bundestag: Großbatteriespeicher – Einzelfragen zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie. Sachstand. Wissenschaftliche Dienste. WD 8 – 3000 – 002/19. 2019. <https://www.bundestag.de/resource/blob/627424/74e15e4e6f393a030176b8cb29effc24/WD-8-002-19-pdf-data.pdf>

[17] Brandstät, C., Gabriel, J., Jahn, K., Peters, F.: Innovation Energiespeicher – Chancen der deutschen Industrie. Study Nr. 404. November 2018. Hans Böckler Stiftung. ISBN: 978-3-86593-317-1. [https://www.boeckler.de/pdf/p\\_study\\_hbs\\_404.pdf](https://www.boeckler.de/pdf/p_study_hbs_404.pdf)

[18] Smith, K.; Saxon, A.; Keyser, M.; Lundstrom, B.; Cao, Z.; Roc, A. Life prediction model for grid-connected Li-ion battery energy storage system. In Proceedings of the IEEE 2017 American Control Conference (ACC), Seattle, WA, USA, 24–26 May 2017; pp. 4062–4068. <https://doi.org/10.23919/ACC.2017.7963578>

[19] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA), Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation, Nuclear Energy Series No. NP-T-3.23, IAEA, Vienna (2018).

[20] Blazquez, J., Fuentes-Bracamontes, R., Bollino, C. A., Nezamuddin, N., The renewable energy policy Paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, 2018. Pages 1-5. ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.002>.

[21] VGB Powertech: Electricity generation 2015/2016 – facts and figures. [https://www.vgb.org/en/data\\_powergeneration.html](https://www.vgb.org/en/data_powergeneration.html)

[22] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBI. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBI. I S. 1728) geändert worden ist.

[23] Praktiknjo, A., Erdmann, G.: Renewable electricity and backup capacities: an (un)resolvable problem? *Energy J* 2016, Volume 37, Pages 89-106. <https://doi.org/10.5547/01956574.37.S12.apra>

[24] Wilhelm, O.: Experiences from Cycling Operation of Nuclear Power Plants – The perspective of EnBW, Proceedings of 45th Annual Meeting on Nuclear Technology 2014 (AMNT), Frankfurt, Germany, 2014

[25] Fulli, G. (2016). Electricity security: models and methods for supporting the policy decision making in the European Union. PhD thesis. Politecnico di Torino, April 2016. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3020.5683>.

[26] European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSOE: Supporting document for the network code on load-frequency control and reserves, <https://www.entsoe.eu>, 2013

[27] Panzer, H.: Nuclear power plant load following – a German nuclear utility perspective. Presentation held on NUGENIA meeting with German nuclear R&D stakeholders, [www.nugenia.org](http://www.nugenia.org). 11.12.2018, Hannover, Germany, 2018

[28] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Hindernis Atomkraft: Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien. Berlin (2009) – Kurztudie

[29] Fuchs, M., Timpf, W. (2011): The Load Change Ability of Nuclear Power Plants – Experience and Outlook, VGB Congress Power Plants, presentation slides, 22 Sept. 2011, Bern Switzerland

[30] Timpf, W., Fuchs, M.: Lastwechselfähigkeiten von Kernkraftwerken – Erfahrungen und Ausblick. VGB PowerTech Journal, Issue 5, 2012. Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften, VGB PowerTech Service GmbH, Essen, Germany (Publication of presentation [29])

[31] Deutscher Bundestag: Die Energiepolitik der Bundesregierung, 7. Wahlperiode, Drucksache 7/1057, Unterrichtung durch die Bundesregierung, Bonner Universitätsdruckerei, Verlag Dr. Hans Heger, 3. Oktober 1973

[32] Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S., Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio – Technische und ökonomische Aspekte. Studie. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart. 2009

[33] Weßelmann, C., Tromm, W., Linnemann, T., Koch, M. K. (2010): Kernenergie – Sonderdruck zur Jahresausgabe 2010 – Der Energiemarkt im Fokus, BWK – Das Energie-Fachmagazin. Band 62 Nr. 5., Springer VDI Verlag. 2010

[34] Markewitz, P., Robinus, M. (2017): Technologiebericht 2.1 Zentrale Großkraftwerke. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. 2017

[35] Lüdge, S. (2012): Möglichkeiten und Grenzen der Flexibilisierung. Dresden, 23./24.10.2012: 44. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Tagungsband, S. 237-243.

