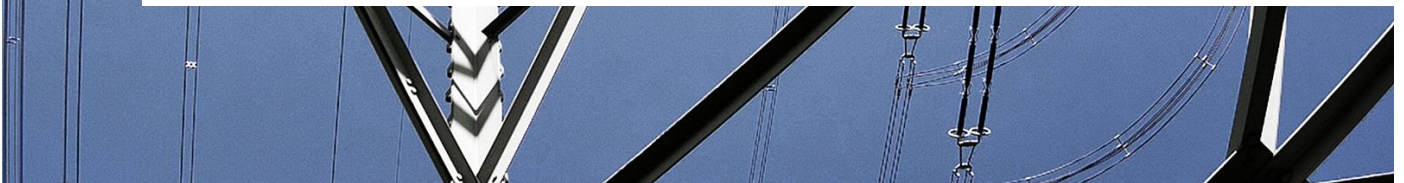




Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch
Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch
Analyse von Redispatch-Potenzialen
Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings



Sammlung verschiedener Berichte und Kurzpapiere aus dem Vorhaben
"Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch" (Projekt 055/17)

im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

enthält Beiträge von:

consentec

 Fraunhofer
ISI

NAVIGANT

Stiftung Umweltenergierecht



Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch

Studie (Bericht zum Arbeitspaket 6 im Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch", Projekt 055/17)

im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Bericht

07. Oktober 2019

Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch

Studie (Bericht zum Arbeitspaket 6 im Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch", Projekt 055/17)

im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Bericht

07. Oktober 2019

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Zusammenfassung

Marktbasierter Redispatch und Redispatchmärkte – zuweilen auch Flexibilitätsmärkte genannt – tauchen in den letzten Jahren verstärkt in der energiewirtschaftlichen Debatte als Konzept auf. Im *Clean Energy Package* der Europäischen Union wird marktbasierter Redispatch als grundsätzlich verpflichtendes Prinzip im Engpassmanagement definiert, von dem nur unter bestimmten Bedingungen abgewichen werden darf. Zu überprüfen, ob solche marktbasierenden Ansätze tatsächlich einen hilfreichen Beitrag zur Verbesserung beim Engpassmanagement leisten können, ist Fragestellung eines vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragten Vorhabens („Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“), das von Consentec zusammen mit Neon, Connect Energy Economics, Fraunhofer ISI, Navigant und Stiftung Umweltenergierecht bearbeitet wird.

Die konzeptionellen Analysen in diesem Vorhaben (vgl. Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2018) sowie Connect Energy Economics (2018)) haben gezeigt, dass stärker marktbasierende Beschaffungskonzepte zwar grundsätzlich den Vorteil mit sich bringen, zusätzliche Potentiale für den Redispatch besser erschließen zu können – die nur begrenzte Erschließung von Redispatchpotentialen ist ein Nachteil des heutigen, regulierten Redispatch. Diesem Vorteil marktbasierter Beschaffungskonzepte stehen aber vor allem zwei Nachteile gegenüber: Das Nebeneinander eines zonalen und eines lokalen Marktes führt zu einem insgesamt inkonsistenten Marktdesign. Der Redispatchmarkt erzeugt Rückkopplungen auf den zonalen Strommarkt. Bei rationalen Akteuren bestehen Anreize für sogenannte „Inc-Dec-Gebotsstrategien“: Akteure berücksichtigen bei ihren Geboten am zonalen Markt die erwarteten lokalen Preise am Redispatchmarkt. Folge sind eine Verstärkung der Engpässe, eine Erhöhung der Redispatch-Mengen, investive Fehlanreize und außerdem Windfall Profits für einige Akteure. Der zweite Nachteil besteht darin, dass sich bei lokal stärker aufgelösten Märkten die Marktkonzentration und damit die Anfälligkeit für die Ausübung von Marktmacht erhöht.

In den Untersuchungen in diesem Arbeitspaket wurde anhand umfassender Modellierungen quantitativ abgeschätzt, wie stark sich die beschriebenen Vor- und Nachteile auswirken könnten, würde ein marktbasierter Redispatch in Deutschland eingeführt. Hierzu wurden Simulationen mit Modellen des europäischen Strommarkts und Übertragungsnetzes durchgeführt. Grundlage war ein Szenario, das eine wahrscheinliche Entwicklung bezüglich Kraftwerkspark, Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Stromverbrauch und Netzausbau für das Jahr 2030 darstellt.

Die Analysen zeigen, dass durch die *zusätzlich verfügbaren Potentiale* bei marktbasierendem Redispatch tatsächlich Redispatchkosten und -mengen eingespart werden könnten. Dieser Effekt ist in seinem Umfang aber begrenzt: Der Redispatchbedarf reduziert sich nur um ca. 3 % und die Redispatchkosten um etwa 5 %, was in den Modellierungen für das hier betrachtete Simulationsjahr 2030 60 Mio. EUR/a entspricht (vgl. die Fälle (a) und (b) in untenstehender Abbildung).

Demgegenüber zeigen die Analysen, dass das *Inc-Dec-Gebotsverhalten* zu erheblichen Verwerfungen führen könnte. Unterstellt man an, dass die Marktakteure Engpässe perfekt antizipieren können, so würde das Redispatchvolumen durch die Einführung eines marktbasierenden Redispatch gegenüber dem heutigen kostenbasierten Redispatch aufgrund der Inc-Dec-Strategien von ca. 44 TWh auf über 300 TWh steigen (vgl. die Fälle (b) und (g) in untenstehender Abbildung). Die Kosten der Netzbetreiber für die Umsetzung dieser Maßnahmen lägen um etwa den Faktor 3 höher als beim kostenbasierten Redispatch (3,5 Mrd. EUR statt 1,1 Mrd. EUR).

In der Realität ist nicht zu erwarten, dass Akteure Engpässe perfekt antizipieren können. Daher haben wir Sensitivitätsanalysen durchgeführt, die abbilden sollen, dass Marktakteure nur bei

Zusammenfassung

gut antizipierbaren Engpässen Inc-Dec-Strategien anwenden. Je besser antizipierbar die Engpässe, desto geringer das Risiko für die Akteure durch die Inc-Dec-Strategie einen Verlust zu erleiden. Folgendes Diagramm zeigt, wie sich Redispatchvolumen und -kosten bei „risikoaversen Inc-Dec-Strategien“¹ (Fälle (d) bis (f)) zu Volumen und Kosten im Fall perfekt antizipierbarer Engpässe (Fall (g)) verhalten.

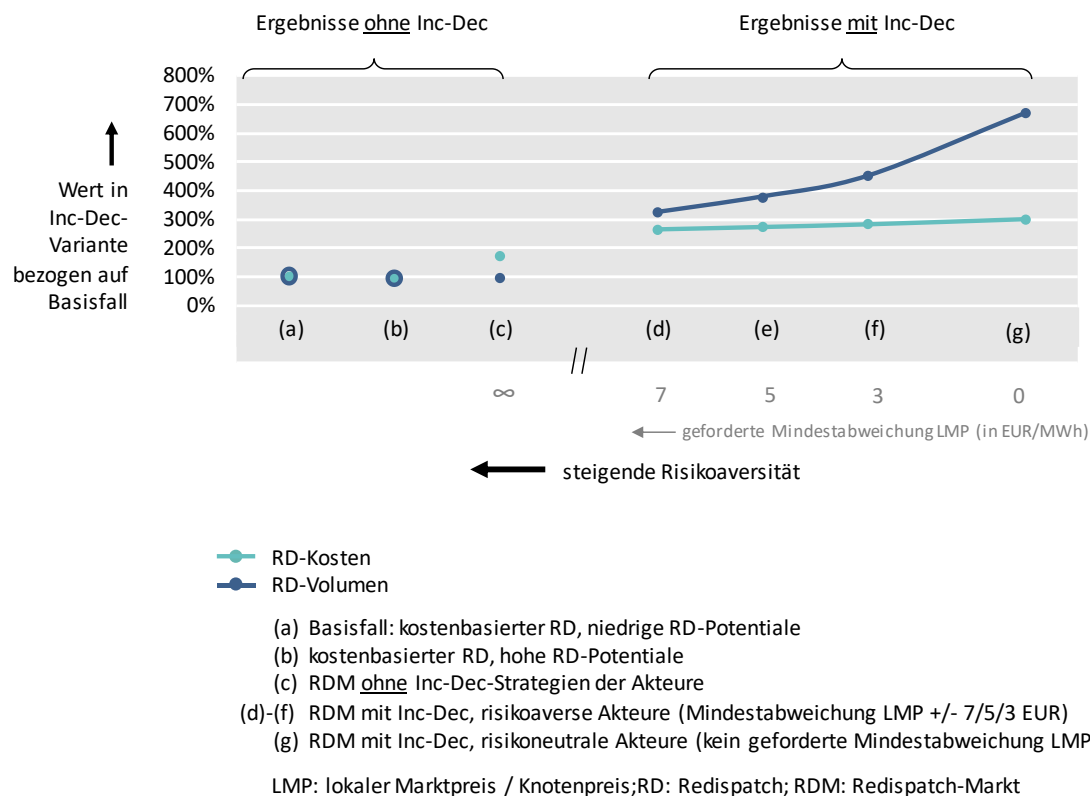


Abbildung: Redispatchvolumen und -kosten für verschiedene untersuchte Fälle

Diese zusätzlichen Untersuchungen zeigen, dass Unsicherheiten bezüglich auftretender Netzengpässe den Anstieg von Redispatchvolumen und -kosten durch marktbasierter Redispatch zwar begrenzen, aber selbst bei vergleichsweise rigiden Annahmen zur Vorhersehbarkeit von Engpässen sind die Anstiege bei Redispatchkosten und -volumen mit einem Faktor von etwa 3 noch sehr erheblich.

Außerdem zeigt die Abbildung, dass die Einführung eines Redispatch-Markts generell – also auch ohne Anwendung von Inc-Dec-Strategien – zu einer Rentenverschiebung hin zu den Akteuren führt, die im Redispatch eingesetzt werden (vgl. Fälle (a) und (c)). Dies führt zu einer Erhöhung der Redispatch-Kosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine „Preisdiskriminierung“ zwischen Redispatch-Anbietern in einem Redispatch-Markt, anders als beim kostenbasierten

¹ Die Sensitivitätsanalysen zu „risikoaversen Gebotsstrategien“ haben wir ausgehend von der Überlegung umgesetzt, dass ein Akteur umso besser abschätzen kann, ob er durch Inc-Dec-Verhalten eine zusätzliche Rente erwirtschaftet, desto sicherer er sich in Bezug auf seine netztechnische Wirkung sein kann. Diese lässt sich daran messen, wie weit lokaler Marktpreis und zonaler Marktpreis auseinander liegen: Je größer die Differenz zwischen lokalem und zonalem Preis, desto stärker die netztechnische Wirkung einer Einspeisung/Last am jeweiligen Netzknoten im Hinblick auf die zu entlastenden Engpässe. Daher sinkt auch das Risiko durch strategisches Gebotsverhalten einen Verlust zu erleiden mit steigender Differenz zwischen lokalem und zonalem Marktpreis. Daher sind die Sensitivitätsuntersuchungen so parametrisiert, dass nur solche Anlagen Gebotsstrategien anwenden, deren lokaler Marktpreis (LMP) in der jeweiligen Stunde und am jeweiligen Netzknoten eine bestimmte Mindestabweichung vom zonalen Preis aufweist. Wir haben dazu drei Abstufungen mit Schwellen von +/- 3 EUR/MWh, +/- 5 EUR/MWh und +/- 7 EUR/MWh untersucht. Der Fall ohne Anwendung von Inc-Dec-Strategien entspricht einer „unendlich“ hohen Mindestabweichung (∞).

Zusammenfassung

Redispatch, nicht möglich ist. Im kostenbasierten Redispatch besteht die Preisdiskriminierung darin, dass jedes Redispatchkraftwerk zu seinen individuellen Kosten abgerechnet wird. Zwei Kraftwerke würden also unterschiedlich vergütet, selbst wenn sie am selben Netzknoten einspeisen. Im Redispatchmarkt erfolgt die Abrechnung nach Knotenpreisen. Dies führt dazu, dass Kraftwerke, die „vor dem Engpass“ abgeregelt werden, statt ihrer Grenzkosten nur den niedrigeren Knotenpreis an den ÜNB zahlen. Umgekehrt zahlt der ÜNB an die Kraftwerke, die „nach dem Engpass“ hochgeregelt werden, einen Knotenpreis, der über den Grenzkosten liegt (Windfall-Profits).

Im Hinblick auf *Anreize zur Ausübung von Marktmacht* zeigen die Modellrechnungen, dass diese durch Einführung von Redispatch-Märkten deutlich ansteigen. Dazu wurde analysiert, wie sehr Akteure durch typische Ausübungsstrategien von Marktmacht (Anpassung, der angebotenen Mengen, z. B. Kapazitätszurückhaltung) das Marktergebnis in eine für ihre Erlöse positive Richtung beeinflussen können. Der Anstieg ist deutlich: Der jeweils gleiche Akteur kann mit einer gleichen Strategie (maximale Kapazitätsanpassung) die für seine Erlöse relevanten Preise im Redispatch-Markt um ein Vielfaches (Faktor 2 bis 4) stärker in eine für ihn positive Richtung verändern als im zonalen Markt. Das Risiko von Effizienzverlusten und unerwünschten Verteilungswirkungen durch die Ausübung von Marktmacht dürfte daher durch die Einführung von Redispatch-Märkten deutlich steigen.

Vergleicht man Vor- und Nachteile von Redispatch-Märkten, zeigen die Analysen somit deutlich, dass für die analysierte zukünftige Situation im deutschen Strommarkt und Übertragungsnetz die zu erwartenden Nachteile – insbesondere der dramatische Anstieg von Redispatchvolumen und -kosten – die nur moderaten Vorteile klar überwiegen. Das unterstreicht die grundsätzlichen Bedenken gegenüber einem Redispatch-Markt, die vor allem darin bestehen, dass dieser zu einem inkonsistenten Marktdesign führt.

Inhalt

Zusammenfassung	i
1 Was haben wir untersucht? Ziel der Studie	1
1.1 Hintergrund: Die Diskussion um marktbasieren Redispatch	1
1.2 Mögliche Probleme von Redispatchmärkten und offene Fragen	2
2 Wie kommen die Ergebnisse zustande? Modelle und Annahmen	5
2.1 Überblick	5
2.2 Energiewirtschaftliches Szenario	5
2.3 Untersuchungsrahmen	9
2.4 Marktsimulation	10
2.5 Redispatchoptimierung	11
3 Was ist die Referenz? Redispatchbedarf für das Jahr 2030 im Baseline-Szenario	18
3.1 Definition des Baseline-Szenarios	18
3.2 Ergebnisse der Marktsimulation	18
3.3 Ergebnisse zum Redispatchbedarf	20
3.4 Abschätzungen zum Nutzen der Erschließung zusätzlicher Redispatchpotentiale	23
4 Welche Auswirkungen haben Inc-Dec-Gebotsstrategien? Modellierung von Gebotsstrategien in einem deutschen Redispatchmarkt	25
4.1 Untersuchungsmethodik und wichtige Annahmen	25
4.2 Ergebnisse zu Auswirkungen von Inc-Dec-Gebotsstrategien	27
4.2.1 Auswirkungen auf den zonalen Strommarkt	28
4.2.2 Auswirkungen auf Redispatchvolumen und -kosten	30
4.2.3 Sensitivitätsanalyse: Inc-Dec-Strategien bei nicht perfekter Antizipation	32
4.2.4 Analysen für weitere Stichjahre und Szenarien	34
5 Wie stark erhöht sich das Marktmachtproblem in Redispatchmärkten? Einordnende Modellrechnungen zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung	36
5.1 Marktmacht in nodalen Märkten	36
5.2 Untersuchungsmethodik und wichtige Annahmen	39

5.3	Ergebnisse zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung aufgrund von Marktmacht	41
6	Fazit	44
	Literaturverzeichnis	45
A	Erklärung der Inc-Dec-Gebotsstrategien an einem stilisierten Zwei-Knoten-Modell	46
A.1	Modell	46
A.2	Kostenbasierter Redispatch	46
A.3	RD-Markt ohne Antizipation	47
A.4	RD-Markt mit Antizipation	48

1 Was haben wir untersucht? Ziel der Studie

1.1 Hintergrund: Die Diskussion um marktbasierter Redispatch

Mit dem Konzept des sogenannten „Strommarkt 2.0“ wurde in Deutschland das energiepolitische Ziel der Aufrechterhaltung einer stabilen, großen und liquiden Gebotszone formuliert. Diese soll bei gleichzeitiger Vermeidung staatlicher Eingriffe in die Preisbildung zu möglichst belastbaren Preissignalen führen, die nicht nur zu einem möglichst effizienten Einsatz von Kraftwerken und weiteren Flexibilitätsoptionen führen sollen, sondern auch effiziente Investitionen und Innovation anreizen sollen. Dies wiederum dient vor allem auch der Integration großer Mengen von Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) sowie der kosteneffizienten Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Die Idee einer großen einheitlichen Gebotszone geht mit einer weitgehenden Trennung von Markt und Netz einher. Dies bedeutet, dass das Management innerdeutscher Netzengpässen außerhalb der Marktsphäre liegt. Im Rahmen des Redispatch und Einspeisemanagement können Netzbetreiber Kraftwerke anweisen, Erzeugung zu erhöhen oder zu reduzieren, um so Überlastungen im Netz zu vermeiden. Die Teilnahme am Redispatch ist für die meisten Kraftwerke verpflichtend. Sie werden für entstandene Kosten und entgangene Profite entschädigt und sollen auf diese Weise wirtschaftlich möglichst neutral gestellt.

Der Bedarf und die Kosten für Netzentlastungsmaßnahmen (Redispatch und Einspeisemanagement) im Übertragungs- wie in den Verteilungsnetzen hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Es ist auch nicht absehbar, dass in den nächsten Jahren eine gegenläufige Entwicklung einsetzt. Verbesserungspotenziale sollten daher genutzt werden. Dabei geht es z. B. darum, Netzbetreiber in die Lage zu versetzen, zusätzliche Flexibilitätsanbieter zur Steuerung der Netzbelastung einsetzen zu können. Der heutige kostenbasierte Redispatch ermöglicht den Netzbetreibern nur Zugriff auf einen gesetzlich festgeschriebenen Kreis an Anlagen, darunter aber zum Beispiel keine flexiblen Verbraucher. Grundsätzlich könnte deren Flexibilität ebenfalls geeignet sein, um Netzengpässe zu vermeiden.

Solche Anlagen sind vom Redispatch aber heute nicht erfasst. Sie sind in das Konzept auch kaum integrierbar. Denn Kosten, die bei einer Last durch den Redispatch entstehen, sind durch den Wert der Stromnutzung bestimmt und damit stark fallspezifisch. Im Vergleich zu variablen Kosten der Stromerzeugung sind sie damit regulatorisch ungleich schwieriger zu bestimmen. Dies wäre aber Voraussetzung für eine „wirtschaftlich neutrale Kompensation“, die dem heutigen Redispatch als konstituierendes Merkmal zugrunde liegt.

Redispatchmärkte werden nun als Maßnahme vorgeschlagen, um einige der Probleme des heutigen Redispatch zu überwinden. Anbieter von Flexibilität – ob Erzeugungsanlagen, Verbraucher oder Speicher – bieten dem Netzbetreiber dort freiwillig ihr Potential zur Engpassentlastung. Die Anbieter geben freies Flexibilitätspotential und die von ihnen geforderte Vergütung im Falle eines Abrufs an und die Netzbetreiber wählen situationsbezogen die günstigsten Anbieter zur Behebung von Netzüberlastungen aus. Da hierbei vom Netzbetreiber auch die standortabhängig unterschiedliche Wirksamkeit der Anlagen zur Netzentlastung berücksichtigt wird, handelt es sich um lokal differenzierte Märkte, die nachgelagert zum zonalen Spotmarkt stattfinden und mit diesem koexistieren sollen. Gegenüber dem heutigen Redispatchregime erübrigt sich hierdurch die gerade mit Blick auf flexible Verbraucher kaum leistbare Aufgabe, regulatorisch angemessene Entschädigungsregeln zu definieren. Denn Flexibilitätsanbieter entscheiden selbst, ob sie zu dem jeweils lokalen Marktpreis am Flexibilitätsmarkt bereit sind, dem Netzbetreiber ihre Flexibilität anzubieten. Die Vergütung zu lokalen Marktpreisen erlaubt Flexibilitätsanbietern

gegenüber der reinen Spotvermarktung das Erwirtschaften von Zusatzrenditen – anders als beim heutigen Redispatch entsteht damit ein Anreiz, Flexibilität aktiv dem Netzbetreiber anzubieten. Das Angebot von Anlagen, die zur Netzentlastung beitragen können, könnte damit wachsen. Das Engpassmanagement könnte damit effizienter werden, so die Hoffnung der Befürworter dieser Konzepte.

1.2 Mögliche Probleme von Redispatchmärkten und offene Fragen

Marktbasierter Redispatch und Redispatchmärkte – zuweilen auch Flexibilitätsmärkte genannt – tauchen daher in den letzten Jahren verstärkt in der energiewirtschaftlichen Debatte als Konzept auf. Im *Clean Energy Package* der Europäischen Union wird marktbasierter Redispatch als grundsätzlich verpflichtendes Prinzip im Engpassmanagement definiert, von dem nur unter bestimmten Bedingungen abgewichen werden darf.

Seit Ende 2017 beschäftigen wir uns im Rahmen des BMWi-Vorhabens „Beschaffung von Redispatch“ mit der Analyse insbesondere von marktbasiereten Beschaffungskonzepten von Redispatch. Im Arbeitspaket 4 dieses Vorhabens wurden insgesamt sieben unterschiedliche Beschaffungskonzepte analysiert und im Hinblick auf verschiedene Kriterien bewertet. Die Erkenntnisse sind in einem entsprechenden Bericht ausführlich erläutert. Der Bericht zu Arbeitspaket 2 des Vorhabens („Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts“) behandelt auf abstrakterer Ebene grundsätzlich unterschiedliche Marktdesigns an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz.

Ergebnis der bisherigen Untersuchungen im Vorhaben war insbesondere die Erkenntnis, dass stärker marktbasierete Beschaffungskonzepte zwar grundsätzlich den Vorteil mit sich bringen, zusätzliche Potentiale für den Redispatch besser erschließen zu können – die nur begrenzte Erschließung von Redispatchpotentialen ist ein Nachteil des heutigen, regulierten Redispatch. Diesem Vorteil marktbasierter Beschaffungskonzepte stehen aber vor allem zwei Nachteile gegenüber: Das Nebeneinander eines zonalen und eines lokalen Marktes führt zu einem insgesamt inkonsistenten Marktdesign. Der Redispatchmarkt erzeugt Rückkopplungen auf den zonalen Strommarkt. Bei rationalen Akteuren bestehen Anreize für sogenannte „Inc-Dec-Gebotsstrategien“: Akteure berücksichtigen bei ihren Geboten am zonalen Markt die erwarteten lokalen Preise am Redispatchmarkt.