[36] Ziem, C., Meinke, S., Nocek, J., Weber, H., Hassel, E. (2012): Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen, Kurzbericht zum Forschungsvorhaben VGB PowerTech e.V., Universität Rostock, 14. Mai 2012.

- [37] Ludwig, H., Salnikova, T., Waas, U.: Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW. In: atw. International Journal for Nuclear Power, Volume 55, Issue 8/9, August/September, INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH, ISSN 1431-5254. Berlin, 2010
- [38] Ludwig, H., Salnikova, T., Stockman, A., Waas, U.: Load cycling capabilities of German Nuclear Power Plants. In: atw. International Journal for Nuclear Power, Volume 55, Issue 8/9, August/September, INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH, Berlin, Offprint, 2010
- [39] Oltmanns, S., Ahrens, C.: Load following operation from operator point of view, paper presented at IAEA Technical Meeting on Flexible (Non-baseload) Operation for Load Following and Frequency Control in New Nuclear Power Plants, Erlangen, 2014.
- [40] Müller, Karl: Lastfolgebetrieb und Primärregelung – Erfahrungen mit dem Verhalten des Reaktors. In: Kerntechnische Gesellschaft (KTG) (Hrsg.): Fachtagung Reaktorbetrieb und Kernüberwachung. Dresden, Germany, 2003
- [41] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818)
- [42] Buttler, A., Hentschel, J., Kahlert, S., Angerer, M.: Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor – Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende. Schriftenreihe Energiesystem im Wandel – Teil I. Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München. 15.03.2015
- [43] Bundesnetzagentur, Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 – und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen, April 2020, <https://www.bundesnetzagentur.de/>
- [44] Netztransparenz.de – information platform from the German transmission system operators. Online data collection. <https://www.netztransparenz.de/EN/WG/Redispatch>
- [45] Bundesnetzagentur, Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlösen bzw. Erträgen aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Beschlusskammer 8 (Ruling chamber 8). BK8-18/0007-A. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html)
- [46] Erichsen, L., Uniper to end its hard-coal-fired power production in Germany. Uniper. Press Release, January 30, 2020. <https://www.uniper.energy/news/download/822133/20200130-uniper-pr-uniper-toendishard-coal-firedpowerproduction-en.pdf>
- [47] Bundesnetzagentur, Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks RDK 45 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks am Standort Karlsruhe. Bonn, 06.11.2018 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Transnet\\_RDK45\\_06\\_11\\_2018.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_RDK45_06_11_2018.pdf)
- [48] Bundesnetzagentur, Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks RDK 45 am Standort Karlsruhe. Bonn, 23.04.2020 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Transnet\\_Karlsruhe23\\_04\\_2020.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_Karlsruhe23_04_2020.pdf)
- [49] Bundesnetzagentur, Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 12b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung der Kraftwerksblöcke Heilbronn 5 und Heilbronn 6. Bonn, 06.11.2018 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Transnet\\_Heilbronn\\_06\\_11\\_2018.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_Heilbronn_06_11_2018.pdf)