Exkurs: Inc-Dec-Gebotsstrategien

Ob der lokale Marktpreis (Redispatchmarkt) unter oder über dem einheitlichen zonalen Preis (Spotmarkt) liegt, hängt von der Lage zum Engpass ab. Dort, wo zusätzliche Erzeugung engpassverstärkend wirken würde („vor dem Engpass“), ist der lokale Marktwert niedriger als der zonale – vor dem Engpass herrscht bei Berücksichtigung interner Netzengpässe ein Erzeugungsüberschuss, was den Preis drückt. Genau andersherum „hinter dem Engpass“: Hier herrscht Erzeugungsknappheit, der lokale liegt über dem zonalen Marktwert. Auf das deutsche Übertragungsnetz mit dem vorherrschenden Nord-Süd-Engpass bezogen bedeutet dies, dass der lokale Marktwert im Norden niedrig und im Süden hoch ist. Übertragen auf einen Engpass in einem Verteilernetz, der zum Beispiel durch die begrenzte Transformatorkapazität beim Abtransport hoher EE-Erzeugung in das überlagerte Netz entsteht, heißt dies, dass der lokale Marktwert im Verteilernetz zum Zeitpunkt der hohen EE-Erzeugung niedriger als der zonale Marktwert ist. Entscheidend ist nun: Wenn für einen

Akteur zwei Vermarktungsalternativen an Märkten mit unterschiedlichen Preisen bestehen, entstehen aus Sicht der Akteure durch den Verzicht auf die Vermarktung an einem dieser Märkte Opportunitätskosten. Ein rationaler Akteur wird diese – wettbewerbsrechtlich nicht angreifbar – in seinem Gebotsverhalten berücksichtigen. Der Betreiber einer Erzeugungsanlage im Süden Deutschlands, die aufgrund der Engpasslage einen den zonalen Marktwert übersteigenden lokalen Marktwert erwarten kann, würde seine Erzeugungsanlage daher nicht unterhalb des lokalen Marktwerts am zonalen Markt anbieten. Sein Gebot am zonalen Markt würde er daher nicht an der Höhe seiner kurzfristig variablen Erzeugungsgrenzkosten ausrichten – dies wäre unter bestimmten, idealisierenden Annahmen ohne lokalen Zusatzmarkt die optimale Gebotsstrategie – sondern am von ihm erwarteten, höheren lokalen Marktpreis. Am nachgelagerten Redispatchmarkt ist dann die rationale Strategie Grenzkosten anzubieten, wobei unter der Annahme eines uniform-pricing am Redispatchmarkt der hohe lokale Marktwert realisiert wird (im Falle von pay-as-bid am Redispatchmarkt ändert sich zwar das Gebotsverhalten, die grundsätzlichen Anreizmechanismen bleiben aber unverändert). Ebenso wollen Verbraucher im Norden ihre Nachfrage möglichst zum niedrigeren lokalen Marktpreis und damit erst am Redispatchmarkt decken. Sie wenden eine analoge Gebotsstrategie an. Dies dürfte aber voraussetzen, dass sie tatsächlich die Flexibilität besitzen, ihren Strombezug, falls eine Nachfragedeckung am Redispatchmarkt nicht gelingt, notfalls entsprechend zu reduzieren. Ansonsten würde dies eine unzulässige Verletzung von Bilanzkreispflichten darstellen. Interessant ist dabei folgender Wirkungszusammenhang, der letztlich entscheidend für das Funktionieren dieses auch als „Inc-Dec-Gaming“ bezeichneten Anreizmechanismus ist: Genau in dem Maße, wie sich bei der oben beschriebenen Gebotsstrategie Stromnachfrage oder -angebot eines Akteurs vom zonalen auf den lokalen Markt verschieben, verstärken sich Netzengpässe und es steigt die Nachfrage des Netzbetreibers nach engpassentlastender Flexibilität. Genau in dem Umfang wie also beispielsweise ein Erzeuger im Süden auf die Vermarktung am zonalen Spotmarkt verzichtet (Dec), wachsen die vom Netzbetreiber zu behebenden Engpässe an. Damit steigt auch die Nachfrage des Netzbetreibers nach Flexibilität am Redispatchmarkt (Inc). Zu Veranschaulichung ist in Anhang 0 ein stilisiertes Beispiel dargestellt.

Folge sind eine Verstärkung der Engpässe, eine Erhöhung der Redispatch-Mengen, investive Fehlanreize und außerdem Windfall Profits für einige Akteure. Der zweite Nachteil besteht darin, dass sich bei lokaleren Märkten die Marktkonzentration und damit die Anfälligkeit für die Ausübung von Marktmacht erhöht.

Folgende Abbildung veranschaulicht in welchen der in Arbeitspaket 4 analysierten Beschaffungskonzepten, welche Probleme stärker oder weniger stark/gar nicht auftreten. Die Abbildung ordnet auch grob zu, Engpässe welcher Netzebene primär mit den verschiedenen Beschaffungskonzepten adressiert werden. Entsprechend des Fokus dieses Projekts überwiegen Konzepte, die auf Engpässe im Übertragungsnetz fokussieren.

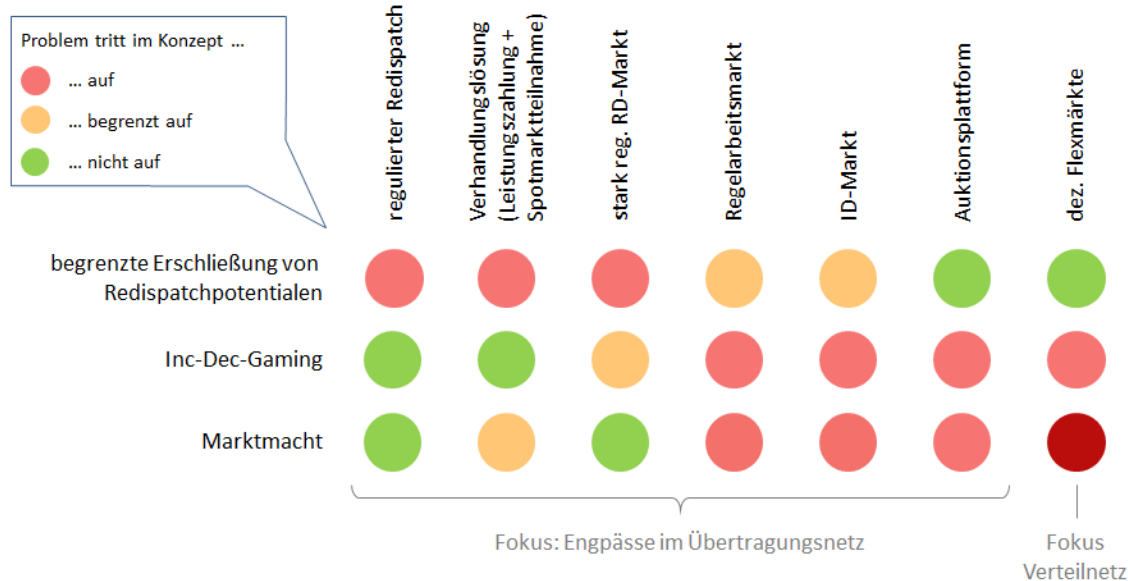


Abbildung 1: Probleme verschiedener Redispatchbeschaffungskonzepte

Die Erkenntnisse stammen bisher aus rein konzeptionellen Analysen. Quantitative Aussagen zum Ausmaß der Vor- und Nachteile lagen bislang in diesem Projekt nicht vor und sind Gegenstand des Arbeitspakets 6 („Modellierung“), dessen Ergebnisse dieser Bericht darstellt. Das Vorgehen in diesem Arbeitspaket orientiert sich dabei an den drei in Abbildung 1 aufgeführten Problemen, die mehr oder weniger stark in verschiedenen Beschaffungskonzepten auftreten. Es erfolgen quantitative Modellierungsrechnungen anhand derer die Relevanz der einzelnen Probleme/Schwächen bestimmter Beschaffungskonzepte für die (zukünftige) Situation in Deutschland bestimmt werden soll. Dabei sind insbesondere folgende Fragen zu beantworten:

- Wie stark sind die Verwerfungen, die am zonalen Markt entstehen, wenn Akteure auf Anreize zu Inc-Dec-Strategien mit entsprechend angepassten Geboten reagieren? Wie sehr erhöhen sich Engpässe und damit Redispatchbedarf und -kosten?
- Wie groß sind die Effizienzeinbußen im kostenbasierten Redispatch durch die nicht vollständige Erschließung aller technisch grundsätzlich geeigneten Redispatchpotentiale? Welche Kosten könnten durch die Nutzung der zusätzlichen Potentiale eingespart werden? Wieviel weniger Redispatch wäre erforderlich?
- Wie sehr verstärken sich die Anreize zur Ausübung von Marktmacht in einem knotenbasiertem gegenüber einem zonalen Markt?

2 Wie kommen die Ergebnisse zustande? Modelle und Annahmen

2.1 Überblick

In diesem Kapitel wird beschrieben auf welcher Grundlage die quantitativen Analysen zu einem deutschen Redispatchmarkt durchgeführt werden. Dazu bietet die nachfolgende Abbildung 2 eine Übersicht über die verwendeten Eingangsparametern in Form von betrachteten energiewirtschaftlichen Szenarien (graue Pfeile) sowie die eingesetzte Modellkette (blaue Pfeile). Die unterschiedlichen Ebenen deuten verschiedene Berechnungspfade an, die jeweils mit verschiedenen Parametrierungen durchgeführt werden (s. darunter stehende Erläuterungen). Eine detaillierte Beschreibung des energiewirtschaftlichen Szenarios erfolgt in Abschnitt 2.2. Im Anschluss daran wird auf die grundlegenden Eigenschaften der Markt- sowie der Redispatchsimulation eingegangen (s. Abschnitte 2.4 und 2.5). Die Charakteristiken der untersuchten Redispatch-Konzepte und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten werden durch entsprechende Variationen der Markt- bzw. Redispatchsimulationen abgebildet. Daraus resultiert der in Abschnitt 2.3 beschriebene Untersuchungsrahmen.

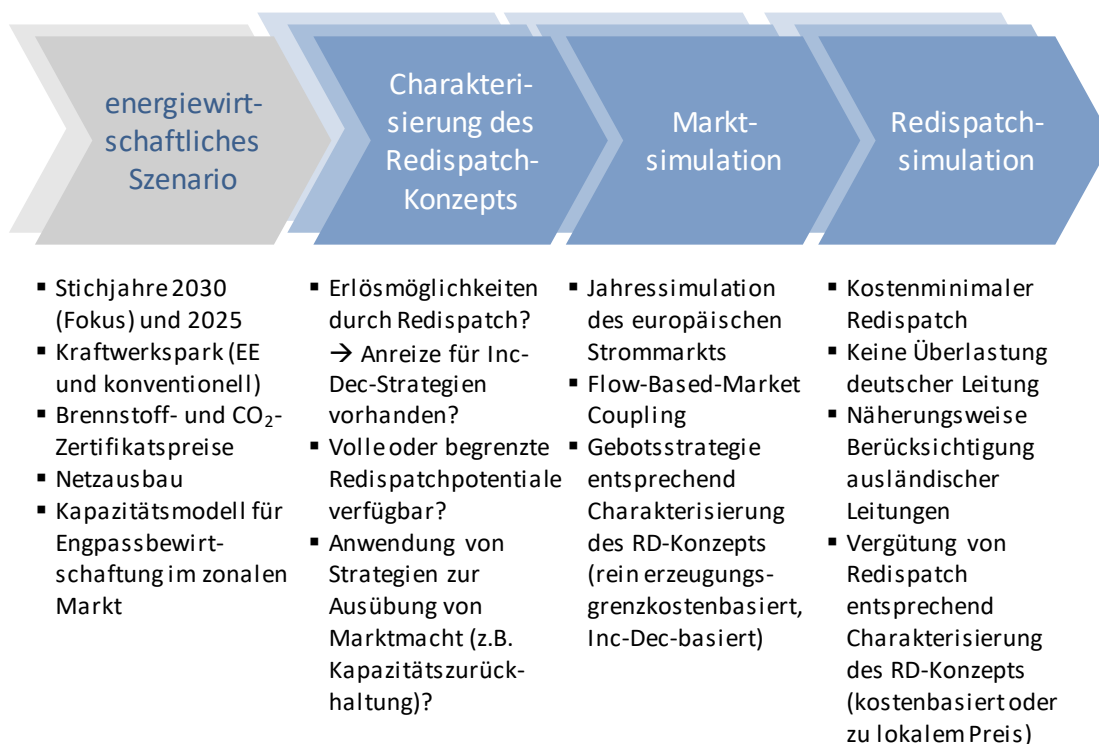


Abbildung 2: Eingangsparemeter und verwendete Modellkette

2.2 Energiewirtschaftliches Szenario

Annahmen Marktmodell

Grundlage der quantitativen Untersuchungen ist ein weitgehend aus laufenden Studien des BMWi, die auf eine Beschreibung der aus heutiger Sicht möglichen und wahrscheinlichen Entwicklung des Stromversorgungssystems für den hier im Fokus stehenden Zeitbereich 2025 bis 2030 zielen, übernommenes energiewirtschaftliches Szenario, das . Nachfolgend gehen wir auf verschiedene relevante Parametersetzungen für dieses Szenario ein.

Um die Relevanz marktbasierter Beschaffung von Redispatch für die Zukunft bewerten zu können, wird für die gesamteuropäische Marktsimulation als Stichjahr der Untersuchungen das Jahr

2030 festgelegt. Dafür wird ein Szenario parametrisiert, das sich im Wesentlichen an das bereits verwendete Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ (r2b energy consulting et al. 2019) anlehnt. Das Szenario ist dadurch charakterisiert, dass es den beschleunigten Kohleausstieg in Deutschland bis zum Jahre 2038 berücksichtigt. Die Kapazitäten aller konventionellen Kraftwerke sowie von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken haben wir aus diesem Szenario übernommen (s. Abbildung 3). Änderungen zu dem genannten Szenario ergeben sich lediglich im Hinblick auf den Stromverbrauch und das EE-Ziel. Beide Größen sind gemäß der aktuellen politischen Beschlusslage an das 65 %-EE Ziel² angepasst worden. Des Weiteren werden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise verwendet, die auf dem World Energy Outlook basieren (s. Tabelle 1). Aus der Tabelle geht hervor, dass signifikante Preissteigerungen von Erdgas und CO₂-Zertifikatspreisen angenommen werden, wohingegen Kohle einen, im Vergleich zu heute, etwa gleichbleibenden Preis aufweist.

Brennstoff-/Zertifikatspreise	Heute	2030
Kohle	9 €/MWh	10 €/MWh
Gas	18 €/MWh	30 €/MWh
ETS	20 €/t	30 €/t

Tabelle 1: Brennstoff- und Zertifikatskosten.

Quelle: r2b basierend auf WEO 2017, scenario „new policies“

Die ausländischen Kraftwerkskapazitäten, die nicht im Modellierungsraum des o.g. enthalten sind, sind an Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E 2017) „Best Estimate“ (ENTSO-E 2018) „Sustainable Transition“ angelehnt (s. Abbildung 3). Es zeigt sich, dass im gesamten Modellierungsraum, der neben der CORE-Region auch Italien, die Schweiz, Spanien und Portugal sowie Großbritannien, Norwegen, Schweden und Finnland umfasst, ca. 82 GW an installierter Leistung von Kernkraftwerken bestehen bleiben, die nach Erdgas (ca. 161 GW) den zweitgrößten Block konventioneller Erzeugung ausmachen. Kohlekraftwerke machen hingegen nur noch einen geringen Anteil an konventioneller Erzeugung aus (ca. 57 GW).

² Daten zu EE-Erzeugung und Verbrauch orientieren sich an der aktuellen Fassung des Netzentwicklungsplans 2019 (Stand 25.06.2019) und weisen daher eine geringfügige Übererfüllung des 65%-Ziels auf.

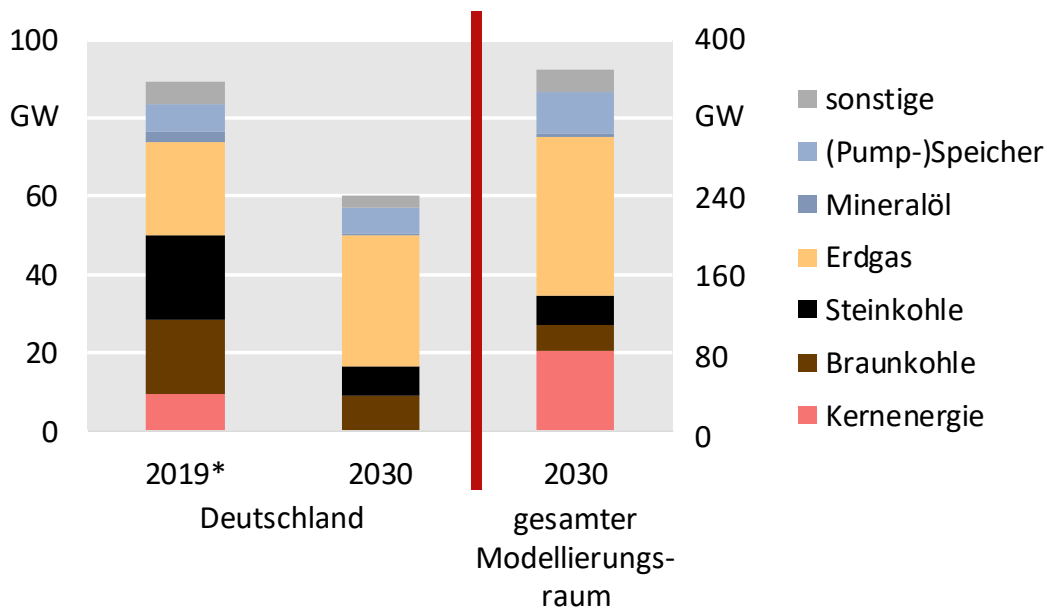


Abbildung 3: Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke im Betrachtungsbereich; *) gemäß akt. BNetzA-Kraftwerksliste „Kraftwerke am Strommarkt“

Die Leistung von EE-Anlagen im gesamten Modellierungsraum beträgt für das Jahr 2030 ca. 630 GW. Es wird angenommen, dass die erzeugte Strommenge aus diesen Anlagen ca. 1320 TWh beträgt. Dies entspricht – gemessen am Stromverbrauch des Modellierungsraumes und bei Außerachtlassen von Abregelungen – einer EE-Quote von ca. 41%.

Es ergeben sich die folgenden installierten Leistungen und vorgegebene Erzeugungsmengen für Deutschland: Für das Jahr 2030 wird angenommen, dass Braun- und Steinkohlekapazitäten in Höhe von 9 GW bzw. 7,5 GW verbleiben (s. Abbildung 3). Des Weiteren beträgt die installierte Leistung von EE-Anlagen (Wind on- und offshore, PV, Bioenergie und sonstige) von ca. 200 GW (s. Abbildung 4). Die erzeugte Energiemenge aus diesen Quellen beträgt 355 TWh. Die Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird mit 120 TWh angenommen.

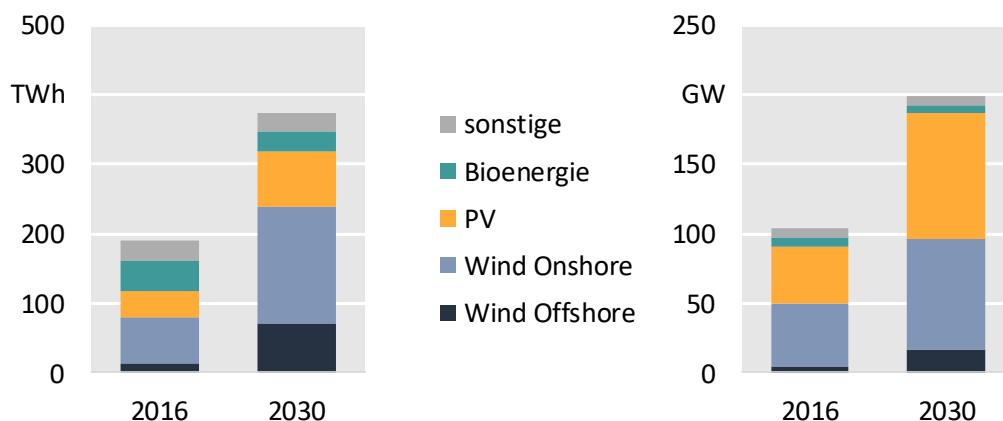


Abbildung 4: Erneuerbare Energien in Deutschland: Erzeugungsmengen (links) und Installierte Leistung (links)

Der Bruttostromverbrauch beläuft sich auf 556 TWh. Für die Stromnachfrage wird angenommen, dass im Jahr 2030 auch vermehrt neue Verbrauchstypen, wie Elektromobilität und

Wärmepumpen, relevant sind Die Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland (wie auch im europäischen Ausland) stammen aus Modellierungsarbeiten des Fraunhofer ISI mit dem Modell FORECAST (vgl. Untersuchungen in (r2b energy consulting et al. 2019) für die BMWi, deren Ergebnisse zur Entwicklung des Stromverbrauchs auch hier verwendet wurden). Aus der nachfolgenden Abbildung 5 gehen die nachgefragten Strommengen dieser Typen hervor. Es wird für Elektromobilität eine Nachfrage von ca. 17 TWh und für Wärmepumpen eine Nachfrage von ca. 23 TWh angenommen.

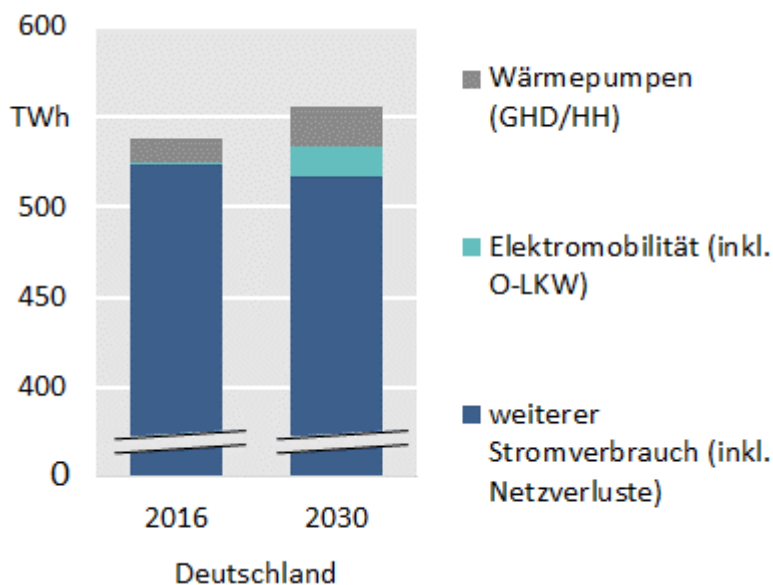


Abbildung 5: Angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland

Annahmen Netzmodell

Grundlage für die Redispatchberechnungen stellen Lastflusssimulationen dar, für die ein Modell des Übertragungsnetzes notwendig ist. Im Rahmen des Vorhabens wird für Deutschland das Netzmodell, das von den ÜNB für die Berechnungen des NEP 2017³ erstellt wurde, zugrunde gelegt. Der Netzdatensatz enthält für das deutsche Netzgebiet alle gemäß Bundesbedarfsplangesetz beschlossenen Ausbauprojekte. Bislang nicht im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehene Maßnahmen, also Netz-Booster-Anlagen zur reaktiven Netzbetriebsführung sowie Ad-hoc Phasenschieber sind demnach nicht enthalten. Da im NEP in der Fassung von 2017 das 65%-EE-Ziel noch nicht berücksichtigt ist, kann der angenommene Netzausbau tendenziell zu einem etwas zu höherem Redispatch-Bedarf führen. Dies schränkt aber die quantitativen Ergebnisse in ihrer Aussagekraft nicht ein (s. Abschnitt 3.3). Für alle weiteren Länder der CORE-Region bzw. weitere deutsche Nachbarländer, werden neben beschlossenen auch in Planung befindliche Netzausbauprojekte herangezogen. Diese werden in ein bestehendes Netzmodell von Consentec integriert, das auf öffentlich zugänglichen Daten basiert. Als Datenquelle für Netzausbauprojekte dient der TY-NDP 2018. Zudem werden auch hier nationale Netzausbaupläne herangezogen, sofern sie öffentlich abrufbar sind.

³ Der Netzentwicklungsplan 2019 lag zum Zeitpunkt der quantitativen Analysen noch nicht final vor.

2.3 Untersuchungsrahmen

Zur Beantwortung der in Kapitel 1.2 aufgeworfenen Fragestellungen werden im Folgenden Variantenrechnungen der Kombination aus Markt- und Redispatchsimulation vorgestellt. Dabei gehen wir auf die zentralen Herausforderungen der untersuchte Redispatchregime ein (s. Abbildung 2). Das ist zum einen der Nachteil stark regulierter Redispatchregime, zusätzliche Redispatchpotentiale schwer erschließen zu können und die damit einhergehenden Effizienzeinbußen. Andererseits soll für marktbasierter Regime quantifiziert werden, wie stark die diskutierten negativen Effekte durch strategisches Gebotsverhalten ausgeprägt sind. Dabei wird zunächst noch davon ausgegangen, dass die Akteure keine Marktmacht ausüben. Letzterer Aspekt wird separat in Kapitel 5 untersucht.

Referenz. In der Referenzrechnung werden im zonalen Markt zunächst keine Inc-Dec-Strategien angewandt. Der Redispatch folgt einer strikten Kostenminimierung (vgl. Abschnitt 2.5), für die als Potentiale neben konventionellen Potentialen auch flexible Verbraucher zur Verfügung stehen. Das ermöglicht im Anschluss *ceteris paribus* einen Vergleich mit den Variationen, in denen Inc-Dec-Strategien der Akteure modelliert werden. Die Abrechnung, d.h. die Ermittlung der Redispatchkosten, erfolgt dabei wie im administrierten Redispatch, d.h. zu Erzeugungskosten. Die Ergebnisse finden sich in Abschnitt 3.3.

Variante 1: Niedrige Potentiale. Mit dieser Variante soll quantifiziert werden, welcher Nutzen sich daraus ergibt, dass durch einen Redispatchmarkt mehr Potentiale alloziert werden können. Daher besteht der einzige Unterschied zur Referenz darin, dass die Potentiale flexibler Verbraucher im Redispatch nicht zu Verfügung stehen. Der Unterschied von Redispatchkosten und -mengen zwischen Referenz und dieser Variante entspricht dem Nutzen zusätzlicher Potentiale (s. Abschnitt 3.4).

Variante 2: Idealisierte Inc-Dec-Gebotsstrategien. Im Rahmen dieser Sensitivität wird quantifiziert, welchen Einfluss Inc-Dec-Gebotsstrategien einerseits auf den Ausgang des zonalen Markts und andererseits auf die Kosten und Mengen des Redispatch haben. Für diese Untersuchung unterstellen wir bei den Akteuren perfekte Voraussicht. Sie können also ihren Knotenpreis zu jedem Zeitpunkt richtig antizipieren und orientieren ihr Gebot am zonalen Markt strikt an dieser Opportunität. Eine ausführliche Beschreibung der Untersuchungsmethodik findet sich in Abschnitt 4.1. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 4.2 enthalten.

Varianten 3-5: Risikoaverse Inc-Dec-Strategien. In der Realität können Marktakteure keine perfekte Prognose über ihren Knotenpreis abgeben, sondern ihn nur schätzen. Daher haben wir drei Abstufungen von risikoaversen Strategien modelliert. Sie folgen der Annahme, dass sich Akteure erst ab einer bestimmten Mindstdifferenz ihres Knotenpreises zum zonalen Marktpreis zutrauen, ihre Lage zu Engpässen richtig zu prognostizieren. Das bedeutet, dass sie erst ab dieser Mindstdifferenz ihren Knotenpreis als Opportunität am zonalen Markt einpreisen. Für die Abstufung haben 3 €/MWh, 5 €/MWh und 7 €/MWh gewählt (Ergebnisse s. Abschnitt 4.2.3).

Variante 6: RD-Markt ohne strategisches Verhalten. Diese Variante soll aufzeigen welche Kosteneffekte sich durch eine Vergütung des angeforderten Redispatch nach Knotenpreis ergeben. Es wird angenommen, dass der RD-Markt den zonalen Markt nicht beeinflusst. Dadurch ergibt sich das gleiche Marktergebnis, infolgedessen aber auch der gleiche Redispatcheinsatz (wegen gleicher Netzbelastung) wie beim administrierten Redispatch. Lediglich die Abrechnung, der für den Redispatch angeforderten Mengen, erfolgt nach dem jeweiligen Knotenpreis. Diese Untersuchung macht deutlich, welche Größenordnung Windfall Profits ausmachen, die bei den

Anbietern von Redispatchpotential allein durch die Änderung des Abrechnungsregimes anfallen (Ergebnisse s. Abschnitt 4.2.3).

2.4 Marktsimulation

Geographischer Betrachtungsbereich

Am Anfang der oben beschriebenen Modellkette steht eine gesamteuropäische Marktsimulation. In diesem Vorhaben verwenden wir dazu ein praxisbewährtes und dem Stand der Wissenschaft entsprechendes Marktmodell, das bei Consentec entwickelt wurde und ständig weiterentwickelt wird. Die Simulation umfasst ein gesamtes Jahr, für das in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung zeitkoppelter Nebenbedingungen (z.B. Speicher) eine kostenoptimale Deckung der inflexiblen Stromnachfrage ermittelt wird. Flexible Verbraucher können innerhalb der Simulation grundsätzlich auch mit ihren zeitkoppelnden Restriktionen berücksichtigt werden. Allerdings wird in den hier dokumentierten Berechnungen darauf verzichtet, um konsistente Annahmen zur Redispatchsimulation zu treffen (s. Abschnitt 2.5).

Im Rahmen der Marktsimulation werden neben der CORE-Region auch Italien, Spanien und Portugal, Großbritannien sowie Norwegen, Schweden und Finnland abgebildet. Geographisch weiterführende Interdependenzen werden nicht berücksichtigt.

Die Marktsimulation wird als Flow-based advanced hybrid coupling (FB-AHC) ausgeführt. Dafür wird ausgehend von einer initialen NTC-basierten Marktsimulation ein Arbeitspunkt geschätzt. Dieser kann dann mittels stündlicher generation shift keys (GSKs) in stündliche Flow-based Domains überführt werden. Advanced hybrid coupling meint in diesem Zusammenhang, dass zum Erstellen einer konkreten FB-Domain neben den Nettopositionen der FB-Region (CORE) auch die Flusswirkung von Austausch über die CORE-Grenzen hinweg berücksichtigt werden. In der vorliegenden Untersuchung berücksichtigen wir sowohl Gleichstrom- als auch Wechselstromverbindungen auf diese Weise.

Folgende weitere Annahmen haben wir getroffen:

- Nur CNECs mit einer Sensitivität größer 5% auf mindestens einen bilateralen Austausch werden berücksichtigt.
- Eine minimale RAM von 70% gem. CEP wird vorgeben.

Auflösung des Kraftwerksparks

Die hinterlegten Kraftwerkskapazitäten werden in einem ersten Schritt blockscharf aus einer kommerziellen Datenbank entnommen. Die blockscharfe Auflösung dient dazu, eine möglichst exakte Modellierung des Flow-based-Modells sowie später des Redispatch zu ermöglichen. Auch angenommene Zubauten werden aus diesem Grund in typische Blockgrößen aufgeteilt und erst danach regionalisiert. Weiterhin werden innerhalb der CORE-Region für Einspeisungen aus EE-Anlagen knotenscharfe Zeitreihen hinterlegt.

Ein solch hoch aufgelöster Kraftwerkspark erfordert allerdings Rechenleistung in einem so hohen Maße, dass gewisse Vereinfachungen notwendig sind. Daher wurden im Rahmen der Marktsimulation Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 10 MW pro Land und Primärenergietyp zu Effizienzklassen zusammengefasst. Trotz dieser Vereinfachung wird die netztechnische Wirkung dieser Anlagen anschließend adäquat abgebildet, indem die vermarktete Leistung proportional zur installierten Leistung der einzelnen Anlagen aufgeteilt und im Netzmodell eingetragen wird. Im Hinblick auf die Untersuchungen zu Inc-Dec-Gebotsstrategien impliziert

dieses Vorgehen, dass aggregierte Anlagen keine solche Strategien anwenden können. Eine nähere Erläuterung dazu folgt in Abschnitt 4.1. Die quantitativen Ergebnisse werden davon nur wenig berührt, da – gemessen an der Gesamtleistung – lediglich ein sehr geringer Anteil⁴ der Anlagen betroffen ist.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke liegen uns anlagenscharf vor. Ihr Einsatz wird innerhalb der initialen NTC-Marktsimulation intertemporal optimiert. In der anschließend FB Marktsimulation sind die Füllstandwerte dann fixiert, um auch hier eine hinnehmbare Rechenzeit zu erreichen. Auch diese Vereinfachung ist aus unserer Sicht vertretbar⁵.

2.5 Redispatchoptimierung

Grundsätzliche Modelleigenschaften

Im Anschluss an die Marktsimulation erfolgt eine Prüfung der Netzsicherheit und ggf. eine Berechnung des notwendigen Redispatch. Die Netzsicherheitsprüfung umfasst eine Ausfallsimulation, die ermittelt, ob es Leitungen gibt, die nach Ausfall einer beliebigen anderen Leitung überlastet wären. Dabei wird auch flächendeckend der Einfluss von Witterungsbedingungen auf die thermische Stromtragfähigkeit berücksichtigt, sog. Freileitungsmonitoring. Werden engpassbehaftete Leitungen identifiziert, so wird in den marktbasieren Dispatch insoweit eingegriffen, als es erforderlich ist, um auch bei einem Ausfall den sicheren Weiterbetrieb des Netzes zu ermöglichen ((n-1)-Kriterium).

Für die in dieser Studie relevanten Untersuchungen zum Redispatchbedarf in Deutschland ist es grundsätzlich ausreichend, im Rahmen der Netzsicherheitsanalyse lediglich alle deutschen Leitungen inkl. der Kuppelleitungen zu ausländischen Nachbarn auf Engpässe zu untersuchen. Darüber hinaus werden aber auch relevante Leitungen im Ausland vereinfacht berücksichtigt (s. Exkurs). Die Behebung von Engpässen erfolgt neben deutschen auch durch ausländische Erzeugungsanlagen. Für die Berücksichtigung ausländischer Potentiale gibt es zwei Gründe. Zum einen kann erwartet werden, dass durch Anwendung einer minimalen RAM im FBMC ausländische Potentiale zum Redispatch zwangsläufig erforderlich sind. Ansonsten könnten Engpasssituationen auftreten, die mit rein dt. Erzeugungsanlagen nicht zu lösen wären (z.B. starke Überlastung von Kuppelleitungen wegen hoher Exporte). Andererseits wird mit einem RD-Markt ja genau das Ziel verfolgt, die kostengünstigsten Potentiale zur Engpassbehebung zu erschließen. Zweifels ohne können – gerade für die Entlastung grenznaher Leitungen – hier auch ausländische Potentiale konkurrenzfähig sein. Dass deren Berücksichtigung allerdings weder im Modell noch in der Praxis trivial zu lösen ist, zeigt der nachfolgende Exkurs.

⁴ In Deutschland betrifft dies ca. 1%, im gesamten Betrachtungsbereich ca. 5% der prinzipiell als redispatchfähig angenommenen Anlagen.

⁵ Im Rahmen des FBMC ist die Vorgabe von zonalen GSK notwendig, der auf Basis der Merit Order der Kraftwerke einer Gebotszone gebildet wird. Speicher können aber grundsätzlich nicht eindeutig in die Merit Order eingeordnet werden, da der volkswirtschaftliche Nutzen ihrer Einspeisung über die Zeit variiert. Daher kann aus der NTC-Berechnung lediglich abgeleitet werden, in welcher Höhe ein Speicher einspeist, nicht jedoch seine Position in der Merit Order. Darüber hinaus nehmen wir für die Akteure perfekte Voraussicht an. Diese Annahme führt im Vergleich mit einer realen Betrachtung zu einer idealisierten Fahrweise der Speicher. Würde diese idealisierte Fahrweise nun auch für die Berechnung des GSK herangezogen, so wäre der bestimmte GSK nur scheinbar genau.

Exkurs: Implementierung eines Redispatchmarkts

Bei der Implementierung eines nationalen Redispatchmarkts (RDM)* stellt sich die Frage, wie mit ausländischen Potentialen und insbesondere mit ausländischen Leitungen umgegangen werden soll. Dies mündet in die Frage, wie die Beschaffung mit der Betriebsplanung benachbarter TSO koordiniert wird. Dies ist nicht nur für die Modellwelt relevant, sondern auch für eine etwaige reale Implementierung von zentraler Bedeutung. Die einfachste Herangehensweise wäre bei der Auswahl von Geboten in einem nationalen RDM die Flusswirkung auf ausländische Leitungen völlig zu vernachlässigen. Dies scheint aber wenig praktikabel, weil der Redispatcheinsatz, insbesondere bei einer Teilnahmemöglichkeit für ausländische Kraftwerke, damit die Netzsicherheit in den Nachbarnetzen konterkarieren könnte. Ein völliger Ausschluss der Teilnahmemöglichkeit ist aber weder effizient noch praktikabel, da zumindest grenznahe Engpässe häufig nur unter Rückgriff auf ausländische Potenziale behoben werden können.** Dieses Dilemma ist nicht eindeutig aufzulösen und würde auch in der praktischen Umsetzung geklärt werden müssen. Für die vorliegende Untersuchung haben wir als pragmatische Lösung entschieden, Netzwirkungen im Ausland bei der Auswahl von Redispatchoptionen nicht zu vernachlässigen, sondern anhand des für den jeweiligen Zeitpunkt gültigen Flow-based-Modells zu berücksichtigen. Damit wird zumindest erreicht, dass kein Kraftwerkseinsatz durch den Redispatchmarkt eingestellt wird, der sich nicht auch am normalen Strommarkt hätte einstellen können. Andererseits ist die Berücksichtigung der Netzwirkungen im Ausland nicht vollständig. Denn einerseits wird die Wirkung von Änderungen der Netto-Außenhandelsbilanz von anderen Ländern in deren Systemen nicht knotengenau modelliert, sondern über den GSK abgeschätzt. Zum anderen wird bei den Belastungsgrenzwerten nicht berücksichtigt, dass die im Flow-Based-Modell enthaltenen Margins aufgrund von nicht berücksichtigten Vorbelastungen*** im Netzbetrieb nicht ohne weitere Maßnahmen genutzt werden können. Es findet also keine sichere Engpassvermeidung oder -behebung im Ausland statt. Deutsche (Kuppel-)Leitungen werden im Gegensatz dazu soweit entlastet, dass für diese das (n-1)-Kriterium erfüllt ist. Dieses Vorgehen ist für einen realen RDM nicht unbedingt praktikabel, allerdings ist es auch nicht Ziel dieses Vorhabens, eine vollständige Beschreibung von Implementierungsmöglichkeiten vorzulegen. Insbesondere geht die Frage einer Koordinierung verschiedener Redispatchmärkte über Ländergrenzen hinweg deutlich über den Rahmen dieses Vorhabens hinaus.

*Ein grenzüberschreitender RD-Markt könnte nachfolgend geschilderte Probleme evtl. vermeiden, scheint aber kurzfristig wenig realistisch. Insbesondere beschäftigt sich die vorliegende Studie mit der RD-Beschaffung in Deutschland, so dass die Existenz eines europäisch koordinierten Marktes nicht vorausgesetzt werden kann.

** Die Teilnahmemöglichkeit könnte analog zu den aktuell diskutierten Strategien beim Austausch von Balancing Energie auch über ein TSO-TSO-Modell realisiert werden, bei dem benachbarter Übertragungsnetzbetreiber ihre Merit-Order-Listen für Redispatchleistung miteinander teilen.

*** Gemäß den Regelungen für die Kapazitätsberechnung im Clean Energy Package dürfen Vorbelastungen durch Interne Flüsse und Loop Flows sowie Margins nur bis zu einer Höhe von insgesamt 30% der physischen Kapazität in Ansatz gebracht werden.

Der Redispatch folgt im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen einer strikten Kostenminimierung. Das bedeutet, dass für den Optimierungsalgorithmus nicht nur die Wirksamkeit von Kraftwerken zur Entlastung von engpassbehafteten Leitungen relevant ist (Sensitivität), sondern auch deren Erzeugungskosten. Die notwendige Netzentlastung wird in den Modellrechnungen in kostenminimaler Art und Weise durchgeführt, auch wenn das Redispatchvolumen dadurch signifikant höher ist als bei anderen, nicht kostenoptimalen Varianten. Zudem führt eine reine Kostenminimierung dazu, dass der Redispatchalgorithmus versucht, das Marktergebnis „nachzuoptimieren“ (siehe nachfolgenden Exkurs).

Exkurs „Nachoptimierung“

Eine strikte Kostenminimierung führt regelmäßig zu einem „Nachoptimieren“ des zonalen Marktergebnisses. Damit ist gemeint, dass in der Redispatchoptimierung auch Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden, die nicht (ausschließlich) der Engpassbehebung dienen, sondern aus Sicht des Optimierungsalgorithmus im Hinblick auf die Zielfunktion einer Wohlfahrtsmaximierung positiv wirken. Das Potential für eine solche Nachoptimierung entsteht, da in der Redispatchsimulation die für einen zonalen Markt konstitutive strikte Einhaltung der zonalen Merit-Order aufgehoben wird. Vereinfacht gesprochen: Die Redispatchsimulation kann Kraftwerke in der Merit-Order „überspringen“, wenn dadurch zusätzlicher, wohlfahrtssteigernder Stromhandel ermöglicht wird, ohne Netzrestriktionen zu verletzen. Dies ist möglich, weil die Redispatchsimulation die netztechnische Wirkung einer zusätzlichen Einspeisung nach Netznoten differenziert „sieht“, während am zonalen Markt per Definition für eine zusätzliche Einspeisung für jede Zone eine gleiche, mittlere netztechnische Wirkung unabhängig vom genauen Ort der Einspeisung angenommen wird (umgesetzt durch den sogenannten GSK, *generation shift key*). Auch wenn sich der Effekt der Nachoptimierung nicht eindeutig separieren lässt, ist es wichtig diesen Aspekt bei der Interpretation späterer Ergebnisse zu berücksichtigen. Die Analysen mit unserem Modell zeigen, dass der Umfang von Nachoptimierung, bei der hier gewählten Parametrierung, in der Größenordnung der Hälfte des Redispatchvolumens liegt (s. Abschnitt 3.3).

In anderen Studien und auch bei realen RD-Anwendungen ist es deshalb häufig üblich, trotz grundsätzlicher Kostenoptimierung mit Pönalisierungen zu arbeiten, um verschiedene Arten von Anlagen unterschiedlich zu behandeln. Zwei Anlagentypen sind davon regelmäßig betroffen: Der erste Typ sind EE-Anlagen, deren Abregelung pönalisiert wird, um die aktuell bestehende Regelung der nachgelagerten EE-Abregelungen abzubilden. Der zweite Typ sind Anlagen im Ausland. Bei Letzteren spielt insb. die Überlegung eine Rolle, dass sie nicht vertraglich gebunden sind, am (deutschen) Redispatch teilzunehmen. Zwar haben die (deutschen) ÜNB die Möglich in Kontakt mit ÜNB aus anderen Ländern zu treten. Dies soll aber – zumindest im derzeitigen Regime – auf ein Mindestmaß beschränkt werden.

In unserem Vorhaben ist dies aus zweierlei Gründen nicht zulässig. Erstens wollen wir eine marktliche Beschaffung von Redispatch untersuchen, die auf freiwilligen Geboten basiert. Dazu erscheint es sinnwidrig ex-ante verschiedene Kraftwerkstypen künstlich zu verteuern. Zweitens wollen wir den Effekt von Inc-Dec-Gebotsstrategien isolieren. Diese führen im Endergebnis (also nach Redispatch) theoretisch zum gleichen Dispatch wie ein Redispatch ohne strategisches Verhalten (s. Zwei-Knoten-Modell unter Anhang 0). Das gilt aber nur dann, wenn in der zweiten Marktstufe, d.h. im RD-Markt, in beiden Fällen die tatsächlichen Erzeugungskosten berücksichtigt werden. Würden hingegen für den Basisfall (ohne strategisches Verhalten) Pönalen angewandt, würde das sozusagen die Merit-Order des Redispatch verändern. Die veränderte Merit-

Order würde dann zu Unterschieden im endgültigen Dispatch führen, die den zu untersuchenden Effekt von strategischem Gebotsverhalten überlagern würden. Eine separate Betrachtung der beiden Effekte wäre im Anschluss nicht mehr möglich.

In unserem Modell wird der Redispatch für jede Stunde des Jahres separat berechnet. Intertemporale Restriktionen werden damit nicht berücksichtigt, weshalb auch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke nicht in die Redispatchoptimierung eingehen. Diese Vereinfachung ist aus unserer Sicht aus mehreren Gründen zulässig. Einerseits würde eine Berücksichtigung von Speichern eine Kopplung zwischen Markt- und Netzmodell erfordern, um zu vermeiden, dass diese Kraftwerke im Redispatch öfter eingesetzt werden, als es ihre ermittelten Beckenfüllstände erlauben. Diese Kopplung ist allerdings für den gewählten Betrachtungsraum aus Gründen der Rechenzeit nicht umsetzbar. Weiterhin unterliegen die Beckenfüllstände in der Realität Unsicherheiten, d.h. die im Modell ermittelten, optimalen Beckenfüllstände, können nicht als sicheres Potential angenommen werden. Die Vereinfachung erscheint uns aber hinnehmbar, da wir wegen des modellierten Cross-border Redispatch eine hohe Zahl an Potentialen in die Simulation einfließen lassen, und somit der Wegfall der Speicher nicht sehr ins Gewicht fällt.

Wichtig für das Ergebnis der Redispatchsimulation ist die Annahme, der Einsatz welcher Anlagen in der Redispatchoptimierung angepasst werden kann (Redispatchpotentiale). In diesem Vorhaben hat sich das Arbeitspaket 3 („Redispatchpotentiale“) umfassend damit beschäftigt, heutige und zukünftige Redispatchpotentiale zu ermitteln. Der Bericht zu diesem Arbeitspaket ist als Anhang zu diesem Bericht veröffentlicht. Neben der Frage, welche Potentiale technisch grundsätzlich für Redispatch in Frage kommen, war Gegenstand der Analyse insbesondere auch, zu welchen Kosten die verschiedenen Potentiale zur Verfügung stehen. Vor allem bei den heute nicht im Redispatch eingesetzten, aber technisch prinzipiell geeigneten Potentialen ergeben sich zum Teil erhebliche Bandbreiten und auch Unsicherheiten bezüglich der Abrufkosten für den Redispatch.

Die Analysen aus Arbeitspaket 3 sind wichtiges Eingangsdatum für die Berechnungen in diesem Arbeitspaket, denn grundsätzlich werden die in Arbeitspaket 3 ermittelten Potentiale in den hier durchgeführten Modellrechnungen als Redispatchpotentiale unterstellt. Dabei sind einige ergänzende Annahmen zu treffen, um die Analyseergebnisse aus Arbeitspaket 3 auf Anforderungen und Spezifika der in diesem Arbeitspaket eingesetzten Modelle zu übertragen. Die wichtigsten Annahmen werden nachfolgend näher erläutert. Zudem werden in diesem Arbeitspaket entsprechend der hier zu analysierenden Fragestellung und des Untersuchungsprogramms zwei Varianten unterschieden: Eine Variante, in der ein (technisch) vollständiges/größtmögliches Redispatchpotential abgebildet wird, sowie eine Variante mit eingeschränktem Potential. Ein Vergleich zweier Rechnungen – einmal mit vollständigem und einmal mit eingeschränktem Potential – erlaubt dann eine Aussage dazu, welcher Nutzen aus einer Veränderung des institutionellen Rahmens zur Erschließung des vollen Redispatchpotentials resultieren könnte. Das eingeschränkte Potential bildet dabei dasjenige Potential ab, welches auch bei einem kostenbasierten Redispatch zur Verfügung steht. Dies umfasst in erster Linie Erzeugungsanlagen. Weitere Potentiale, insbesondere flexible Lasten, sind vom Redispatch heute nicht erfasst und sind in das Konzept auch kaum integrierbar. Denn Kosten, die bei einer Last durch den Redispatch entstehen, sind durch den Wert der Stromnutzung bestimmt und damit stark fallspezifisch. Im Vergleich zu variablen Kosten der Stromerzeugung sind sie damit regulatorisch ungleich schwieriger zu bestimmen. Dies wäre aber Voraussetzung für eine „wirtschaftlich neutrale Kompensation“, die dem kostenbasierten Redispatch als konstituierendes Merkmal zugrunde liegt.