- [50] Bundesnetzagentur, Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 12b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung der Kraftwerksblöcke Heilbronn 5 und Heilbronn 6. Bonn, 23.4.2020 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Transnet\\_Heilbronn\\_23\\_04\\_2020.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_Heilbronn_23_04_2020.pdf)
- [51] Bundesnetzagentur, Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks Staudinger 4. Bonn, 14.09.2018 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Tennet\\_Staudinger4\\_14\\_09\\_2018.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Tennet_Staudinger4_14_09_2018.pdf)
- [52] Bundesnetzagentur, Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks 7 des Großkraftwerks Mannheim. Bonn, 03.08.2020 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Transnet\\_Mannheim03\\_08\\_2020.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_Mannheim03_08_2020.pdf)
- [53] Wulff, F.: Results of first tendering process to reduce the production of electricity from coal. Bundesnetzagentur. Press Release, December 1, 2020. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/PressReleases/2020/20201201\\_Kohle.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/PressReleases/2020/20201201_Kohle.pdf)
- [54] Fischer, M.: Vattenfall to be compensated in German coal auction for Moorburg power plant. Vattenfall. Press Release, December 1, 2020. <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2020/vattenfall-to-be-compensated-in-german-coal-auction-for-moorburg-power-plant>
- [55] Wendler, N.: Did you know...? Report of Bundesnetzagentur (BNetzA) on Reserve Power Plant Requirements Winter 2020/21 and Years 2024/25. KernD column in: atw. International Journal for Nuclear Power, Volume 65, Issue 6/7, June/July, INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH. Berlin, 2020
- [56] Erichsen, L., Uniper to build new gas power plant in Irching. Uniper. Press Release, January 9, 2019. <https://www.uniper.energy/news/download/631725/20190109-uniper-pr-kraftwerkirching-en-725622.pdf>
- [57] Oberbayerisches Amtsblatt, Amtliche Bekanntmachung der Regierung von Oberbayern, des Bezirks Oberbayern, der Regionalen Planungsverbände und der Zweckverbände in Oberbayern. Nr. 5. Aktenzeichen ROB-55.1-8711.IM\_1-9-6. 6. März 2020. [https://www.regierung.oberbayern.bayern.de/mam/dokumente/service/obabl/2020/05\\_060320.pdf](https://www.regierung.oberbayern.bayern.de/mam/dokumente/service/obabl/2020/05_060320.pdf)
- [58] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2015, <https://www.bundesnetzagentur.de/>
- [59] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2016, <https://www.bundesnetzagentur.de/>
- [60] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2017, <https://www.bundesnetzagentur.de/>
- [61] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2018, <https://www.bundesnetzagentur.de/>
- [62] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2011, <https://www.bundesnetzagentur.de/>
- [63] Bundesregierung: Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. Ergebnisse Koalitionsausschuss 3. Juni 2020. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunktepapier.pdf>