Konkret wurden als in allen Varianten verfügbar (d. h. auch in der Variante „eingeschränktes Potential), folgende Potentiale angenommen:

- **Konventionelle Kraftwerke:** alle konventionellen Kraftwerke, deren installierte Leistung 10 MW (deutsche) bzw. 50 MW (ausländische) übersteigt, können gemäß ihrer zeitpunktabhängigen maximalen Leistung und ausgehend von ihrem Einsatz am Strommarkt nach oben oder unten geregelt werden. Die Kosten für positiven und negativen Redispatch werden exakt in Höhe der Erzeugungsgrenzkosten angesetzt.
- **EE-Anlagen:** Für EE-Anlagen gelten in Bezug auf die im Redispatch verfügbaren Leistungen grundsätzlich die gleichen Restriktionen wie für konventionelle Kraftwerke. Sie sind also gem. NABEG-Novelle regelbar, mit der Einschränkung, dass im Modell nur Anlagen größer 10 MW in Deutschland bzw. größer 50 MW im Ausland abgebildet werden. Eine Besonderheit bilden hier allerdings PV-Aufdachanlagen, von denen nur 81 GW von installierten 90 GW im Redispatch steuerbar sind⁶. Als Kosten für Abregelungen werden keine Erzeugungsgrenzkosten der Anlagen angenommen. Vielmehr wird eine indikative Reihenfolge der Abregelung vorgegeben, indem wir die Opportunitäten dieser Anlagen für einen Verzicht auf Erzeugung und damit entgangenen Gewinnen – z.B. aus Marktprämien – grob abschätzen (Wind Onshore: 35 EUR/MWh, Wind Offshore: 50 EUR/MWh, PV-Freifläche: 50 EUR/MWh, PV-Aufdach: 100 EUR/MWh, Biomasse und sonstige EE: 120 EUR/MWh). Wegen dieser eher indikativen Abschätzung der Reihenfolge werden die Kostenfaktoren nicht nach Land differenziert.
- **KWK-Anlagen:** Die elektrische Leistung von Kraftwerken, die aus KWK-Erzeugung resultiert, kann abgeregelt werden (gem. Nabeg-Novelle). Dies ist für die Betreiber allerdings mit Wärmeersatzbeschaffungskosten verbunden, von denen wir annehmen, dass sie sie, abzüglich ihrer vermiedenen Brennstoffkosten, dem TSO in Rechnung stellen würden. Die Kosten der Wärmeersatzbeschaffung werden in Analogie zu den Abregelungskosten der EE so gewählt, dass sich die Abregelungen von KWK-Anlagen in die beschriebene Reihenfolge grob im Bereich Wind Offshore bzw. PV-Freifläche einordnen. Dafür haben wir pauschal 80 EUR/MWh_{el} angenommen.
- **Phasenschiebertransformatoren/Hochspannungsgleichstromübertragung:** Gemäß dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario werden alle die PSTs im Redispatch berücksichtigt, deren Bau bis 2030 im betrachteten Netzgebiet geplant und gemäß Bundesbedarfsplangesetz gefordert ist (s. Abschnitt 2.2). Die im NEP diskutierten Ad-hoc-PST sind nicht berücksichtigt, da hier keine Genehmigung nach Bundesbedarfsplangesetz vorliegt. Von den im Betrachtungsbereich liegenden HGÜs werden für den Redispatch nur innerdeutsche herangezogen. Beide Technologien stehen dem Redispatchalgorithmus kostenlos zur Verfügung. Zusätzliche Verluste werden vernachlässigt.

Entsprechend der Analysen in Arbeitspaket 3 (s. entsprechender Bericht) können darüber hinaus noch folgende, zusätzliche Potentiale grundsätzlich im Redispatch genutzt werden, soweit das gewählte Redispatchbeschaffungskonzept eine Erschließung ermöglicht:

⁶ Diese Zahl leitet sich aus den folgenden Annahmen ab: Es wird angenommen, dass alle neu errichteten PV-Anlagen steuerbar sind. Im Gegensatz dazu, ist heute ca. 35 % des Anlagenbestandes steuerbar (Consentec, Ecofys, bbh 2018). Wird angenommen, dass die Nutzungsdauer von PV-Anlagen 20 Jahre beträgt, und dass zudem der Anteil, der nicht steuerbaren Anlagen in der Vergangenheit in jedem Jahrgang der Errichtung gleich ist, dann ergibt sich, dass in 2030 noch ca. 9 GW nicht steuerbar sind. Dementsprechend können von installierten 90 GW dann nur 81 gesteuert werden.

- **PV-Batteriespeicher:** Gemäß den Analysen aus AP 3 liegt die inst. Leistung von Heim-Batteriespeicher in 2030 bei ca. 6 GW. Diese Zahlen basieren allerdings auf einem geringeren PV-Ausbau bis 2030 als im hier angenommenen Szenario (nur 70 statt 90 GW). Daher haben wir den Wert proportional zur installierten Leistung auf ca. 8 GW⁷ hochskaliert. Weiterhin bilden wir die Speicher vereinfacht so ab, als stünde ihre Speicherleistung in Hoch- und Runterfahrtrichtung stets voll zur Verfügung. Dies entspricht einer oberen Abschätzung des Potentials. Die Regionalisierung erfolgt proportional zur installierten PV-Leistung. Allerdings ist die Ein- bzw. Ausspeicherdauer aufgrund ihrer Speicherkapazität begrenzt. Wir nehmen eine Dimensionierung der Kapazität von drei Stunden bei voller Leistung an. Anschließend haben wir analysiert, wie lange typischerweise Engpässe anstehen bzw. wie lange typischerweise Redispatcheinsätze erforderlich sind. Für unser System für 2030 beträgt die mittlere Redispatchdauer 6 Stunden⁸. Daraus haben wir die (pauschalierende) Annahme abgeleitet, dass ein 3 Stundenspeicher mit seiner halben Leistung⁹ für den RD zur Verfügung steht. Für das Modell folgt also eine Leistung von 4 GW PV-Batteriespeicher als verfügbares RD-Potential. Pauschalierend ist die Annahme deshalb, weil manche Engpässe länger und manche kürzer anstehen. In manchen Situationen über- und in manchen unterschätzen wir also das Potential. Die Kosten werden entsprechend der Ergebnisse des AP 3 angesetzt. Dort wurden 250 EUR/MWh als Kosten angegeben, die wir für beide Richtungen angesetzt haben. Der Grund dafür ist, dass die Kosten aus entgangenen Möglichkeiten zu Eigenverbrauchsoptimierung entstehen und jeder RD-Einsatz (egal in welche Richtung) letztlich die Eigenverbrauchsoptimierung beschränkt.
- **Wärmepumpen:** Ausgehend von den Analysen in AP 3 und unter Berücksichtigung der für die in den Berechnungen hier angenommenen Verbrauchsentwicklung ergibt sich, dass in 2030 eine flexible Wärmepumpenleistung von 5,8 GW für Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung installiert ist. Das tatsächlich für den Redispatch verfügbare Potential wird nun auf verschiedene Weise zeitpunktabhängig eingeschränkt:
 - 1.) Der Einsatz der WP kann nur begrenzt verschoben werden, wenn es zu keinem Komfortverlust (durch ungewünschte Temperaturänderung) beim Nutzen kommen soll. Begrenzend wirkt hier der Wärmespeicher. Gemäß den Annahmen des Fraunhofer ISI gehen wir einer Stunde Verschiebemöglichkeit aus.
 - 2.) Wie bei PV-Batteriespeicher muss das Potential reduziert werden, wenn eine Stunde verschoben werden kann, der Redispatcheinsatz in der Regel aber 6 Stunden andauert, dann steht im Schnitt nur 1/6 der Leistung zur Verfügung.
 - 3.) Muss der geplante Einsatz der Anlagen berücksichtigt werden. Das wird entsprechend einer temperaturabhängigen Lastzeitreihe für Wärmepumpen umgesetzt – wenn sie bspw. schon voll laufen, dann kann ihre Last nicht noch weiter erhöht werden. Laut AP 3 bestehen die Kosten in der Komforteinbuße, die schwer zu quantifizieren ist. Neben der o.g. Komforteinbuße durch ungewünschte Temperaturänderung, stellt auch der Verzicht auf eigene Nutzung der Flexibilität eine Komforteinbuße für den Besitzer dar. Denn dann kann er nicht mehr reagiert kann, falls er seine Pläne ändert und von seinem geplanten Lastprofil abweichen möchte. Außerdem kommen aber noch Kosten

⁷ 6 GW * 90/70 ≈ 8 GW

⁸ gemittelter Wert über alle Stunden und Engpässe/Knoten

⁹ Überlegung: Wenn drei Stunden bei voller Leistung möglich sind, kann bei sechs Stunden im Durchschnitt lediglich die halbe Leistung eingesetzt werden.

für die Ersatzbeschaffung hinzu. Wir gehen davon aus, dass man zumindest teurer Ersatz beschaffen muss. Dazu wurden die Quantile der Preisverteilung der Preise aus Marktsimulation ausgewertet. Wir nehmen an, dass die Ersatzbeschaffung zu einem erfolgt, der dem Preis zum Zeitpunkt der RD-Maßnahme zzgl. 15 EUR/MWh, mind. Jedoch dem 75 %-Quantil der Preise (75 EUR/MWh) entspricht.

- **Elektromobilität:** Es wird angenommen, dass die installierte Leistung von flex. Steuerbare Verbrauch aus Elektromobilität gemäß AP 3 0,9 GW beträgt. Die Modellierung für diese sowie für die nachfolgenden Kategorien folgt der Logik, die für Potentiale der Wärmepumpen angewendet wird. Der einzige Unterschied besteht im Profil der Lastzeitreihe, die hier konstant ist. Die Verschiebedauer wird mit einer Stunde angenommen. Es wird von der Möglichkeit zum gezielten Laden der Fahrzeuge ausgegangen (verzögerter Beginn bzw. Unterbrechung des Ladevorgangs) eine Rückspeisung aus der Batterie ins Netz wird nicht betrachtet. Je nach Standzeit der Autos sind auch längere Verlagerungszeiten als die hier angenommene eine Stunde denkbar, allerdings wird in der Modellierung das notwendige Nachholen des Ladens, welches selbst neue Netzengpässe erzeugen könnte, nicht betrachtet. Dies würde das Potential wiederum einschränken. Angesichts mit 900 MW recht geringeren Verschiebepotentials wären die Auswirkungen anderer Annahmen weitgehend vernachlässigbar.
- **Sonstige Lastflexibilität bei Haushalten und GHD:** In AP 3 wurde in diesem Bereich ein Potential von 9,4 GW ermittelt. Auch hier wird eine Verschiebedauer von einer Stunde angenommen.
- **Industrielasten:** Laut AP 3 existiert für Industrielasten lediglich Potential zum Herunterfahren i.H.v. 3 GW. Die Kosten werden zwischen 0 und 2000 EUR/MWh¹⁰ angegeben. Da uns keine genaueren Angaben über die zeitpunktabhängigen Kosten vorliegen, nehmen wir den Mittelwert von 1000 EUR/MWh zu allen Zeitpunkten an. Eine Verschiebedauer wird in dieser Kategorie nicht unterstellt, d.h. das Potential steht jederzeit in vollem Umfang zur Verfügung.
- **Elektrische Heizer:** Elektrische Heizer besitzen nur Potentiale zum Hochfahren von Last. Diese sind in AP 3 mit 1,2 GW angegeben. Die Kosten setzen sich aus den anfallenden Umlagen (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelt [nur Arbeitspreis]) abzgl. Der eingesparten Brennstoffkosten (für Erdgas) zusammen. Damit ergeben sich Kosten i.H.v. 90 EUR/MWh. Es wird angenommen, dass das Potential elektrischer Heizer jederzeit in voller Höhe zur Verfügung steht.
- **Sonstige Verbraucher:** Weitere Verbraucher werden im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen nicht betrachtet. Das heißt, dass weder ausländische Verbraucher hinsichtlich Flexibilitätspotentialen untersucht wurden noch konventionelle Verbraucher zum Redispatch herangezogen werden.

¹⁰ Der Nutzen des Stromverbrauchs variiert wegen der unterschiedlichen Prozessabfolgen im Zeitverlauf stark.

3 Was ist die Referenz? Redispatchbedarf für das Jahr 2030 im Baseline-Szenario

3.1 Definition des Baseline-Szenarios

Für das Baseline-Szenario wird angenommen, dass auf dem zonalen Markt Erzeugungskosten geboten werden, da durch den nachfolgenden administrierten Redispatch nicht mit Zusatzertönen gerechnet werden kann (vgl. Abschnitt 2.3). Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben findet keine intertemporale Optimierung mehr statt. Einsatz und Speicherfüllstand von (Pump-) Speicherkraftwerken werden aus der initialen NTC-Berechnung übernommen. Die übrigen Freiheitsgrade werden innerhalb des FBMC optimiert. Dazu zählen der Kraftwerkeinsatz, die Stufenstellungen von Phasenschiebetransformatoren, der Einsatz von grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen, sowie sonstiger grenzüberschreitender Handel. Restringiert werden diese Freiheitsgrade durch FB-Nebenbedingungen, die CNEC-scharf aufgestellt werden.

Im Baseline-Szenario schließt sich an die Marktsimulation ein administrierter Redispatch an, bei dem das Herauf- und Herunterregeln von Anlagen strikt mit deren Erzeugungskosten bepreist ist. Abregelungen von EE- oder KWK-Anlagen werden demnach nicht pönalisiert. Außerdem stehen aufgrund dessen, dass im Redispatch keine intertemporalen Restriktionen berücksichtigt werden, keinerlei Speicher zur Verfügung (vgl. Abschnitt 2.5).

Des Weiteren können die in AP 3 des Vorhabens ermittelten flexiblen Verbraucher am Redispatch teilnehmen. Diese Annahmen treffen wir deshalb, um eine konsistente Vergleichsbasis zu den Rechnungen mit Inc-Dec-Gebotsstrategien herzustellen (s. 2.3). Der Nutzen der flexiblen Verbraucher wird später in einer eigenständigen Variante ermittelt (s. Abschnitt 3.4).

3.2 Ergebnisse der Marktsimulation

Die Ergebnisse der Marktsimulation sind in der nachfolgenden Abbildung 6 dargestellt. Es ist zu sehen, dass Deutschland trotz starkem Rückgang von Braun- bzw. Steinkohlekapazitäten Nettoexporteur bleibt. Das ist erwartungskonform, da die Stromerzeugung in Summe auf einem ähnlichen Niveau wie heute bleibt und zum größten Teil aus EE-Anlagen stammt. Dabei haben Wind

Onshore-Anlagen den größten Anteil haben. Hinter den EE-Anlagen folgen Erdgasanlagen mit der nächstgrößten Erzeugungsmenge (ca. 100 TWh).

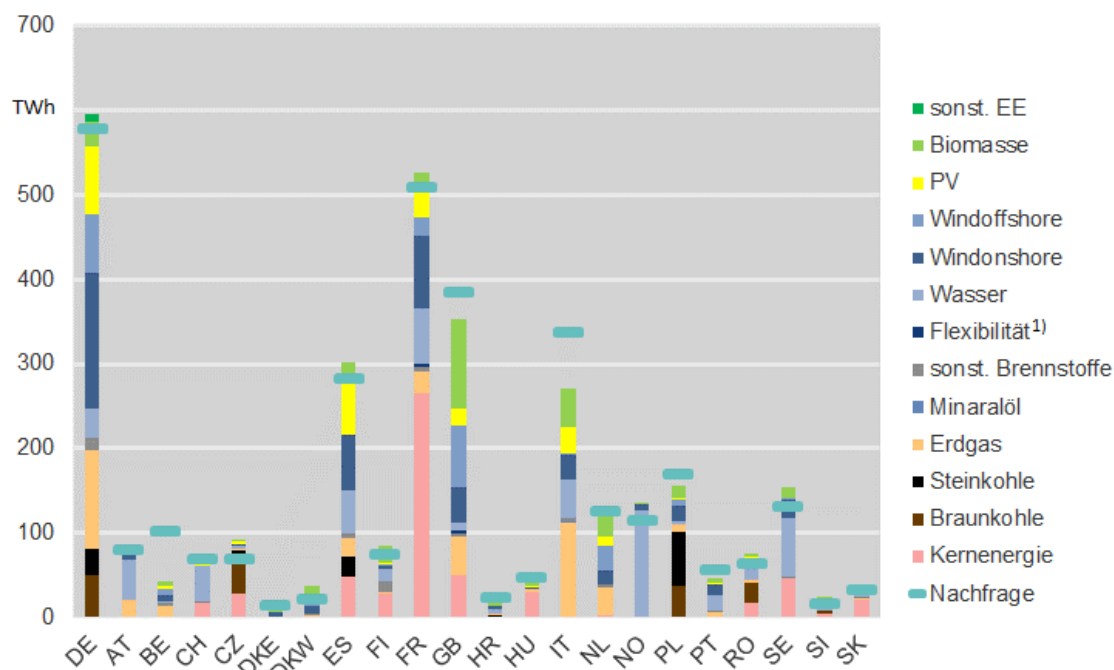


Abbildung 6: Zusammenfassung der erzeugten Mengen im Strommarkt;
1) NEA, DSM, Motor-KW

Für das Fokusland Deutschland werden in Abbildung 7 die Erzeugungsmengen mit denen des Jahres 2017 verglichen. Die Aufstellung der Daten von 2017 basiert auf dem von ENTSO-E veröffentlichten „Factsheet 2017“. Erwartungsgemäß zeigt sich eine deutliche Erhöhung der Erzeugung aus erneuerbaren Quellen. Einen großen Anteil an der Erzeugung haben zudem Erdgaskraftwerke (ca. 116 TWh). Das liegt im Wesentlichen an der KWK-Erzeugung aus diesen Anlagen, die ca. 90 TWh (entspricht 75% der für Deutschland angenommenen KWK-Erzeugung) ausmacht. Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle geht gemäß dem hinterlegten Kohleausstiegspfad (bis 2038, vgl. Abschnitt 2.2) stark zurück. Des Weiteren sind keine Kernkraftwerke mehr am Netz, wodurch die erzeugte Menge auf null zurückgeht.

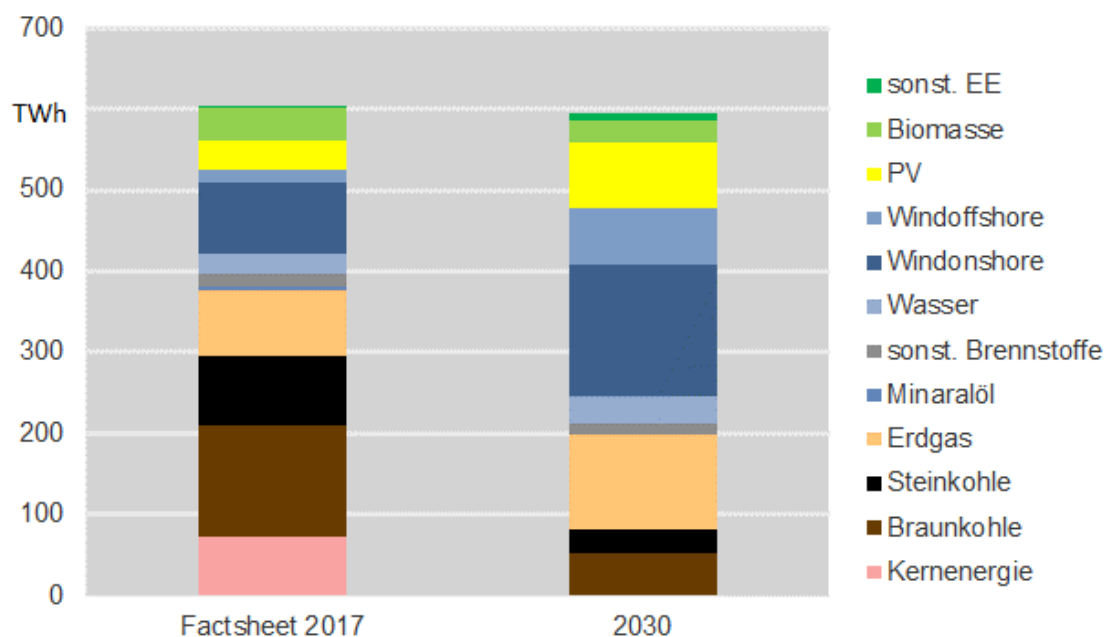


Abbildung 7: Vergleich der Stromerzeugung in Deutschland von 2017 (links) mit Modellergebnissen aus 2030 (rechts)

3.3 Ergebnisse zum Redispatchbedarf

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Redispatchsimulation im Baseline-Szenario vorgestellt. Dazu werden wir zunächst auf das sog. „Nachoptimierung“ eines kostenbasierten Redispatch eingehen – ein Phänomen, das im Zuge eines grenzüberschreitenden Redispatch auftreten kann, wenn in der vorangegangenen Marktsimulation ein Flow-based Ansatz angewendet wurde. Anschließend soll kurz das Ergebnis einer Einzelstunde diskutiert werden, um die wesentlichen Effekte zu erläutern, die für den späteren Vergleich mit den Berechnungen zu strategischem Gebotsverhalten relevant sind. Abschließend werden die aggregierten Größen für die Jahresberechnung ausgewiesen.

Wie in Abschnitt 2.5 erläutert, folgt der Redispatch einer strikten Kostenminimierung, um die Betrachtung eines RD-Markt zu ermöglichen. Diese wirkt sich in nicht unerheblichem Maße auf die Redispatchmengen aus. Der Grund dafür ist der Anreiz des Optimierungsproblems, auch dann wohlfahrtsmaximierende Maßnahmen auszuführen, wenn diese nicht zur Behebung von Engpässen beitragen. Wir nennen diesen Effekt „Nachoptimierung“ (s. Exkurs, Abschnitt 2.5).

Um die ermittelten Ergebnisse zu veranschaulichen, soll im Folgenden das Ergebnis einer exemplarischen Stunde betrachtet werden. In Abbildung 8 ist zu sehen, dass in dieser Stunde vor allem Engpässe entlang eines gedachten Schnittes vom Nordwesten Deutschlands bis hin zum Südosten auftreten. Sie sind als farblich hervorgehobene Linien gekennzeichnet. Die unterschiedlichen Farben entsprechen dabei verschiedenen Überlastungshöhen (vgl. Legende). Zur Behebung der Engpässe können – als kostenlose Maßnahme – die innerdeutschen HGÜ-Leitungen eingesetzt werden¹¹. Darüber hinaus sind Anpassungen am Kraftwerkseinsatz in

¹¹ Der Einsatz der HGÜ-Leitungen wird in unserem Modell als kostenlose Maßnahme geschlossen mit allen anderen Potentialen so optimiert, dass der Wohlfahrtsverlust aufgrund des Redispatch minimiert wird. Die Engpässe „vor Redispatch“ beinhalten deshalb noch keinen HGÜ-Einsatz.

Deutschland erforderlich. Diese sind knotenscharf als farbige Kreise kenntlich gemacht. Dabei gibt die Fläche der Kreise die Höhe des Redispatchvolumens an und die Farbe die Richtung (vgl. Legende). Demzufolge werden Einspeisungen im Süden und Westen Deutschlands erhöht sowie Einspeisungen im Nordwesten Deutschlands reduziert. Darüber hinaus findet auch Redispatch in den angrenzenden Ländern statt. Die Summenänderung für Hoch- und Herunterfahren in den entsprechenden Boxen dargestellt.

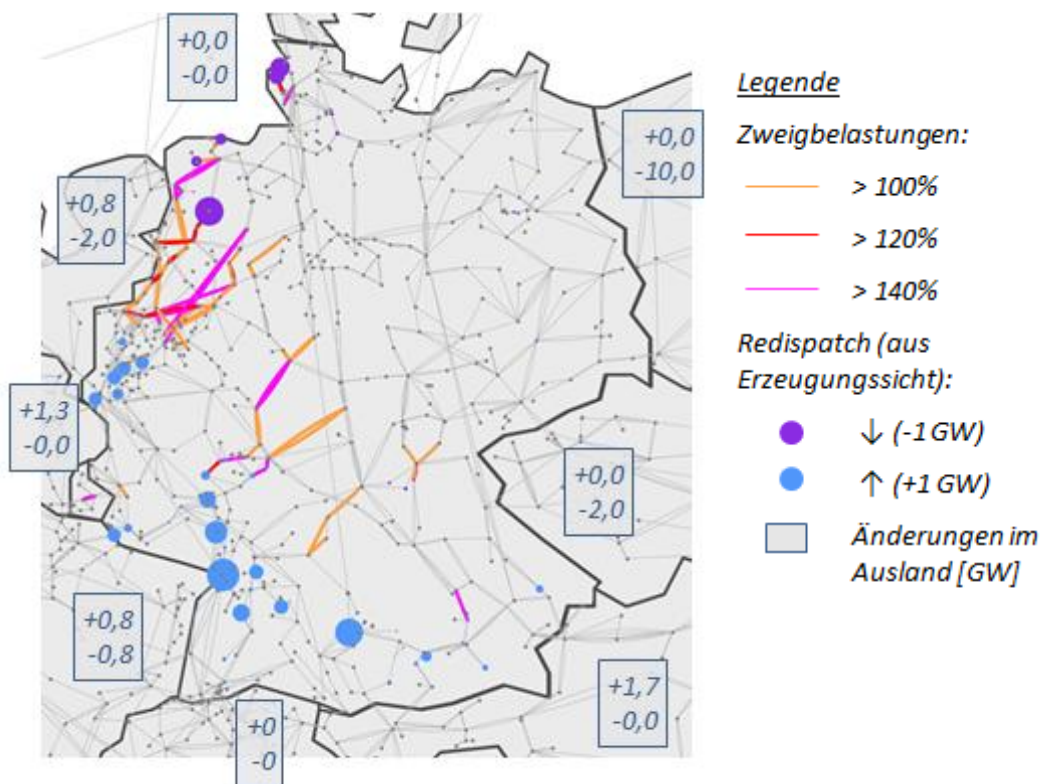


Abbildung 8: Engpässe und resultierender Redispatch einer exemplarischen Stunde

Aus dem Bild geht anschaulich hervor, dass die Redispatchoptimierung dazu führt, (in Flussrichtung) vor dem Engpassgebiet Leistung abzusenken und im Gegenzug dahinter Leistung zu erhöhen. Die Ergebnisse scheinen damit in Bezug auf die physikalische Wirkung plausibel. Für die konkrete Stunde ergibt sich im erzeugungskostenbasierten Redispatch ein Volumen von 19 GWh. Die damit verbundenen Kosten belaufen sich auf EUR 506 Tsd. Auf die gleiche exemplarische Stunde wird in Kapitel 4.2 noch einmal Bezug genommen, wenn es darum geht, die Wirkungen von Inc-Dec-Gebotsstrategien zu untersuchen.

Werden die Ergebnisse aller Einzelstunden aufsummiert, so ergibt sich in unseren Berechnungen ein Redispatchvolumen von ca. 44 TWh (nur Herunterfahren). Damit sind Kosten in Höhe von EUR 1,1 Mrd. verbunden. Vielleicht zunächst überraschend, fällt das Volumen damit vergleichsweise hoch aus. Zum Vergleich: Der heutige jährliche Redispatchbedarf liegt im Bereich 10-15 TWh (inkl. Einspeisemanagement). Im Rahmen der durchgeführten Analysen ist ein erhöhtes Redispatchvolumen allerdings durchaus gerechtfertigt. Dafür gibt es zum einen modelltechnische und zum anderen datenbasierte Gründe:

- Modell: Einerseits wurde ein rein kostenoptimierender Redispatch durchgeführt, der im Vergleich zu Berechnungen mit (auch teilweiser) Mengenminimierung zu einem höheren Redispatchbedarf führt (vgl. Abschnitt 2.5). Andererseits beinhaltet das Volumen auch den Effekt des „Nachoptimierens“ (s. Exkurs oben). Um diese Modelleinflüsse zu

untersuchen, wurde eine vorwiegend mengenminimierende Redispatchoptimierung durchgeführt. In dieser reduziert sich das Redispatchvolumen auf ca. 20 TWh.

- Datenbasis: Die Gegenüberstellung von Netz- und Erzeugungsszenario lässt kein weitgehend engpassfreies Netz erwarten. So basiert der Netzdatensatz auf dem BBPIG. Daher sind nicht genehmigte Vorhaben, d.h. Netz-Booster-Anlagen zur reaktiven Netzbetriebsführung sowie Phasenschieber Ad-hoc-Maßnahmen nicht mit inbegriffen (vgl. Abschnitt 2.2). Das Freileitungsmonitoring wird indes berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.5).

Aus diesen Betrachtungen geht hervor, dass das erhöhte Redispatchvolumen in unseren Analysen nicht auf unplausible Artefakte im Modell zurückzuführen sind. Auch ist nicht zu erkennen, dass es durch die unterschiedlichen EE-Ziele im Netzdatensatz (unterstellt 60%-EE-Ziel) und Marktmodell (unterstellt 65%-EE-Ziel) zu einer deutlichen Überschätzung des Redispatchbedarfs kommt. In Bezug auf die zur Verfügung stehenden Potentiale kann aber von einer konservativen Abschätzung gesprochen werden, da nicht genehmigte Maßnahmen (wie Netz-Booster und Ad-hoc-Phasenschieber) nicht abgebildet sind.

Zur besseren Übersicht ist das Redispatchvolumen in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt. Sie zeigt zunächst, dass etwa die Hälfte des Volumens in Deutschland anfällt. Die andere Hälfte fällt im Ausland an. Dass die Mengen ungefähr gleich aufgeteilt sind, ist zu großen Teilen auf den Effekt der Nachoptimierung zurückzuführen. Dadurch sind nämlich zusätzliche Austausch – insbesondere von Deutschland mit dessen Nachbarn – möglich, die die Wohlfahrt steigern. Die EE-Abregelungen liegen mit 12,6 TWh deutlich über dem aktuellen Niveau (ca. 5 TWh in 2018). Dieser Wert ist damit zu begründen, dass in unseren Berechnungen keine Nachrangigkeit der Abregelung gefordert wird, sondern EE-Anlagen zu ihren Opportunitätskosten im Redispatch zur Verfügung stehen (vgl. Abschnitte 2.5 und 2.3). Da sie außerdem in vielen Fällen eine günstige Lage zu Engpässen aufweisen, ist es nicht verwunderlich, dass sie deutlich öfter als heute zum Redispatch herangezogen werden. Dem gegenüber tritt das Herunterregeln von KWK-Anlagen eher sporadisch auf. Die Energiemenge ist mit 0,1 TWh vernachlässigbar klein.

RD-Mengen [TWh]	Deutschland		Ausland	
	Hochfahren	Herunterfahren	Hochfahren	Herunterfahren
Konventionelle Anlagen	18,1	-7,1	19,5	-23,3
EE-/KWK-Abregelungen	--	-12,6/-0,1		
Flexible Verbraucher	0,9	-1,1	--	--

Tabelle 2: Redispatch-Volumina im In- und Ausland

Aktuelle Diskussionen und Überlegungen messen Redispatchmärkten mitunter großes Potential in Bezug auf das Erschließen neuer Flexibilitätspotentiale bei. Vor diesem Hintergrund ist es interessant zu sehen, in welchen Mengen, die in AP 3 ermittelten, zusätzlichen Potentiale (vgl. Abschnitt 2.5) eingesetzt werden. Aus unseren Berechnungen ergibt sich im Baseline-Szenario eine eher geringe Ausnutzung dieser Potentiale hervor: So werden sie sowohl für das Hoch- als auf für das Herunterfahren im Umfang von nur ca. einer TWh genutzt. Für eine detaillierte Analyse wird auf den nächsten Abschnitt (3.4) verwiesen.

3.4 Abschätzungen zum Nutzen der Erschließung zusätzlicher Redispatchpotentiale

Im voranstehenden Abschnitt wurde bereits darauf verwiesen, dass Befürworter von RD-Märkten als wesentlichen Vorteil die damit mögliche Erschließung zusätzlicher Potentiale für den Redispatch sehen. Als Ergebnis der im AP 3 dieses Vorhabens durchgeführten Analysen hat sich gezeigt, dass im Jahre 2030 eine Reihe von zusätzlichen Potentialen in Form von flexiblen Verbrauchern für einen marktbasierten Redispatch zur Verfügung stehen könnten (vgl. Abschnitt 2.5). Die installierte Leistung solcher Verbraucher ist nachstehend noch einmal knapp tabellarisch zusammengefasst:

Technologie	Installierte Leistung [GW]	Maximal verfügbare Leistung [GW]	Kosten Lasterhöhung/-absenkung [EUR/MWh]
PV-Batteriespeicher	8	4	250/250
Konventionelle Lasten	12	12	--/1000
Wärmepumpen	5,8	0,97	max. 25/ min. 75
E-Mobilität	0,9	015	max. 25/ min. 75
Sonstige Lastflexibilität bei Haushalten und GHD	9,4	1,57	max. 25/ min. 75
Elektroheizer	1,2	1,2	90/--

Tabelle 3: durch Redispatchmarkt zusätzlich erschließbare Redispatchpotentiale

Eine erhöhte Menge an Redispatchpotentialen führt zwangsläufig zu geringeren Kosten, da im Redispatch nun mehr Freiheitsgrade zur Engpassbewirtschaftung zur Verfügung stehen. Wie unterschiedliche Studien und Feldversuche gezeigt haben, kann dieser Effekt im Einzelfall signifikant sein. Fraglich ist allerdings, welcher systemweite monetäre Nutzen sich integral aus der Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität z. B. in einer Jahresrechnung ergibt. Um dies zu untersuchen, haben wir ein Szenario berechnet, in dem die flexiblen Verbraucher nicht für Redispatch zur Verfügung stehen. Ein Vergleich mit dem Baseline-Szenario – in welchem die flexiblen Verbraucher ja vorhanden waren – soll zeigen, welche Kostendifferenzen sich so ergeben.

Da die Quantifizierung viele Annahmen z.B. zu Kosten und zeitlicher Verfügbarkeit der flexiblen Verbraucher erfordert, sind die nachfolgenden Ergebnisse nur indikativ zu verstehen. In dem hier betrachteten Szenario ergeben sich ohne zusätzliche Potentiale über das Jahr hinweg Redispatchkosten von ca. EUR 1,15 Mrd. und ein Redispatchvolumen von 45,5 TWh (vgl. Tabelle 4). Das entspricht einem Nutzen der zusätzlichen Potentiale im Bereich von etwas über EUR 60 Mio./a. Bezogen auf die gesamte Redispatchkosten bei begrenzten Potentialen entspricht dies einem Kostensenkungspotential von lediglich ca. 5%.

	RD mit hohen Potentialen	RD mit begrenzten Potentialen
RD-Volumen [TWh]	44,2	45,5
RD-Kosten [EUR]	1.088 Mio.	1.150 Mio.

Tabelle 4: Vergleich von Mengen und Kosten bei RD mit hohen bzw. begrenzten Potentialen

Das Ergebnis bedarf angesichts der leistungsmäßig hohen zusätzlichen Potentiale einer Erklärung. Diese kann durch zwei wesentliche Punkte erbracht werden. Zum einen sind die angegebenen Potentiale vergleichsweise teuer (je nach Typ häufig > 100 EUR/MWh, vgl. Abschnitt 2.5, Tabelle 3). Außerdem sind die stündlich verfügbaren Leistungen z.T. erheblich geringer als die o.g. Leistungswerte, da die ermittelten Redispatchdauern im Verhältnis zur zeitlichen Verfügbarkeit der Potentiale eher lang sind. Weiterhin sind die Redispatchpotentiale über Deutschland regional sehr verteilt. Das bedeutet, dass von dem zur Verfügung stehenden Teil wiederum nur eine Untermenge sinnvoll eingesetzt werden kann, um Engpässe zu beheben.

Was allerdings auffällt, sind die hohen energiebezogenen Kosteneinsparungen (durchschnittlich 50 EUR/MWh). Sie sprechen dafür, dass die Potentiale verhältnismäßig selten (also in wenigen Stunden) abgerufen werden, dann aber in solchen Stunden, in denen der Redispatch ansonsten sehr teuer wäre. Demzufolge können sie in diesen Situationen durch eine gute geografische Lage (d.h. hohe Sensitivität auf kritische Netzelemente) deutlich ineffektivere Maßnahmen vermeiden, die sonst zu einem überproportionalen Anstieg der Redispatchkosten geführt hätten.

4 Welche Auswirkungen haben Inc-Dec-Gebotsstrategien? Modellierung von Gebotsstrategien in einem deutschen Redispatchmarkt

In diesem Kapitel soll quantifiziert werden, mit welchen Entwicklungen bei Einführung eines Redispatchmarktes zur Behebung von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu rechnen wäre. Zunächst wird dazu in Abschnitt 4.1 auf die Methodik eingegangen, mit der die Untersuchung durchgeführt wird. Insbesondere wird darauf eingegangen, wie eine ideale Gebotsstrategie von Akteuren aussehen würde und wie diese modelliert werden kann. Außerdem diskutieren wir, welche Akteure für solche Gebotsstrategien infrage kommen. Anschließend werden in Abschnitt 4.2 die Ergebnisse einer Jahressimulation vorgestellt mit deutschem RD-Markt vorgestellt. Anhand dieser soll die praktische Relevanz untersucht werden, die Inc-Dec-Gebotsstrategien in der Theorie erwarten lassen. Dazu gehen wir neben den Rückwirkungen auf den Strommarkt und den Redispatch (s. Abschnitte 4.2.1 und 4.2.2) auch darauf ein, dass Akteure in der Realität ihre Knotenpreise nicht perfekt antizipieren können (s. Abschnitt 4.2.3). Um zu zeigen, dass die für das ausgewählte Stichjahr ermittelten Zahlenwerte keinen Sonderfall darstellen, werden in Abschnitt 4.2.4 zudem ein weiteres Stützjahr (2025) sowie ein Szenario mit strukturell engpassfreiem Netz untersucht.

4.1 Untersuchungsmethodik und wichtige Annahmen

Wie eingangs erläutert, stellen die möglichen, in einem Redispatchmarkt zu erzielenden Renten für alle Akteure, die an einem solchen Markt teilnehmen können, Opportunitäten dar. Damit ist es für die Akteure ökonomisch rational, diese Opportunitäten bei ihren Geboten im zonalen Markt einzupreisen. Wie in Anhang A hergeleitet, ist der mögliche erzielbare Preis, gegen den sie ihr Gebot am zonalen Markt optimieren, der lokale Marktpreis (LMP, auch Knotenpreis). Demnach würden rational agierende Akteure, die am RD-Markt teilnehmen können, im Strommarkt statt ihren Erzeugungskosten den erwarteten lokalen Preis bieten. Wir gehen zunächst davon aus, dass die Akteure ihren LMP perfekt voraussagen und diese Strategie somit risikolos anwenden können. Dies stellt insofern eine obere Abschätzung dar, als Akteure in der Realität nicht über vollständige Informationen bzgl. Engpasssituation und Knotenpreisen verfügen. Wir untersuchen dennoch bewusst diese idealisierte Strategie, um später einen Vergleich mit defensiven Strategien ziehen zu können (s. Abschnitt 4.2.3).

Die voranstehenden Überlegungen zeigen, dass der LMP für die Modellierung einer Gebotsstrategie eine zentrale Rolle spielt. Zudem variiert der LMP an jedem Knoten über den Jahresverlauf hinweg, weil er abhängig von der jeweiligen Engpasssituation ist. Daher muss der LMP im Rahmen einer Voranalyse ermittelt werden (s. Abbildung 9).

eindeutige Analyse der Effekte von Inc-Dec-Strategien, die nicht durch andere Effekte überlagert wird. In der eingesetzten Modellkette erforderte es bestimmte zusätzliche Maßnahmen, damit die Voraussetzung stets gleicher Flexibilitäten im zonalen Markt und Redispatch erfüllt ist.¹² So wird z. B. die Einspeisung von Anlagen, die nicht am Redispatchmarkt teilnehmen können (bspw. in Großbritannien) in den Variationsrechnungen auch im zonalen Strommarkt fixiert. Sie sind dann in allen in diesem Untersuchungsstrang betrachteten Modellrechnungen auf allen betrachteten Dispatchstufen (zonalen Markt und Redispatch) nicht flexibel einsetzbar.¹³

Für die Einordnung der folgenden Ergebnisse ist noch ein weiteres Detail der Annahmen für die Modellierung wichtig: Wir haben angenommen, dass die Anwendung von Inc-Dec-Strategien nur in dem Maße möglich ist, wie die Gebote am zonalen Markt tatsächlich physisch gedeckt sind. Am Fall der Diesel-Kraftwerke im Norden (also „vor“ dem Engpass) aus dem stilisierten Beispiel (vgl. AnhangA) lässt sich dies anschaulich erklären: Diese bieten im Beispiel im Inc-Dec-Fall am zonalen Markt zum lokalen Preis und mit einer Menge, die ihrer physisch maximal verfügbaren Erzeugungskapazität entspricht (hier: 5 GW). Dadurch nutzen sie die Arbitragemöglichkeit – Energie zu einem höheren Preis verkaufen und diese Lieferverpflichtung später durch Rückkauf der Energie zu einem niedrigen lokalen Preis bedienen – soweit aus, wie es ihre physische Erzeugungsmöglichkeiten zulassen. Da sie aber gar nicht beabsichtigen, die am zonalen Markt verkaufte Energie mit ihrem Kraftwerk zu produzieren, wäre grundsätzlich auch denkbar, dass sie mehr als ihre physische Erzeugungskapazität am zonalen Markt vermarkten und die entsprechend höhere Menge ebenfalls am lokalen Markt zurückkaufen. Dies ist möglich, da sie sich, wie erläutert, durch die Inc-Dec-Strategie ihre Nachfragen nach engpassentlastendem Rückkauf von vermarkteter Erzeugung am lokalen Markt selbst schaffen. Daher ist diese Art von „Leerverkauf“ letztlich im Umfang auch nicht beschränkt. Wir gehen aber davon aus, dass – anders als ein physisch gedecktes Inc-Dec-Geschäft – solche Leerverkäufe beispielsweise bei konsequenter Auslegung von Bilanzkreisverträgen zumindest sanktionierbar wären. Schließlich würden durch ein solches Verhalten am zonalen Markt Lieferverpflichtungen eingegangen, die physisch nicht gedeckt werden könnten. Insofern begrenzen wir in unserer Modellierung den Umfang von Inc-Dec-Geboten auf die physisch vorhandenen Kapazitäten des jeweiligen Akteurs. Im Falle von EE-Anlagen und (flexiblen) Lasten begrenzen wir die Inc-Dec-Gebote auf das zeitpunktspezifisch variable EE-Dargebot bzw. die Verbrauchslast. Bezüglich dieser Beschränkung bei EE-Anlagen und Lasten dürften in der Realität allerdings durchaus (begrenzte) Umgehungsmöglichkeiten bestehen, bspw. indem Akteure durch überhöhte EE- oder Last-Prognosen ihr Potential für Inc-Dec-Strategien erhöhen. Der Nachweis eines missbräuchlichen Verhaltens dürfte schwierig sein. Insofern führt diese Annahme unserer Modellierung eher zu einer konservativen Abschätzung des Potentials für die Anwendung von Inc-Dec-Strategien.

4.2 Ergebnisse zu Auswirkungen von Inc-Dec-Gebotsstrategien

Im Folgenden werden die Auswirkungen von Inc-Dec-Gebotsstrategien quantitativ untersucht. Die Untersuchung erfolgt in mehreren Schritten, da die Wirkung von strategischem Verhalten zu Änderungen sowohl auf dem Strommarkt (s. Abschnitt 4.2.1) als auch im Redispatch (vgl.

¹² Inwieweit die genannte Voraussetzung in der Realität erfüllt ist, hängt unter anderem von Vorlaufzeiten des Redispatch und Prognoseunsicherheiten der Marktteilnehmer ab. Grundsätzlich sind rationale Marktteilnehmer aber stets bestrebt auf allen Marktstufen eine möglichst hohe Flexibilität zu besitzen, da sie nur so ihre Gewinne maximieren können.

¹³ Ansonsten könnten sich durch Änderungen des Gebotsverhaltens der übrigen Anlagen prinzipiell auch neue – ineffiziente – Austauschmuster ergeben, die nicht mehr rückgängig gemacht werden können. Dies wäre in der Realität durchaus denkbar, aber ein Effekt zweiter Ordnung, der die Effekte von strategischem Gebotsverhalten noch verstärkt, den wir aber hier nicht betrachten wollen.

Abschnitt 4.2.2) führen. So können die zahlreichen Effekte strukturiert diskutiert werden. Für die nächsten beiden Kapitel wird zunächst der Fall idealtypischer Inc-Dec-Strategien unterstellt, d.h. die Akteure besitzen perfekte Voraussicht. Sie sind also in der Lage ihren Knotenpreise exakt zu antizipieren. Da dies in der Realität nicht der Fall sein wird, führen wir weitere Untersuchungen durch, in der die Akteure keine perfekte Antizipation besitzen (vgl. Abschnitt 4.2.3). Für diesen Fall unterstellen wir den Akteuren eine gewisse Risikoaversität und führen dazu Sensitivitätsanalysen durch. Außerdem werden in Abschnitt 4.2.3 die Ergebnisse einer Rechnung gezeigt, bei der die Akteure im Strommarkt kein strategisches Verhalten ausüben, im Redispatch aber dennoch zum lokalen Marktpreis abgerechnet werden.

4.2.1 Auswirkungen auf den zonalen Strommarkt

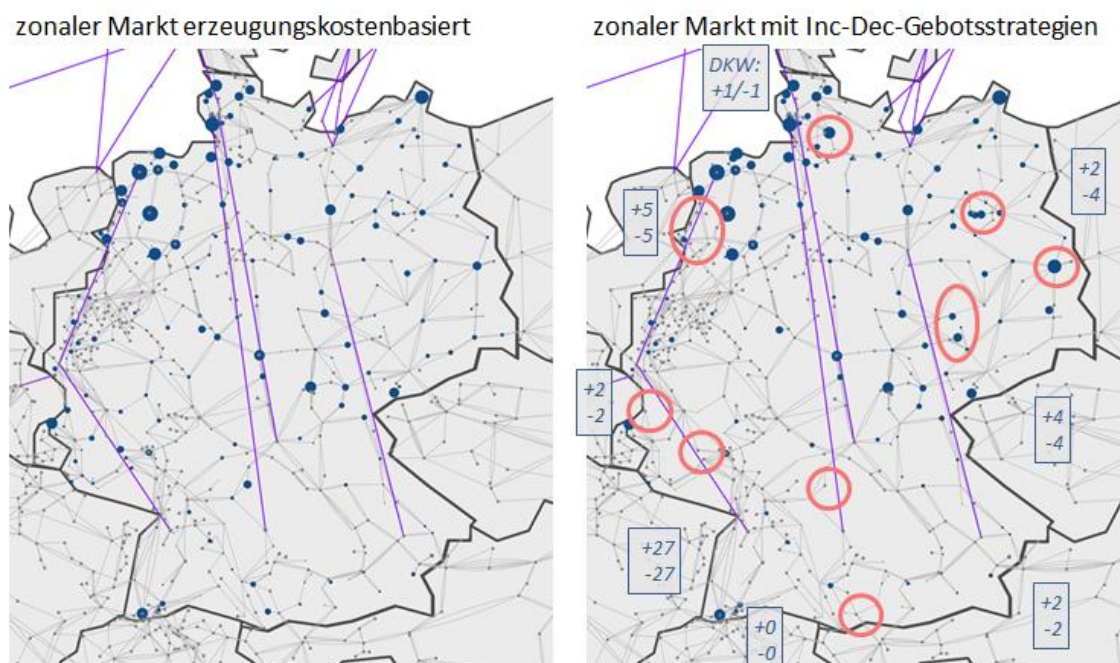
Die Anwendung von Inc-Dec-Strategien durch die Marktakteure verändert die Gebotskurve am zonalen Markt (vgl. Abbildung 19 und Abbildung 22 für das stilisierte Beispiel aus Anhang 0). Damit verändern sich sowohl die Gebotszuschläge – und damit der Einsatz von Kraftwerken und flexiblen Verbrauchern – am zonalen Markt wie auch die Preise am zonalen Markt. Das Ausmaß der Veränderung hängt stark von der Merit Order sowie den lokalen Preisen ab und lässt sich schwer vorhersagen¹⁴, auch da es keine systematische „Richtung“ der Veränderung gibt (z. B., dass die Preise im zonalen Markt aufgrund der Inc-Dec-Strategie systematisch höher oder niedriger liegen).

Als quantitatives Maß für die Auswirkungen von Inc-Dec-Strategien haben wir die Vermarktung von Erzeugungsanlagen und die Beschaffung von Strommengen zur Lastdeckung am zonalen Markt verglichen, wie sie sich als Ergebnis der beiden durchgeführten Strommarktsimulation mit Inc-Dec-Gebotsstrategie bzw. mit erzeugungsgrenzkostenbasierten Geboten ergibt. Um die grundsätzliche Wirkungsweise nochmals zu veranschaulichen, haben den Vergleich zunächst anhand der bereits in Abschnitt 3.3 betrachteten Einzelstunde vorgenommen (s. Abbildung 10). In der Grafik ist links das Ergebnis des zonalen Marktes bei erzeugungskostenbasierten Geboten dargestellt. Dabei entsprechen die Flächen der blauen Kreise den jeweiligen Einspeisungen an den entsprechenden Knoten (vgl. Legende). Im rechten Bild ist in gleicher Weise der Dispatch nach zonalem Markt bei Anwendung von Inc-Dec-Strategien dargestellt. Zusätzlich dazu sind exemplarisch besonders relevante Veränderungen im Dispatch mit roten Kreisen markiert. Darüber hinaus sind Änderungen im Ausland in den jeweiligen Kästen dargestellt¹⁵.