## Zitierte Zeitungsartikel

- [N1] Lauterbach, J., Preuß, O.: Wie soll das gehen ohne das Kraftwerk Moorburg? Welt am Sonntag. Artikel in Wochenzeitung. Axel Springer publishing group. Number 36. 06.09.2020. <https://www.welt.de/regionales/hamburg/article215118872/Energieversorgung-Wie-soll-das-gehen-ohne-das-Kraftwerk-Moorburg.html>
- [N2] Zimmermann, O.: Kraftwerk Moorburg soll stillgelegt werden. Elbe Wochenblatt. Wochenzeitung. Elbe Wochenblatt Verlagsgesellschaft mbH & Co.KG. 08.09.2020. <https://www.elbe-wochenblatt.de/2020/09/08/kraftwerk-moorburg-soll-stillgelegt-werden/>
- [N3] Stuttgarter Zeitung. Red/Is/w/dpa: Großkraftwerk Mannheim. Systemrelevant – Kohlekraftwerk darf Block 7 noch nicht vom Netz nehmen. Tageszeitung. Stuttgarter Zeitung Verlagsgesellschaft mbH. 07.09.2020. <https://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.grosskraftwerk-mannheim-systemrelevant-kohlekraftwerk-darf-block-7-noch-nicht-vom-netz-nehmen.e02dcb17-f186-4c43-a560-88fc7f62c13b.html>
- [N4] Geiger, M.: Block 7 des Mannheimer Großkraftwerks bleibt vorerst am Netz. Mannheimer Morgen. Tageszeitung. Mediengruppe Dr. Haas GmbH. 07.09.2020. [https://www.morgenweb.de/mannheimer-morgen\\_artikel-ogk-block-7-des-mannheimer-grosskraftwerks-bleibt-vorerst-am-netz-\\_arid,1684152.html](https://www.morgenweb.de/mannheimer-morgen_artikel-ogk-block-7-des-mannheimer-grosskraftwerks-bleibt-vorerst-am-netz-_arid,1684152.html)
- [N5] BR24: Bald wieder Strom aus Irching: Neubau am Gaskraftwerk genehmigt. Bayerischer Rundfunk, Anstalt des öffentlichen Rechts, 07.09.2020. <https://www.br.de/nachrichten/wirtschaft/bald-wieder-strom-aus-irching-neubau-am-gaskraftwerk-genehmigt,S9tllBo>
- [N6] Bayerische Staatszeitung. Der Irrsinn in Irching. Tageszeitung. Article. 29.03.2019 <https://www.bayerische-staatszeitung.de/staatszeitung/wirtschaft/detailansicht-wirtschaft/artikel/der-irrsinn-von-irrsching.html>
- [N7] Zeit Online: Förderung von Ökostrom. Ökostrom-Umlage kostet den Bund Milliarden. Wochenzeitung. Zeitverlag Gerd Bucerius GmbH & Co. KG. Article. 15.10.2020. <https://www.zeit.de/wirtschaft/2020-10/foerderung-oekostrom-deckelung-eeg-umlage-kosten-bund-milliarden-zuschuss>
- [N8] Sommerfeldt, N., Zschäpitz, H.: Ökostromschwemme. Der Preis für Strom ist negativ – und Verbraucher zahlen Rekordrechnungen. Welt. Tageszeitung. Article. Axel Springer publishing group. 07.07.2020. <https://www.welt.de/wirtschaft/plus21134619/Negative-Strompreise-Die-Verbraucher-zahlen-trotzdem-so-viel-wie-nie.html>
- [N9] Poppe, M.: Negative Strompreise. Deutschland verschenkt Strom-Millionen an Frankreich – auf Kosten der Verbraucher. Focus Online. Hubert Burda Media. 24.04.2019. [https://www.focus.de/immobilien/energiesparen/regenerative\\_energie/negative-strompreise-deutschland-verschenkt-tausende-euro-ans-ausland-die-rechnung-zahlt-der-verbraucher\\_id\\_8309486.html](https://www.focus.de/immobilien/energiesparen/regenerative_energie/negative-strompreise-deutschland-verschenkt-tausende-euro-ans-ausland-die-rechnung-zahlt-der-verbraucher_id_8309486.html)

## Autoren



**Dr. Kai Kosowski**

PreussenElektra GmbH, Hannover  
Systemtechnik und Sicherheitsanalysen  
[kai.kosowski@preussenelektra.de](mailto:kai.kosowski@preussenelektra.de)

Dr. Kai Kosowski erhielt sein Diplom in Maschinenbau und promovierte auf dem Gebiet der Thermodynamik an der Technischen Universität Braunschweig. Seit 2009 arbeitet er als Ingenieur für nukleare Sicherheit bei der PreussenElektra GmbH. Er verfügt über ein breites Spektrum an Erfahrungen im Bereich der Sicherheitsanalysen mit Schwerpunkt auf Druckwasserreaktoren unter normalen und anomalen Betriebs- und Störfallbedingungen.



**Frank Diercks**

PreussenElektra GmbH, Hannover  
Systemtechnik und Sicherheitsanalysen  
[frank.diercks@preussenelektra.de](mailto:frank.diercks@preussenelektra.de)

Frank Diercks studierte Kerntechnik und erwarb den Diplomabschluss an der Technischen Universität Dresden. Er ist seit 33 Jahren in der Nuklearindustrie tätig. Im Rahmen seines breiten Tätigkeitspektrums war er auch Schichtleiter in einem Kernkraftwerk der PreussenElektra GmbH. Seine derzeitige Position ist als leitender Ingenieur in der Abteilung Systemtechnik und Sicherheitsanalysen definiert.