¹⁴ In Abschnitt 4.1 wurde „Vorhersehbarkeit“ als Voraussetzung für die Anwendung Inc-Dec-Strategien genannt. Dies bezieht sich aber auf Engpässe und lokale Preise (und damit die ideale Gebotsstrategie). Zonale Preise vorhersehen zu können ist keine Voraussetzung für die Anwendung von Inc-Dec-Strategien – ebenso wenig wie dies Voraussetzung für ideale Gebotsstrategien an einem zonalen Markt ohne Inc-Dec-Anreize der Fall wäre.

¹⁵ Neben den dargestellten Veränderungen gibt es auch Änderungen in weiter östlich liegenden Ländern der CORE-Region. Diese betragen in Summe ca. 9 GW zusätzliche und ca. 8 GW verringerte Erzeugung.

Welche Auswirkungen haben Inc-Dec-Gebotsstrategien? Modellierung von Gebotsstrategien in einem deutschen Redispatchmarkt



Legende

- 1 GW Erzeugung
- Änderungen bei Inc-Dec-basierten Geboten (exempl. Hervorhebung)
- HGÜ-Leitungen
- Änderungen im Ausland [GW] (pos. / neg. Werte: Kraftwerke mit zus. / geringerer Vermarktung)

Abbildung 10: Unterschiede im Dispatch nach zonalem Markt durch Inc-Dec-Gebotsstrategien

Es zu erkennen, dass vor allem im Nord-Osten mehr und dagegen im Süd-Westen weniger Erzeugung zugeschlagen wird. Eine detaillierte Beschreibung der Engpasssituation in dieser Stunde erfolgt im nächsten Abschnitt (4.2.2). Allerdings sei schon hier darauf verwiesen, dass sich vor dem Hintergrund der in Abbildung 8 dargestellten Engpässe das erwartete Bild abzeichnet: Die Erzeugungen im zonalen Markt ändern sich tatsächlich so, dass sie tendenziell Engpässe verstärken.

Als nächstes wurden die Ergebnisse der einzelnen Stunden des Jahres aggregiert. Ausgewertet wurde dabei die Summe der Absolutbeträge der Veränderung, in der am zonalen Markt vermarkteten/beschafften Energie je modellierter Anlage und je Stunde. Für das simulierte Jahr 2030 ergibt sich durch die Inc-Dec-Strategie eine Veränderung in den Vermarktungsentscheidungen am zonalen Markt in Höhe von insgesamt 570 TWh über alle Akteure. Davon entfällt der weit überwiegende Teil auf die Vermarktungsentscheidungen bei Erzeugungsanlagen (540 TWh) und betrifft neben deutschen auch ausländische Kraftwerke, die in den Redispatchmarkt einbezogen werden und für die somit auch Anreize für eine Inc-Dec-Gebotsstrategie bestehen. Die Vermarktung deutscher Erzeugungsanlagen ändert sich um 192 TWh, wobei bei Anwendung der Inc-Dec-Strategie 79 TWh von Erzeugungsanlagen zusätzlich vermarktet werden, die bei erzeugungskostenbasierten Geboten nicht vermarktet würden, und 113 TWh von Erzeugungsanlagen weniger vermarktet werden, die bei erzeugungskostenbasierten Geboten vermarktet würden¹⁶.

¹⁶ Der „Bilanzausgleich“, also die für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage schließenden Größen, erfolgt einerseits über eine veränderte Nachfrage (insb. verlagern flexible Last ihren Strombezug teilweise auf den Redispatch-Markt) und andererseits über ausländische Kraftwerke, die im Saldo aufgrund der Inc-Dec-Strategie mehr vermarkten.

Eine weitere Zahl soll noch hervorgehoben werden, weil sie in der dieser Größenordnung nicht unbedingt erwartet werden konnte: 30 TWh der Veränderung entfallen auf flexible Verbraucher. Diese Größenordnung ist deshalb bemerkenswert, weil Potential für flexible Verbraucher nur in Deutschland angenommen wurde und die Ergebnisse des Baseline-Szenarios gezeigt haben, dass der volkswirtschaftlich effiziente Einsatz dieser Anlagen bei lediglich ca. 2 TWh (Summe aus Hoch- und Herunterfahren) liegt. Durch den RD-Markt wird nun in Verbindung mit strategischem Verhalten die 15-fache Menge im Redispatch verwendet. Das zeigt, dass für flexible Verbraucher trotz vergleichsweise hoher Kosten – die ihren Einsatz weitestgehend unwirtschaftlich machen – ein hoher Anreiz zur Generierung zusätzlicher Renten mittels strategischen Verhaltens besteht.

Diese Zahlen machen deutlich, dass die Einführung eines marktbasierten Redispatch im zonalen Markt zu sehr erheblichen Verwerfungen führen würde. Das Ergebnis, d.h. die Gebotszuschläge, des zonalen Marktes würden sich massiv von dem eigentlich erwünschten Ergebnis unterscheiden, welche sich einstellen würden, wenn alle Bieter am zonalen Markt erzeugungsgrenzkostenbasiert bieten würden.

4.2.2 Auswirkungen auf Redispatchvolumen und -kosten

Die veränderten Vermarktungsentscheidungen am zonalen Markt ändern auch die Engpasssituation, wie sie sich auf Basis der (vorläufigen) Kraftwerkeinsatzfahrpläne nach dem zonalen Markt ergibt. Die konzeptionellen Überlegungen im Exkurs des Abschnitts 1.2 haben gezeigt: alle Veränderungen im vorläufigen Anlageneinsatz nach Strommarkt, die aus einem – durch Antizipation des Redispatchmarktes bedingten – anderen Ergebnis des zonalen Marktes folgen, wirken engpassverstärkend. Angesichts der zuvor dargestellten massiven Änderung des Anlageneinsatzes nach zonalem Markt durch die Inc-Dec-Strategien ist ebenfalls zu erwarten, dass sich das Ausmaß der Engpässe und in der Folge Redispatchvolumen und -kosten deutlich erhöhen.

Illustration der Effekt am Beispiel einer exemplarischen Stunden

Zur Veranschaulichung der Effekte stellt folgende Abbildung vergleichend für die bekannte, exemplarische Stunde des Simulationsjahres 2030 die Engpasssituation im deutschen Übertragungsnetz vor Redispatch sowie den notwendigen Redispatch für die beiden Varianten des zonalen Marktergebnisses dar.

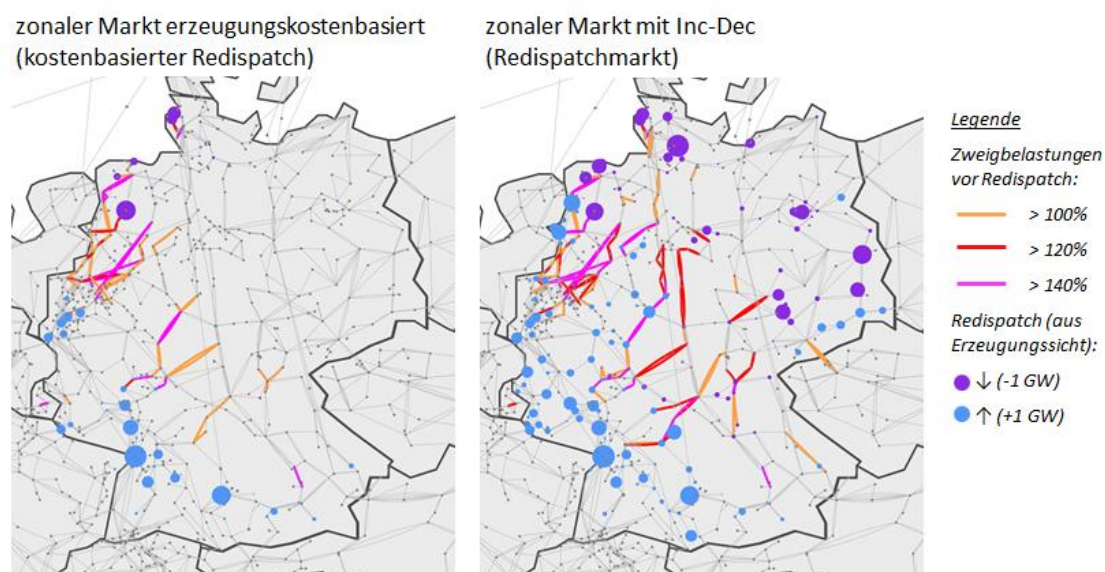


Abbildung 11: Leitungsbelastungen im deutschen Übertragungsnetz vor Redispatch und notwendiger Redispatch zur Engpassbehebung für eine exemplarische Stunde

Zu erkennen ist einerseits der deutliche Anstieg der Engpässe: Nicht nur steigt die Zahl der überlasteten Leitungen (im rechten Bild sind deutlich mehr Leitungen als Zeichen einer Belastung > 100 % im (n-1)-Fall eingefärbt). Auch sind die bereits im Basisfall (links) überlasteten Leitungen stärker überlastet (erkennbar an der veränderten Einfärbung im rechten Bild, vgl. Farbskala in der Legende). Die eingezeichneten Kreise repräsentieren die notwendigen Redispatchmaßnahmen. Blaue Kreise kennzeichnen eine Erzeugungserhöhung (bzw. Lastabsenkung), violette Kreise eine Erzeugungsabsenkung (bzw. Lasterhöhung). Die Fläche der Kreise korrespondiert mit dem leistungsmäßigen Umfang der Redispatchmaßnahmen. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion sind im Ausland durchgeführte Redispatchmaßnahmen nicht dargestellt; sie finden aber statt. Es ist klar zu erkennen, dass der Umfang der Redispatchmaßnahmen deutlich zunimmt. In Zahlen ausgedrückt steigt in dieser Stunde das Redispatchvolumen von 19 GWh auf 56 GWh (Faktor 3). Die Kosten steigen von EUR 506.000 auf EUR 2.079.000 (Faktor 4).

Ergebnis der Simulation für ein gesamtes Jahr

Vergleicht man für das gesamte Jahr den Umfang der zur Engpassbehebung für einen kostenminimalen Redispatch erforderlichen Redispatchmaßnahmen, so steigt dieser in den von uns durchgeführten Simulationen in Folge der Inc-Dec-Strategie signifikant. Das Redispatchvolumen zur Behebung von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz erhöht sich etwa von 44 TWh¹⁷ auf 306 TWh. Unter den getroffenen Annahmen würden Redispatchmärkte den notwendigen Redispatch also um etwa den Faktor 7 erhöhen. Die Kosten der Netzbetreiber für die Umsetzung dieser Maßnahmen würden auf etwa EUR 3,5 Mrd. steigen und lägen damit EUR 2,4 Mrd. über den Kosten, die den Netzbetreibern bei einem ideal kostenbasierten Redispatch entstehen würden. Die Erhöhung der Redispatchkosten liegt also bei einem Faktor von knapp über 3 und fällt damit sehr erheblich aus.

¹⁷ Vgl. Hinweise zu hohem Redispatchvolumen im Basisfall in Abschnitt 2.5 und 3.3

4.2.3 Sensitivitätsanalyse: Inc-Dec-Strategien bei nicht perfekter Antizipation

Bis hierher wurde davon ausgegangen, dass den Akteuren zur Bestimmung ihrer Gebotsstrategien vollständige Informationen vorliegen und sie das Marktgeschehen sowie ihre Knotenpreise perfekt antizipieren können. Die Anwendung von Inc-Dec-Strategien ist dann für die Akteure risikolos. Auch wenn wir, wie oben erläutert, davon ausgehen, dass angesichts eines mit strukturellen Engpässen behafteten Übertragungsnetzes wie in Deutschland eine solche Prognose mit hinreichender Genauigkeit möglich wäre, so kann in der Realität jedenfalls nicht von einer perfekten Antizipierbarkeit ausgegangen werden. Akteure gehen durch Inc-Dec-Strategien dann gegenüber einer reinen Spotvermarktung zusätzliche Risiken ein. In dem stilisierten Beispiel von oben, besteht z. B. für die Dieselkraftwerke im Norden die Gefahr, dass sie den lokalen Preis zu niedrig einschätzen. Dann könnte der Fall eintreten, dass der tatsächliche lokale Preis höher ist als der erwartete Preis. Dies kann einerseits zu einem Verlust führen, wenn der lokale Marktpreis über dem zonalen Marktpreis liegt. Der Akteur würde dann aus der Differenz zwischen lokalem Preis und zonalem Preis keinen Gewinn erzielen, sondern müsste die zum zonalen Preis verkaufte Energie zum wider Erwarten höheren lokalen Preis zurückkaufen. Liegt der Knotenpreis allerdings zwar höher als der Akteur erwartet hatte, aber weiterhin unter dem zonalen Marktpreis, dann bedeutet dies für den Akteur lediglich einen geringeren Gewinn. In einer Sensitivitätsuntersuchung haben wir untersucht, wie sich ein eher risikoaverses Verhalten bei der Anwendung von Inc-Dec-Strategien auf das Ausmaß der Wirkungen dieser Strategien auswirken würde.

Untersuchungsansatz

Aus dem oben angeführten Beispiel wird deutlich, dass der Umstand, ob eine Inc-Dec-Strategie sich lohnt oder nicht, im Wesentlichen davon abhängt, ob ein Akteur richtig abschätzen kann, dass sein lokaler Preis über oder unter dem zonalen Preis liegt. Im Gegensatz dazu führt eine Prognose, die lediglich die absolute Höhe des Knotenpreises falsch einschätzt, in der Tendenz (über oder unter zonalem Preis) aber richtig liegt, trotzdem zu einer zusätzlichen Rente – wenn auch nicht in der antizipierten Höhe. Hervorzuheben ist dabei, dass nicht einmal das absolute Niveau des Zonenpreises relevant für die Einschätzung der Tendenz ist, sondern nur die Lage zu relevanten Engpässen. In Bezug auf die Engpasssituation im Übertragungsnetz bedeutet das: Weiß der Akteur, ob er mit einer Einspeisung eher engpassverstärkend oder eher -senkend wirkt? Daran wird deutlich: Je sicherer sich ein Akteur in Bezug auf seine Netzwirkung ist, desto exakter kann er auch abschätzen, ob er durch strategisches Verhalten eine zusätzliche Rente erwirtschaften kann. Wie erwähnt, benötigt er dazu kein komplexes Modell zur Prognose von Preisen. Weiterhin folgt daraus, dass es für Akteure mit einer hohen Wirksamkeit auf kritische Netzelemente relativ einfach ist, eine Prognose über ihre Netzwirkung zu erlernen, indem sie z.B. Korrelationen zwischen Last-/Einspeisesituationen und Redispatchabruf herstellen.

Insofern besteht eine plausible Annahme darin, dass das Risiko durch strategisches Verhalten einen Verlust zu machen mit steigender Differenz zwischen lokalem und zonalem Marktpreis sinkt. Daher sind die Sensitivitätsuntersuchungen so parametrisiert, dass nur solche Anlagen Gebotsstrategien anwenden können, deren LMP in der jeweiligen Stunde und am jeweiligen Netzknoten eine bestimmte Mindestabweichung vom zonalen Preis aufweisen. Wir haben dazu drei Abstufungen mit Schwellen von +/- 3 EUR/MWh, +/- 5 EUR/MWh, +/- 7 EUR/MWh untersucht.

Ergebnisse

Folgendes Diagramm zeigt, wie sich Redispatchvolumen und -kosten bei „risikoaversen Inc-Dec-Strategien“ zu Volumen und Kosten im Basisfall strategisches Verhalten entwickeln. (s. Abbildung 12).

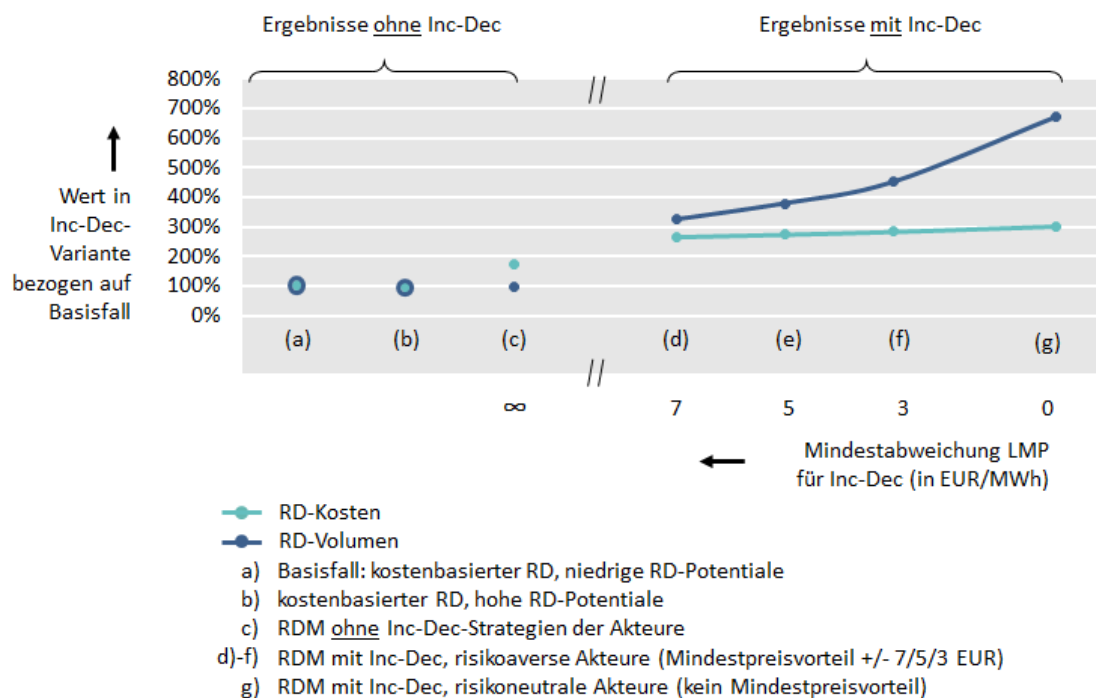


Abbildung 12: Redispatchvolumen und -kosten, wenn Inc-Dec-Strategien von Akteuren nur dann angewendet werden, wenn in der jeweiligen Stunde und an dem jeweiligen Netzknoten, der LMP eine bestimmte Mindestabweichung zum zonalen Preis aufweist; der Fall ohne Anwendung von Inc-Dec-Strategien entspricht einer „unendlich“ hohen Mindestabweichung (∞)

Aus dem Diagramm geht hervor, dass die Anwendung eines „Sicherheitsabstandes“ zu einer deutlichen Reduktion des Redispatchbedarfes gegenüber dem Fall ohne Sicherheitsabstand führt. Trotzdem liegt der Redispatchbedarf um ein Mehrfaches über dem Volumen bei kostenbasierten Redispatch (s. Punkt rechts im Diagramm). Eine weitere Erkenntnis ist, dass im Gegensatz zum Volumen die Redispatchkosten nur geringfügig durch risikoaverse Gebotsstrategien sinken. Das ist dadurch zu begründen, dass durch ein Erhöhen des Sicherheitsabstandes als erstes diejenigen Akteure keine Inc-Dec-Gebotsstrategien mehr anwenden, für die die zusätzliche Rente eher gering ist (geringe Abweichung vom zonalen Preis), wohingegen die Akteure mit den höchsten zusätzlichen Renten diese auch weiterhin realisieren können (hohe Abweichung vom zonalen Preis).

Diese zusätzlichen Untersuchungen zeigen, dass ein risikoaverses Verhalten zwar den Anstieg von Redispatchvolumen und -kosten in Folge der Inc-Dec-Strategien begrenzt. Aber selbst bei einem vergleichsweise hohen geforderten Sicherheitsabstand von 7 Euro/MWh für den erwarteten lokalen Preis sind die Anstiege bei Redispatchkosten und -volumen mit einem Faktor von etwa 3 noch sehr erheblich.

Die Grafik zeigt noch ein weiteres Ergebnis, das sich auf die Berechnung eines fiktiven Redispatchmarktes bezieht, der nicht dazu führt, dass Akteure am Strommarkt strategische Gebote einstellen („RDM ohne Inc-Dec“). Für diese Berechnung entspricht das Ergebnis des

Strommarktes und folglich auch das Ergebnis des Redispatchalgorithmus genau der Referenzrechnung. Allerdings wird der Redispatcheinsatz in dieser Berechnung nicht nur durch entsprechende Zahlung von Erzeugungskosten kompensiert, sondern nach dem lokalen Marktpreis vergütet. Damit ergeben sich, verglichen mit der Referenzrechnung, deutliche Mehrkosten in etwa zweifacher Höhe. Hieran wird deutlich, dass in Abschnitt 1.2 angesprochene investive Fehlansätze und Windfall Profits, durchaus in signifikanter Höhe auftreten können.

4.2.4 Analysen für weitere Stichjahre und Szenarien

Um zu untersuchen, ob es sich bei dem ausgewählten Jahr 2030 in der gewählten Parametrierung möglicherweise um einen Sonderfall handelt, haben wir zwei weitere Sensitivitätsuntersuchungen durchgeführt. Zum einen wurden die gleichen Annahmen verwendet, die zur Entwicklung des energiewirtschaftlichen Szenarios des Jahres 2030 herangezogen wurden, um unter ähnlichen Rahmenbedingungen das Jahr 2025 zu untersuchen. Zum anderen haben wir eine Markt-/Netzsimulation aus einem anderen Projekt für das Jahr 2020 (Consentec et al. 2017) herangezogen und dort strategisches Gebotsverhalten unterstellt (im Folgenden mit „Langfristszenarien“ abgekürzt). Die Besonderheit an letztgenanntem Szenario besteht darin, dass hier ein strukturell engpassfreies Netzmodell unterstellt ist.

Stichjahr 2025

Für die Berechnung des Jahres 2025 wurde eine sehr ähnliche Parametrierung der Modellkette gewählt. So gibt es keinen Unterschied in Bezug auf den zeitlichen und geografischen Betrachtungsbereich (weder in der Marktsimulation noch im Redispatch). Die einzigen Unterschiede bestehen im Erzeugungspark und in der Last. Weiterhin wurden in Arbeitspaket 3 des Vorhabens zusätzliche Redispatchpotentiale in Form von flexiblen Verbrauchern nur für das Jahr 2030 ermittelt. Daher wurde durch den RD-Markt aktivierbare, zusätzlichen Redispatchpotentiale in gleicher Höhe wie im Jahr 2030 angenommen. Im Ergebnis zeigt der Vergleich von Baseline-Szenario (ohne strategische Gebote) mit der Variante mit strategischen Geboten eine ähnliche Tendenz der Ergebnisse wie die Berechnung für das Jahr 2030 in Bezug auf die Entwicklung des Redispatchvolumens. So sind in der Berechnung ohne Inc-Dec-Gebotsstrategien im Jahresverlauf Redispatchmaßnahmen im Umfang von ca. 38 TWh bei Kosten von ca. EUR 1,05 Mrd. notwendig (s. Tabelle 5). Die Redispatchmenge steigt bei Anwendung von strategischem Verhalten auf ca. 265 TWh (Faktor 7). Demgegenüber fällt die Kostensteigerung mit einer Erhöhung auf EUR 8,4 Mrd (Faktor 8) im Vergleich zum Jahr 2030 deutlich höher aus.

Ergebnis 2025	Baseline (admin. RD)	RDM (mit Gebotsstrategien)
Redispatchmenge [TWh]	38	265
Redispatchkosten [EUR]	1,05 Mrd.	8,4 Mrd.

Tabelle 5: Vergleich von Redispatchmengen und -kosten einer Jahresberechnung mit und ohne RD-Markt für das Jahr 2025

Stichjahr 2020 aus Langfristszenarien

Bei der Berechnung für die Langfristszenarien wurde eine etwas andere Parametrierung gewählt. So wurde in der Marktsimulation ein NTC-Modell angewendet, bei dem nur Deutschland sowie dessen Nachbarländer und Italien flexibel modelliert wurden. Außerdem wurde auch hier der Speichereinsatz exogen vorgegeben. Die Austauschzone zu umliegenden Gebotszonen wurden statisch eingepreist. Für die nachfolgenden Netzberechnungen gibt es in zwei wesentliche

Unterschiede: Zum einen konnten für den Redispatch nur deutsche Anlagen eingesetzt werden, was im Vergleich zu den oben vorgestellten Berechnungen das Problem der Nachoptimierung behebt. Außerdem stellt dies in Bezug auf strategisches Verhalten eine untere Abschätzung dar, weil ausländische Anlagen somit weder am administrierten Redispatch noch am Redispatchmarkt teilnehmen können. Weiterhin wurde ein Netzmodell angenommen, in dem keine strukturellen Engpässe mehr bestehen. Das bedeutet, dass das notwendige Redispatchvolumen im Basis-Szenario deutlich geringer ist, als in den obigen Berechnungen. Speicher wurden indes auch hier nicht im Redispatch eingesetzt. Für dieses Szenario haben wir in Bezug auf strategisches Gebotsverhalten zwei Varianten berechnet. Eine mit perfekter Antizipation der Engpässe und eine ohne perfekte Antizipation („Schwellwert“ für Anwendung von Gebotsstrategien bei 10 €/MWh, damit höher als die in Abschnitt 4.2.3 untersuchten Schwellwerte). Verbraucher konnten in den ausgewiesenen Parametrierungen nicht strategisch bieten. Dies ist eher eine Abschätzung nach unten.

Trotz der geringen verbleibenden Engpässe haben auch in diesem Szenario beide Varianten strategischen Verhaltens enorme Auswirkungen auf den Redispatchbedarf und die -kosten. So steigen der Redispatchbedarf von 7 TWh im Basisfall auf 23 bei imperfekter Antizipation bzw. 80 TWh bei perfekter Antizipation (s. Tabelle 6). Auch die Kosten steigen hier – ausgehend von einem geringeren Basiswert – stark an (im Bereich Faktor 2).

Ergebnis 2020	Kein strategisches Gebotsverhalten	Gebotsstrategien auf Basis imperfekter Antizipation	Gebotsstrategien auf Basis perfekter Antizipation
Redispatchmenge [TWh]	8	23	80
Redispatchkosten [EUR]	411 Mio.	693 Mio.	886 Mio.

Tabelle 6: Vergleich von Redispatchmengen und -kosten einer Jahresberechnung ohne vs. mit (im-)perfekten Inc-Dec-Gebotsstrategien für das Jahr 2020

An diesen zusätzlichen Untersuchungen wird deutlich, dass die im Detail untersuchte Berechnung für das Jahr 2030 (s.o.) keineswegs einen Sonderfall darstellt. Auch wenn der Sockel der Redispatchmengen in den obigen Berechnungen aufgrund der „Nachoptimierung“ deutlich höher ist, so zeigt sich, dass dies nicht dazu führt die Wirkungsweise von strategischem Verhalten prinzipiell zu überschätzen. Im Gegenteil: Der Einfluss auf Redispatchmengen und -kosten liegt in allen Berechnungen in etwa der gleichen Größenordnung. Damit ist davon auszugehen, dass auch in der Realität Effekte in ähnlicher Größenordnung zu erwarten wären.

5 Wie stark erhöht sich das Marktmachtproblem in Redispatchmärkten? Einordnende Modellrechnungen zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung

Unabhängig von und zusätzlich zu Anreizen für Inc-Dec-Gebotsstrategien können Redispatchmärkte (lokaler) Marktmacht unterliegen. Die Überlegungen in Abschnitt 5.1 veranschaulichen anhand eines einfachen Beispiels, dass in nodalen Märkten grundsätzlich eine höhere Marktkonzentration besteht, da die Lokalität der Anlagen dabei eine wesentliche Rolle spielt. Anschließend haben wir mithilfe unseres Modells die Potentiale für Marktmautausübung auf Systemebene untersucht, indem wir die Anlagen aus unserem Modell ihren jeweiligen Marktakteuren zugeordnet und anschließend deren Potentiale zur Marktmautausübung quantifiziert haben. Die Untersuchungsmethodik wird ausführlich in Abschnitt 5.2 erläutert, bevor in Abschnitt 5.3 die Ergebnisse vorgestellt werden.

5.1 Marktmacht in nodalen Märkten

Unter Marktmacht verstehen wir hier Situationen, in denen sich Akteure in wesentlichem Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern verhalten können. Sie erlangen bei hoher Marktkonzentration die Möglichkeit durch z. B. Mengenzurückhaltung oder Preisaufschläge die Marktpreise über das wettbewerbliche Niveau zu heben. Ob Marktmacht dann tatsächlich ausgeübt wird, hängt von weiteren Faktoren ab, unter anderem davon, wie stark der Anreiz zur Marktmautausübung für sie ist, also insbesondere das Ausmaß, mit dem sie ihren Gewinn steigern könnten.

Wettbewerbsaufsicht kann die Ausübung von Marktmacht eindämmen. Allerdings ist dies stets zumindest mit Aufwand verbunden und in der Praxis in der Regel nicht lückenlos möglich. Insofern stellt eine geringe Marktkonzentration bereits einen „Wert an sich“ dar.

Die Messung von Marktkonzentration ist keine neue oder auf den Strommarkt begrenzte Aufgabe. Wettbewerbsbehörden befassen sich auf den unterschiedlichsten Märkten mit der Frage nach geeigneten Methoden zur Messung von Marktkonzentration. Daher gibt es etablierte Kenngrößen und Indikatoren für Marktkonzentration. Hierzu zählen der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), der sich aus den Marktanteilen der am Markt aktiven Akteure berechnet, sowie verschiedene Indikatoren wie der *Pivotal Supplier Index* (PSI) oder *Residual Supplier Index* (RSI), die erfassen sollen, wie entscheidend ein bestimmter Akteur zur Befriedigung der Marktnachfrage ist. Das Bundeskartellamt hat sich ausführlich, z. B. im Zusammenhang mit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel (Bundeskartellamt 2011), mit solchen und anderen Indikatoren beschäftigt. Neben den in der Wettbewerbsaufsicht besonders relevanten Indikatoren spielen auch spieltheoretische Modelle eine Rolle, beispielsweise sogenannte agentenbasierte Simulationsmodelle, mit denen versucht wird, Akteursstrukturen und Strategien zur Ausübung von Marktmacht explizit zu modellieren.

Marktmacht ist im Zusammenhang mit nodalen Strommärkten, zu denen auch Redispatchmärkte gehören, eine besondere Herausforderung. Einerseits ist die Messung von Marktkonzentration herausfordernd, da die Abgrenzung des relevanten Markts nicht eindeutig und zeitlich hochdynamisch ist. Zugleich sind die Strategien zur Ausübung von Marktmacht in nodalen Märkten oftmals komplexer als in zonalen Märkten. Andererseits ist Marktmacht hier ein besonders relevantes Thema, da – je nach Netzsituation/-konstellation – der relevante Markt vergleichsweise klein ist und insofern auch grundsätzlich kleinere Akteure ein hohes Marktmachtpotenzial erlangen können.

Es ist offensichtlich, dass der einzelne Netzknoten – also die Gegenüberstellung der an einem Netzknoten vorhandenen Erzeugung und Last – keine geeignete räumliche Abgrenzung darstellt. So können Anlagen an anderen Netzknoten in der Regel ebenfalls die Last an einem Knoten bedienen und stellen insofern Wettbewerber für die Anlagen an dem Netzknoten dar. Insbesondere im eng vermaschten Übertragungsnetz bestehen aber enge Wechselwirkungen. So können beispielsweise Anlagen an zwei verschiedenen entfernten Knoten möglicherweise nicht gleichzeitig in vollem Umfang in Wettbewerb zu der betrachteten Anlage treten, da die verfügbare Transportkapazität zum betrachteten Netzknoten eingeschränkt ist. Im Zusammenhang mit Redispatch-Märkten stellt sich zudem noch eine sehr grundsätzliche Frage: Welcher Markt zur Deckung welcher Nachfrage wird überhaupt betrachtet? Üblicherweise geht es im Zusammenhang mit Strommärkten um einen Markt, auf dem Akteure Kapazität zur Deckung einer Verbrauchslast anbieten¹⁸. Bei Redispatch-Märkten ist aber auch eine andere Sichtweise auf die „Nachfrage“ denkbar, nämlich die einer Nachfrage des Netzbetreibers nach disponibler Kapazität zur Behebung von Engpässen. Dies beeinflusst offensichtlich zumindest die Anwendung von Konzentrationsmaßen.

In Redispatch-Märkten ist das Marktmachtspotenzial aus verschiedenen Gründen systematisch höher als in zonalen Märkten. Ein Grund für das systematisch größere Marktmachtproblem ist die Tatsache, dass die Nachfrage des Netzbetreibers nach engpassentlastender Kapazität im Gegensatz zur Stromnachfrage am Strommarkt vollständig preisunelastisch ist. Während am Strommarkt häufig, insbesondere in Modellanalysen, vereinfachend von einer preisunelastischen Nachfrage ausgegangen wird, ist diese tatsächlich, zumindest bei deutlichen Preisausschlägen, in der Regel zunehmend preiselastisch. Dies begrenzt die Anreize zur Ausübung von Marktmacht. In Erfüllung seiner Systemverantwortung hat der Netzbetreiber bei Vorliegen eines Engpasses allerdings keine andere Wahl, als mit den ihm angebotenen Kapazitäten seine Nachfrage nach engpassentlastender Kapazität vollständig zu befriedigen. Eine Anpassung seiner Nachfrage, falls Anbieter sehr hohe Preise für ihre Kapazitäten verlangen, ist dem Netzbetreiber nicht möglich.¹⁹

Ein weiterer Grund für das systematisch höhere Marktmachtspotenzial ist die Tatsache, dass zwar für einen bestimmten Engpass häufig grundsätzlich viele Anbieter engpassentlastende Kapazität anbieten können. Eine Eigenschaft vermaschter Netze besteht aber darin, dass die engpassentlastende Wirkung einer Anlage in hohem Maße von ihrer genauen Lage im Netz abhängt, d. h. von ihrem Netzverknüpfungspunkt und dessen relativer Position zur überlasteten Leitung. Grundsätzlich gilt: Je näher eine Anlage zur Leitung liegt, desto höher kann ihre engpassentlastende Wirkung sein.

In Drehstromnetzen wird dies mit der sogenannten Lastflusssensitivität beschrieben. Diese gibt an, wie sich der Fluss auf einer bestimmten Leitung im Verhältnis zur Einspeisungsänderung an einem bestimmten Knoten ändert. Die Lastflusssensitivität kann Werte zwischen +100 % und -100 % annehmen. Ein Wert von +50 % bedeutet z. B., dass für eine Entlastung einer Leitung um 1 MW die Einspeisung am jeweiligen Knoten um 2 MW reduziert werden muss. Die

¹⁸ Bereits hier stellen sich zukünftig neue Fragen, da die Verbrauchslast angesichts zunehmender Aktivierung von Lastflexibilitäten nicht mehr als fix angenommen werden kann, wie dies häufig bei der Anwendung von Marktkonzentrationsmaßen heute noch der Fall ist.

¹⁹ Lediglich für den Fall, dass ihm zu wenig Kapazität angeboten wird, sind dem Netzbetreiber weitere Eingriffsmöglichkeiten gegeben.

Wie stark erhöht sich das Marktmachtproblem in Redispatchmärkten? Einordnende Modellrechnungen zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung

Lastflusssensitivität ist eine Systemeigenschaft, die nur von der Netztopologie und den elektrischen Eigenschaften des Netzes sowie der Lage von betrachteten Knoten und betrachteter Leitung abhängt.

Beispielhaft zeigt folgende Abbildung für einen in der jüngeren Vergangenheit typischen Engpass im deutschen Übertragungsnetz (Leitung Gießen Nord – Großkrotzenburg, im Bild rot eingekreist) die Lastflusssensitivitäten für die fünf Kraftwerksstandorte größer 100 MW, die die höchste Sensitivität zur Engpassentlastung auf die betrachtete Leitung haben.

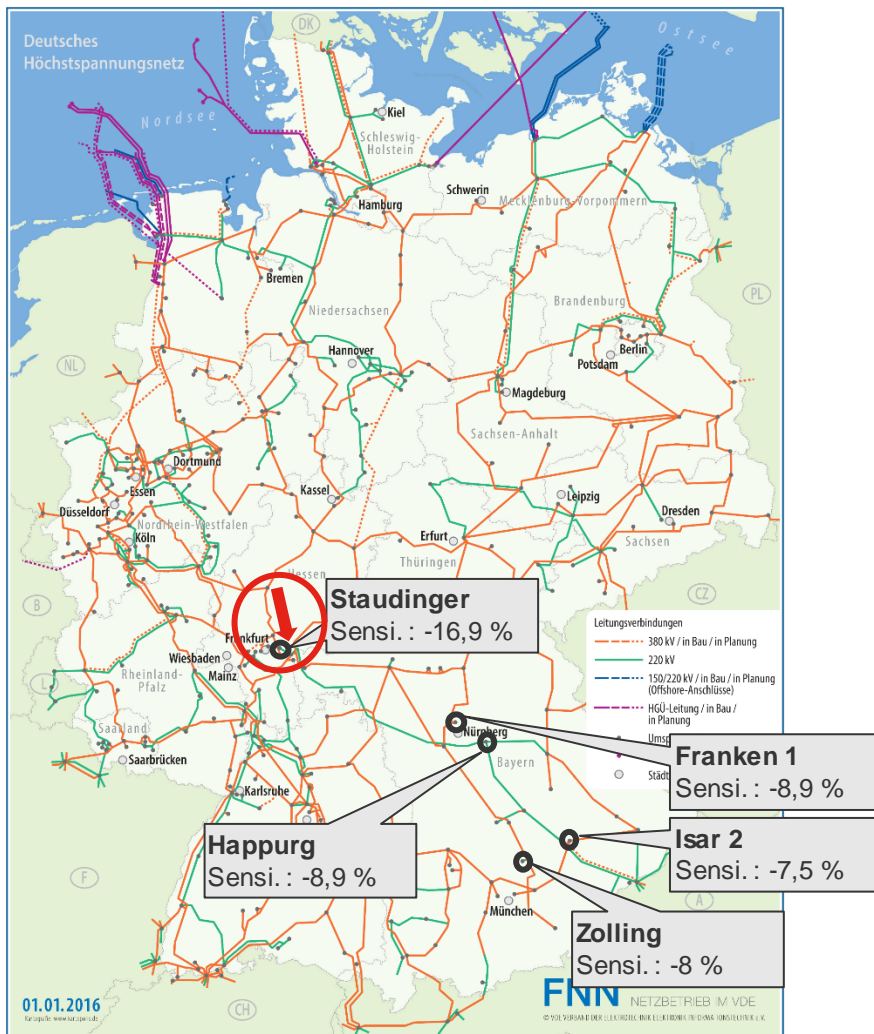


Abbildung 13: Lastflusssensitivität der fünf sensitivsten Kraftwerkeinspeisungen für die Leitung Gießen/Nord – Großkrotzenburg; bei der Leitung handelt es sich um einen heute typischen Engpass im deutschen Übertragungsnetz

Das Kraftwerk Staudinger besitzt eine Sensitivität von -17 %, d. h., eine Leistungserhöhung des Kraftwerks von 1 MW führt zu einer Entlastung der Leitung um 0,17 MW. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass eine Entlastung um 1 MW eine Leistungserhöhung von 5,9 MW erforderlich macht. Die zweiteffektivsten Kraftwerke (Happurg und Franken 1) besitzen eine bereits beinahe nur noch halb so hohe Sensitivität. Eine Entlastung der Leitung von 1 MW würde hier bereits eine Leistungserhöhung von 11,1 MW erfordern. Für das fünfteffektivste Kraftwerk wäre eine Leistungserhöhung von 13,3 MW erforderlich, um eine netztechnisch vergleichbare Wirkung zu erzielen. Selbst unter den fünf effektivsten Kraftwerken variiert die Lastflusssensitivität somit bereits um den Faktor 2. Weitere Kraftwerke an anderen Netzknoten haben deutlich geringere Lastflusssensitivitäten, so dass die Faktoren schnell weiter anwachsen. Bemerkenswert ist die

Tatsache, dass in diesem Fall die drei effektivsten Kraftwerke zudem ganz oder zumindest teilweise (Pumpspeicherkraftwerk Happurg) im Besitz des gleichen Eigentümers, hier Uniper, liegen. Dies führt dazu, dass sich die Marktkonzentration deutlich erhöht, da sich die Möglichkeiten zur Deckung der Nachfrage des Netzbetreibers standortspezifisch sehr stark unterscheiden. Deswegen stehen Kraftwerke mit „günstiger“ Lage zum Engpass (hohe Sensitivität) mit nur wenigen Kraftwerken an anderen Knoten „ernsthaft“ in Konkurrenz.

5.2 Untersuchungsmethodik und wichtige Annahmen

Ziel der Analysen

Wie erläutert ist die Messung von Marktkonzentration in nodalen Märkten eine besondere Herausforderung. Aufgabe dieses Vorhabens ist aber nicht die Entwicklung von exakten Indikatoren zur Bestimmung der Marktkonzentration in Redispatch-Märkten – diese ist bei Einführung solcher Märkte notwendig, aber bislang weder in der Praxis noch in der Wissenschaft abschließend gelöst. Ziel ist vielmehr eine empirische Einordnung, inwiefern Redispatch-Märkte zu einer im Vergleich zum Status quo hohen Marktkonzentration und Anreizen zur Ausübung von Marktmacht führen.

Potenzial zur Änderung von Knotenpreisen

Da es in diesem Vorhaben nicht um die Entwicklung von exakten Marktkonzentrationsmaßen geht, haben wir hier einen Indikator entwickelt, der zwar nur für unsere Modelluntersuchungen relevant ist, dafür aber vergleichsweise einfach zu implementieren und geeignet ist, das Marktmachtspotenzial in Redispatch-Märkten zu zeigen: die Fähigkeit von Marktparteien, Knotenpreise zu beeinflussen. Der entwickelte Indikator geht von der Beobachtung aus, dass die Strategien der Akteure – sofern es ihnen um die Ausübung von Marktmacht geht – im Ergebnis insbesondere darauf abzielen, Knotenpreise in einer für ihre eigenen Anlagen günstigen Weise zu beeinflussen. Dies kann auf zwei Weisen geschehen:

1. Lokale Preise durch Mengenzurückhaltung oder Preisaufschläge erhöhen, um den Deckungsbeitrag aus der Vermarktung der Energie zum lokalen Preis bzw. Erlöse aus engpassentlastender Flexibilität „hinter dem Engpass“ zu erhöhen. Ein Kraftwerk „hinter dem Engpass“ wirkt engpassentlastend, wenn es seine Leistung erhöht, und erhält somit am Redispatch-Markt für die hochgefahrte Leistung eine Vergütung in Höhe des lokalen Preises vom Netzbetreiber. Diese Strategie tritt auch in Nodal-Pricing-Systemen auf.
2. Lokale Preise durch Angebotsausweitung oder Preisnachlässe senken, um Erlöse aus engpassentlastender Flexibilität „vor dem Engpass“ zu erhöhen. Ein Kraftwerk „vor dem Engpass“ wirkt engpassentlastend, wenn es seine Leistung absenkt. Es zahlt dem Netzbetreiber für die Absenkung einen Preis in Höhe des lokalen Preises. Es ist für diesen Akteur umso günstiger, wenn der lokale Preis in diesem Fall möglichst niedrig ist. Diese Strategie ist ein Spezifikum von Redispatch-Märkten.

Diese Strategien lassen sich auch anders interpretieren: Akteure haben – jenseits bzw. „ergänzend“ zur Inc-Dec-Strategie – ein Interesse an engpassverstärkendem Verhalten.

Methodisches Vorgehen

Das konkret in diesem Vorhaben für diese Untersuchungen implementierte methodische Vorgehen zeigt folgende Darstellung.

Wie stark erhöht sich das Marktmachtproblem in Redispatchmärkten? Einordnende Modellrechnungen zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung

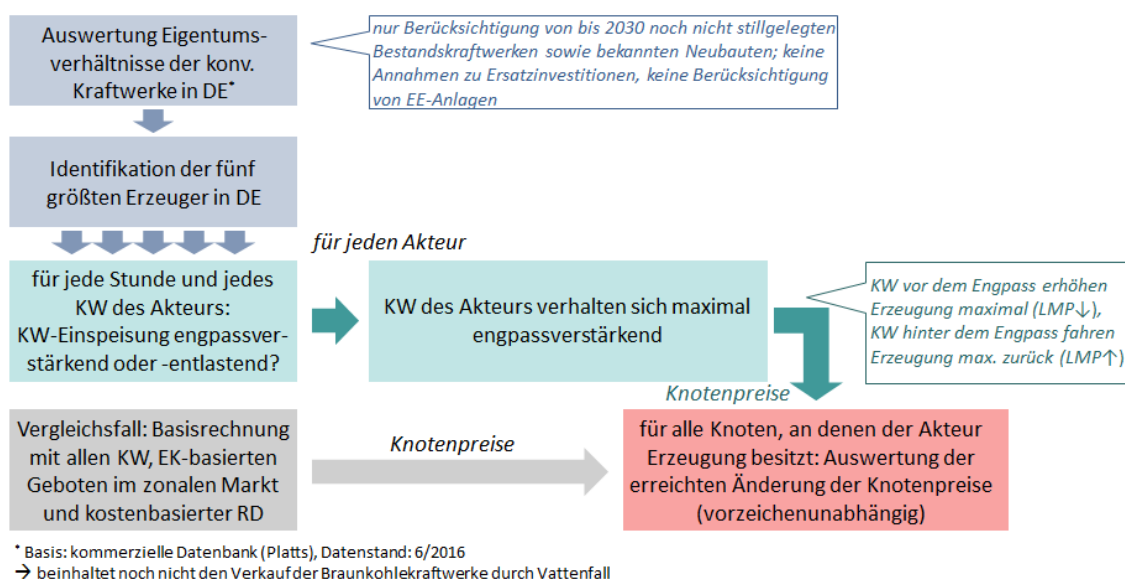


Abbildung 14: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens bei den quantitativen Analysen zu Marktmachtanreizen in Redispatch-Märkten

Angewendet wurden die Analysen auf das bereits im Zusammenhang mit den quantitativen Analysen zur Inc-Dec-Strategie verwendete Szenario für das Betrachtungsjahr 2030. Die Analyse wurden exemplarisch für die fünf größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland durchgeführt.

Dazu wurden zunächst die Daten einer kommerziellen Datenbank zu den Eigentumsverhältnissen konventioneller Kraftwerke in Deutschland ausgewertet. Berücksichtigt wurden nur bis 2030 noch nicht stillgelegte, heutige Bestandskraftwerke bzw. bekannte Neubauten. Auf diese Weise wurden die nach dieser Definition fünf größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland für das Betrachtungsjahr 2030 identifiziert (vgl. Abbildung 15).

Für jeden dieser Akteure wird nun folgende Strategie implementiert und deren Auswirkung analysiert. Für jede Stunde und jedes Kraftwerk des Akteurs wird zunächst auf Grundlage der Basisrechnung (erzeugungsgrenzkostenbasierte Gebote im zonalen Markt, keine Marktmachtausübung, kostenbasierter Redispatch) geprüft, ob die Kraftwerkseinspeisung engpassverstärkend oder -entlastend wirkt. Dann wird die Einspeisung der Kraftwerke im Redispatch-Markt (!) so verändert, dass sie maximal engpassverstärkend wirkt – und damit auch im Hinblick auf die Wirkung auf den lokalen Preis maximal in die aus Sicht des Akteurs positive Richtung wirkt. Ein Kraftwerk vor dem Engpass würde seine Einspeisung maximal erhöhen (und damit den lokalen Preis maximal senken), ein Kraftwerk hinter dem Engpass würde seine Leistung maximal zurückhalten (und damit den lokalen Preis maximal erhöhen). Auf dieser nur für die Kraftwerke des betrachteten Akteurs veränderten Rechnung werden dann erneut Knotenpreise ermittelt und diese mit den Knotenpreisen aus der Basisrechnung verglichen.

So wird für jeden Akteur ermittelt, welche Änderung der Knotenpreise dieser durch Mengenanpassung zu seinen Gunsten im Redispatchmarkt maximal erreichen kann. Dabei wird die durch die abgebildete Strategie erreichte Änderung der Knotenpreise betragsmäßig betrachtet und mit der Erzeugungsleistung des jeweiligen Akteurs am jeweiligen Knoten gewichtet. Dies dient als Indikator dafür, wie stark die Anreize des Akteurs zur Ausübung von Marktmacht sind. Dabei ist anzumerken, dass die abgebildete Strategie maximaler Engpassverstärkung den Effekt der Ausübung von Marktmacht im quantitativen Ausmaß überzeichnet, da der Akteur bei dieser Strategie selbst gerade keinen Nutzen mehr aus der Strategie ziehen könnte. Hat er seine

Kapazität auf dem Redispatch-Markt maximal zurückgehalten/erhöht, hätte er dann zwar den Preis maximal in eine für ihn positive Richtung verändert, kann aber selbst keine Kapazität mehr zu diesem Preis vermarkten. Die aus Sicht des Akteurs optimale Mengenanpassung liegt also bei einer kleineren als der maximalen Anpassungsmenge. Die gewählte maximale Menge stellt aber einen eindeutigen („ausgezeichneten“) Punkt dar, der es ermöglicht Vergleichsbetrachtungen durchzuführen, ohne sehr aufwändige, spieltheoretische Agentenmodelle zur Abbildung der Strategien einsetzen zu müssen. Der gewählte Indikator der leistungsgewichteten Knotenpreisänderung bildet zudem eine akteursbezogene Sichtweise ab und drückt aus, welche Anreize aus Sicht des Akteurs zur Ausübung von Marktmacht bestehen. Dies lässt keine unmittelbaren Aussagen darüber zu, welche Effizienzverluste und Rentenverschiebungen durch die Ausübung von Marktmacht insgesamt entstehen würden. Dies ist jedoch auch nicht Ziel der Untersuchungen in diesem Abschnitt.

5.3 Ergebnisse zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung aufgrund von Marktmacht

Folgende Abbildung zeigt zunächst das Ergebnis der Auswertung der Eigentümerstruktur im modellierten Kraftwerkspark für das Jahr 2030 in Deutschland. Der größte Akteur (hier mit „A“ bezeichnet) besitzt mit gut 7,5 GW Erzeugungsleistung einen Anteil von 15 % an der gesamten noch installierten konventionellen Kraftwerksleistung, der fünfgrößte Akteur „E“ mit unter 2 GW einen Anteil von etwa 3 %.

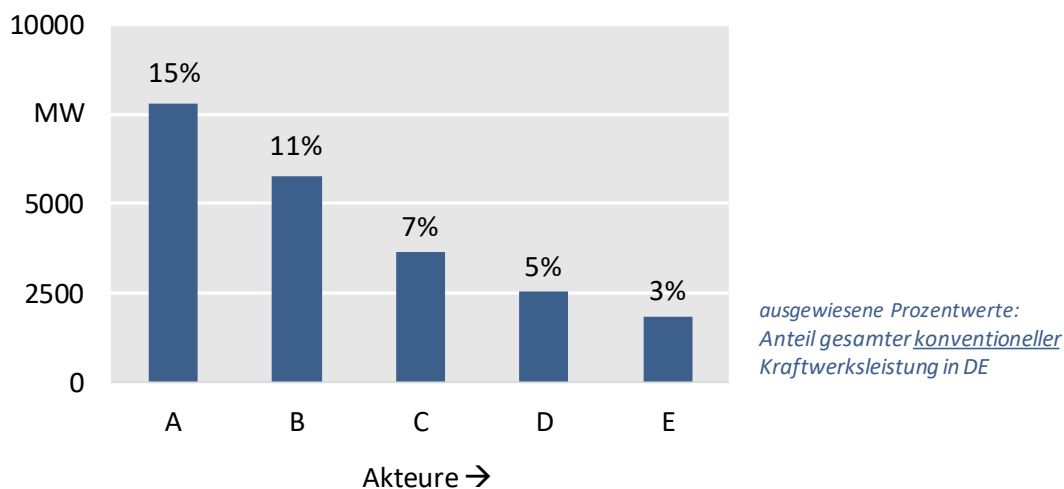


Abbildung 15. Kraftwerksleistung der fünf größten Akteure in Deutschland im Betrachtungsjahr 2030

Das Ergebnis der Modellierung der maximal engpassverstärkenden Gebotsstrategie entsprechend dem oben skizzierten Vorgehen zeigt Abbildung 16. Dargestellt sind sowohl die im Mittel über das Jahr durch den Akteur erreichbare Knotenpreisänderung als auch die in 500 bzw. 100 Stunden mindestens erreichte Knotenpreisänderung. Die grauen Balken im Hintergrund deuten an, dass in wenigen Stunden (< 100) auch höhere Knotenpreisänderungen möglich sind. Es wurde allerdings bewusst darauf verzichtet, das Maximum aufzuzeigen, da dieses – aufgrund seiner Abhängigkeit von den betrachteten Netzknoten – keinen stabilen Wert darstellt (gleitender Übergang nach oben hin).

Wie stark erhöht sich das Marktmachtproblem in Redispatchmärkten? Einordnende Modellrechnungen zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung

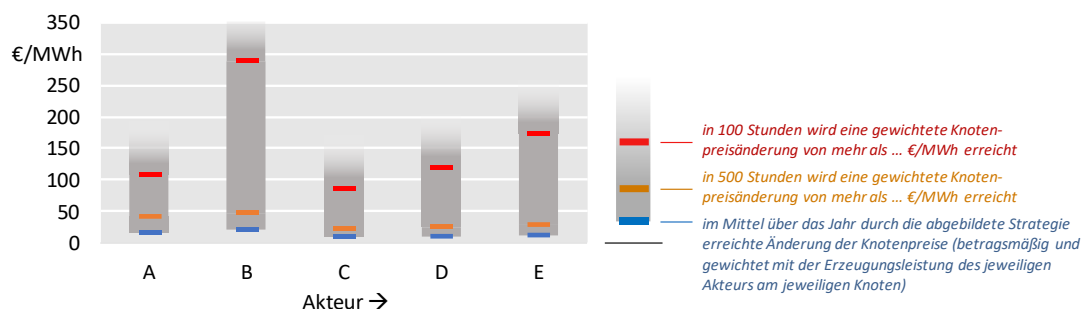


Abbildung 16. Maximal erreichbare Änderung der Knotenpreise zugunsten der Akteure durch Mengenanpassung mit Redispatch-Markt

Erkennbar ist, dass die Akteure im Mittel Änderungen von Knotenpreisen in der Größenordnung von 15 bis 20 EUR/MWh erzielen können. Hervorzuheben ist aber, dass sie in einer kleineren Zahl von Stunden (500 bzw. 100) eine sehr hohe Preisänderung (bis zu 50 EUR/MWh bzw. 300 EUR/MWh) herbeiführen können. Dies deutet darauf hin, dass in diesen Stunden – die durch eine besonders hohe Engpassbelastung des Netzes gekennzeichnet sein dürften – sehr hohe Anreize zur Marktmachtausübung bestehen.

Um die Zahlenwerte besser einordnen zu können, wurde als „Referenz“ zudem ermittelt, welche maximale Preisänderung die Akteure ohne Redispatch-Markt erzielen könnten, d. h. wenn sie eine Strategie der maximalen Mengenzurückhaltung auf dem zonalen Markt anwenden würden. Eine solche Strategie haben wir ebenfalls simuliert und die so erreichte Änderung der Zonenpreise nach dem gleichen Schema berechnet. In der folgenden Abbildung zusätzlich dargestellt ist die in 500 Stunden mindestens erreichte Änderung des Zonenpreises durch maximale Kapazitätszurückhaltung durch den Akteur.

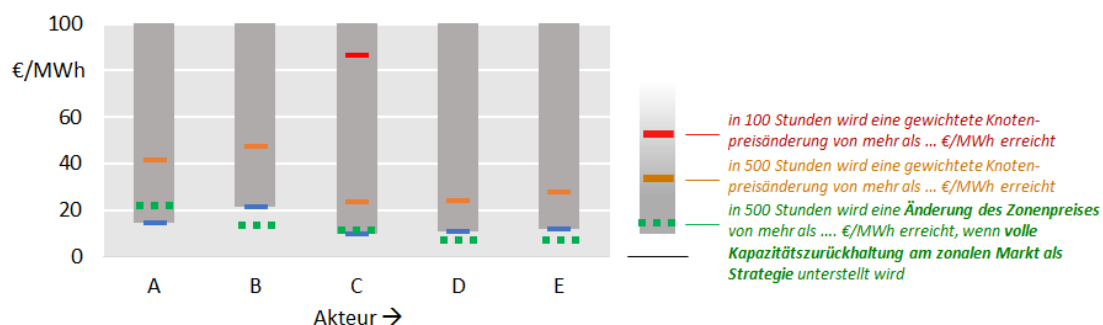


Abbildung 17. Maximal erreichbare Änderung des zonalen Preises im Vergleich zur maximal erreichbaren Änderung der Knotenpreise mit Redispatch-Markt

Diese Auswertung erlaubt eine bessere Einordnung der ermittelten Zahlen. Im Vergleich zeigt diese Auswertung, dass der Anreiz zur Ausübung von Marktmacht in Redispatch-Märkten offensichtlich deutlich höher ist als in einem zonalen Markt: Der jeweils gleiche Akteur kann mit einer vergleichbaren Strategie (maximale Kapazitätsanpassung) die für seine Erlöse relevanten Preise im Redispatch-Markt um ein Vielfaches (Faktor 2 bis 4) stärker in eine für ihn positive Richtung verändern als im zonalen Markt. Zur Veranschaulichung sei Akteur B betrachtet. Er kann durch eine maximale Kapazitätszurückhaltung am zonalen Markt eine Erhöhung des zonalen Marktpreises von mindestens 14 EUR/MWh in 500 Stunden erreichen. Bei Einführung eines Redispatch-Markts würde sich seine Strategie nicht auf den zonalen Marktpreis, sondern auf den lokalen Marktpreis beziehen. Unsere Modellierung zeigt, dass er bezogen auf den lokalen Marktpreis am Standort seiner Kraftwerke durch eine Strategie der Mengenanpassung anstatt einer

Wie stark erhöht sich das Marktmachtproblem in Redispatchmärkten? Einordnende Modellrechnungen zu Möglichkeiten der Preisbeeinflussung

Preisänderung von 14 EUR/MWh eine Preisänderung von über 47 EUR/MWh erreichen kann. Dies verdeutlicht, dass aus Sicht des gleichen Akteurs mit einer dem Prinzip nach gleichen Strategie (Mengenanpassung) das Potenzial zur Preisbeeinflussung – und damit auch der Anreiz dies zu tun – durch die Einführung eines Redispatch-Markts deutlich steigen kann. Grund hierfür ist, dass sich – je nach Lage der Erzeugungsanlagen insbesondere im Verhältnis zu den Netzengpässen – der Wettbewerb, dem der Akteur ausgesetzt ist, deutlich ändert: Steht er im zonalen Markt noch mit allen anderen Erzeugern der Gebotszone voll und mit Erzeugern in benachbarten Zonen beschränkt (aufgrund der begrenzten grenzüberschreitenden Handelskapazitäten) im Wettbewerb, ist der Wettbewerb im Redispatch-Markt deutlich eingeschränkt, da die Möglichkeiten zur Engpassentlastung sehr stark standortabhängig sind (vgl. die Erläuterungen in Abschnitt 5.1 anhand von Abbildung 13).

6 Fazit

Die konzeptionellen Analysen in diesem Vorhaben (vgl. (Connect Energy Economics 2018)) haben gezeigt, dass insbesondere drei Effekte im Zusammenhang mit einem marktbasiereten Redispatch eine besondere Rolle spielen: Erstens der Vorteil von marktbasieretem Redispatch, dass zusätzliche Redispatchpotentiale (vor allem Lasten) zur Engpassbehebung verfügbar werden, zweitens der Nachteil von „Inc-Dec-Gebotsverhalten“ und drittens der Nachteil von steigender Marktmacht für bestimmte Akteure.

Die in diesem Vorhaben durchgeführten Modellierungen erlauben nun eine quantitative Einordnung der Relevanz dieser Effekte für den Fall einer Einführung eines marktbasiereten Redispatch in Deutschland:

- Es zeigt sich, dass durch die *zusätzlich verfügbaren Potentiale* in einem marktbasiereten Redispatch tatsächlich Redispatchkosten und -mengen eingespart werden könnten. Dieser Effekt ist in seinem Umfang aber begrenzt: Der Redispatchbedarf reduziert sich um ca. 3 % und die Redispatchkosten um etwa 5 %, was in den Modellierungen für das hier betrachtete Simulationsjahr 2030 60 Mio. EUR/a entspricht.
- Demgegenüber zeigen die Analysen, dass das *Inc-Dec-Gebotsverhalten* zu erheblichen Verwerfungen führen könnte. Unterstellt man an, dass die Marktakteure Engpässe perfekt antizipieren können, so würde das Redispatchvolumen durch die Einführung eines marktbasiereten Redispatch gegenüber dem heutigen, kostenbasierten Redispatch aufgrund der Inc-Dec-Strategien von ca. 44 TWh auf über 300 TWh steigen. Die Kosten der Netzbetreiber für die Umsetzung dieser Maßnahmen lägen um etwa den Faktor 3 höher als beim kostenbasierten Redispatch (3,5 Mrd. EUR statt 1,1 Mrd. EUR). In der Realität ist nicht zu erwarten, dass Akteure Engpässe perfekt antizipieren können. Sensitivitätsanalysen, die abbilden, dass Marktakteure bei unterschiedlich gut antizipierbaren Engpässen Inc-Dec-Strategien anwenden, zeigen aber, dass Unsicherheiten bezüglich auftretender Netzengpässe den Anstieg von Redispatchvolumen und -kosten durch marktbasiereten Redispatch zwar begrenzen, aber selbst bei vergleichsweise rigiden Annahmen zur Vorhersehbarkeit von Engpässen sind die Anstiege bei Redispatchkosten und -volumen mit einem Faktor von etwa 3 noch sehr erheblich.
- Im Hinblick auf *Anreize zur Ausübung von Marktmacht* zeigen die Modellrechnungen, dass diese durch die Einführung von Redispatch-Märkten deutlich ansteigen. Dazu wurde analysiert, wie sehr Akteure durch typische Ausübungsstrategien von Marktmacht (Anpassung, der angebotenen Mengen, z. B. Kapazitätszurückhaltung) das Marktergebnis in eine für ihre Erlöse positive Richtung beeinflussen können. Der Anstieg ist deutlich: Der jeweils gleiche Akteur kann mit einer gleichen Strategie (maximale Kapazitätsanpassung) die für seine Erlöse relevanten Preise im Redispatch-Markt um ein Vielfaches (Faktor 2 bis 4) stärker in eine für ihn positive Richtung verändern als im zonalen Markt. Das Risiko von Effizienzverlusten und unerwünschten Verteilungswirkungen durch die Ausübung von Marktmacht dürfte daher durch die Einführung von Redispatch-Märkten deutlich steigen.

Vergleicht man Vor- und Nachteile von Redispatch-Märkten zeigen die Analysen deutlich, dass für die analysierte zukünftige Situation im deutschen Strommarkt und Übertragungsnetz die zu erwartenden Nachteile – insbesondere der dramatische Anstieg von Redispatchvolumen und -kosten – die nur moderaten Vorteile klar überwiegen. Dies unterstreicht die Relevanz der grundsätzlichen Bedenken gegenüber einem Redispatch-Markt, die vor allem darin bestehen, dass dieser zu einem inkonsistenten Marktdesign führt.

Literaturverzeichnis

- Bundeskartellamt. 2011. *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel*. <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Zusammenfassung.html>.
- Connect Energy Economics. 2018. *Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.html>.
- Consentec, Fraunhofer ISI, und ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. 2017. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Consentec, Ecofys, bbh. 2018. *Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz - Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs*.
- ENTSO-E. 2017. *Mid-Term Adequacy Forecast 2017*. <https://www.entsoe.eu/outlooks/mid-term/>.
- ENTSO-E. 2018. *Ten Year Network Development Plan 2018*. <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.
- Hirth, Lion, und Ingmar Schlecht. 2019. *Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power)*. <http://hdl.handle.net/10419/194292>.
- Neon Neue Energieökonomik, und Consentec. 2018. *Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem*. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI, und TEP Energy. 2019. *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*. Köln. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>.

A Erklärung der Inc-Dec-Gebotsstrategien an einem stilisierten Zwei-Knoten-Modell

Dieser Abschnitt erläutert Inc-Dec-Gebotsverhalten anhand eines einfachen graphischen Modells basierend auf (Hirth und Schlecht 2019) Dies dient nur der Illustration und dem Verständnis (quantitative Ergebnisse eines kalibrierten Netzmodells Europas s. Kapitel 4).

A.1 Modell

Ziel des Modells ist die einfachste Darstellung eines nodalen Redispatchmarkts innerhalb eines zonalen Strommarkts. Im Modell eröffnet erst nach der Schließung des Strommarkts ein Redispatchmarkt (RD-Markt). Beide Marktsegmente sind gekennzeichnet durch freiwillige Teilnahme, Einheitspreisverfahren (*uniform pricing*, im Gegensatz zu *pay-as-bid*)²⁰ sowie die Abwesenheit von Marktmacht. Der Markt besteht aus einer Preiszone mit zwei Knoten – „Norden“ mit Überangebot und „Süden“ mit Knappheit –, die durch eine Leitung mit 30 GW Leistung verbunden sind. Die gesamte Last liegt im Süden. Der Großteil der Erzeugung – Wind, Kohle und Diesel – liegen im Norden, Gaskraftwerke liegen im Süden. Es wird eine einzelne Stunde modelliert; von Unsicherheit und Informationsasymmetrie sehen wir ab. Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen das Modell. Da es in diesem Beispiel nur zwei Knoten gibt, ist die Sensitivität aller Kraftwerke am Nordknoten bzw. am Südknoten auf die Verbindungsleitung jeweils gleich.

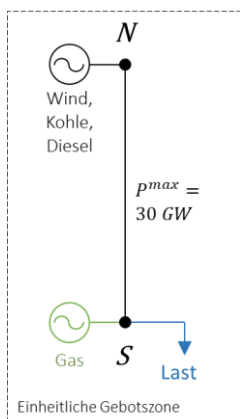


Abbildung 18. Netzstruktur.

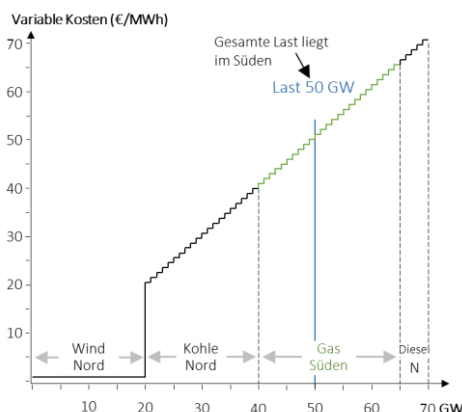


Abbildung 19. Angebot und Nachfrage.

A.2 Kostenbasierter Redispatch

Auf dem Strommarkt bieten alle Erzeuger ihre Grenzkosten, die in diesem Fall den Erzeugungskosten entsprechen. Es gibt keine Opportunitäten aus dem Redispatch, da der kostenbasierte Redispatch darauf ausgelegt ist, Akteure finanziell unbeeinflusst zu lassen. Es stellt sich ein Gleichgewichtspreis von EUR 50 pro MWh ein. Dies impliziert einen Stromfluss von 40 GW und übersteigt damit die Leitungskapazität von 30 GW – Redispatch ist notwendig. Der Netzbetreiber wählt die 10 GW Kohlekraftwerke mit den höchsten Erzeugungskosten aus und weist das

²⁰ Im Falle von *pay-as-bid* am RD-Markt ändert sich zwar das Gebotsverhalten, die grundsätzlichen, hier untersuchten und beschriebenen Anreizmechanismen bleiben aber unverändert. In einem Markt mit freien Geboten und *pay-as-bid* würden Akteure versuchen, ihr Gebot möglichst nah an den Preis des letzten noch angenommenen Gebots heran zu setzen – die Preise konvergieren also auch bei *pay-as-bid* zum einheitlichen Clearing-Preis. *Pay-as-bid*-Gebote spiegeln also nicht die Kosten wider.

Herunterregeln an. Im Süden werden im Gegenzug die 10 GW günstigsten noch nicht in Betrieb befindlichen Gaskraftwerke hochgefahren (Abbildung 20).

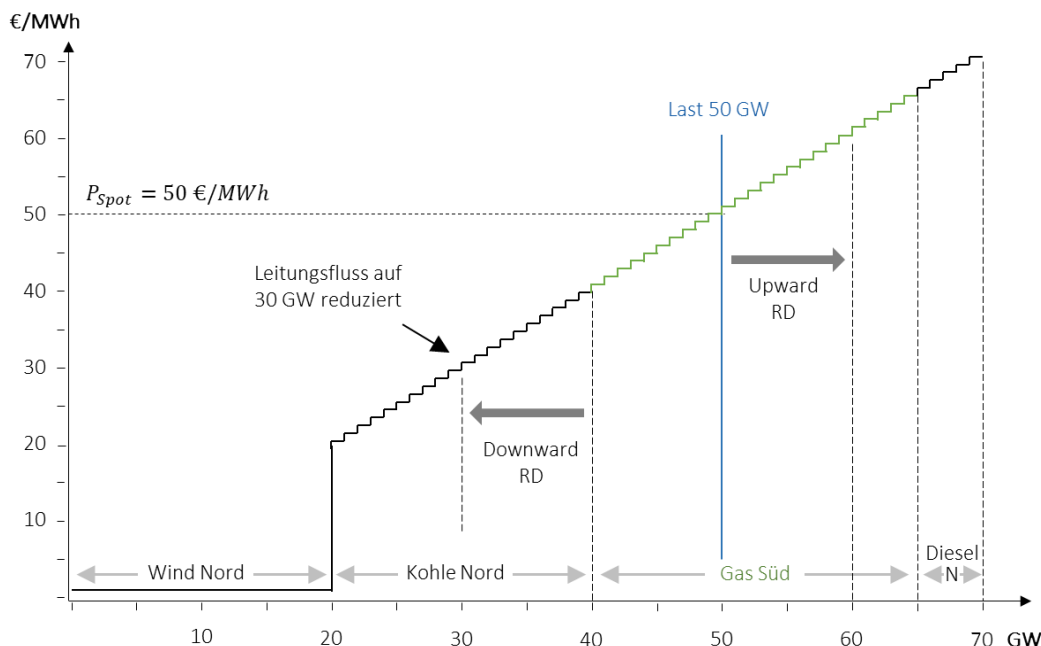


Abbildung 20. Kostenbasierter Redispatch.

A.3 RD-Markt ohne Antizipation

Nun wird der administrative, kostenbasierte Redispatch durch einen freiwilligen Redispatchmarkt ersetzt. Wir gehen hierbei für den Moment davon aus, dass der RD-Markt nicht antizipiert wird, die Gebote auf dem Strommarkt also unverändert den Erzeugungskosten entsprechen. Nach Gate Closure auf dem zonalen Strommarkt eröffnet der Netzbetreiber zwei Beschaffungsauktionen: 10 GW zusätzliche Erzeugung im Süden und 10 GW Herunterregeln im Norden. Gewissermaßen kauft der Netzbetreiber 10 GW im Süden und verkauft die gleiche Menge im Norden. Im Süden stellt sich auf dem RD-Markt ein Gleichgewichtspreis von EUR 60 pro MWh ein, im Norden EUR 30 pro MWh (Abbildung 21). Es werden zwar die gleichen Einheiten zum Redispatch eingesetzt, die Redispatchkosten steigen aber, weil alle Anbieter im Redispatch nun den einheitlichen Grenzpreis anstatt einer reinen Kostenerstattung erhalten. Es entstehen also lokale Renten sowohl im Norden als auch im Süden (die langfristig an beiden Orten, also in der Überschuss- und Knappheitsregion, den Bau neuer Kraftwerke anreizen könnte). Ein Problem dieser Lösung ist, dass sie kein Nash-Gleichgewicht darstellt, da die Gebotsstrategien einiger Kraftwerke nicht optimal sind. Sie berücksichtigen die Opportunitäten des Redispatchmarktes nicht in ihren Geboten. Zu sehen ist dies am deutlichsten anhand der Gaskraftwerke im Süden. Einige Kraftwerke haben Strom zu EUR 50 pro MWh verkauft (am Strommarkt), andere zu EUR 60 (am Redispatchmarkt). Für die Erstgenannten ist die gezeigte Strategie nicht rational. Vielmehr würden sie vorziehen, ihre Erzeugung auf dem höher bepreisten Redispatchmarkt zu verkaufen. Dies können sie, indem sie die Opportunität des Redispatchmarktes in ihrem Gebot berücksichtigen.

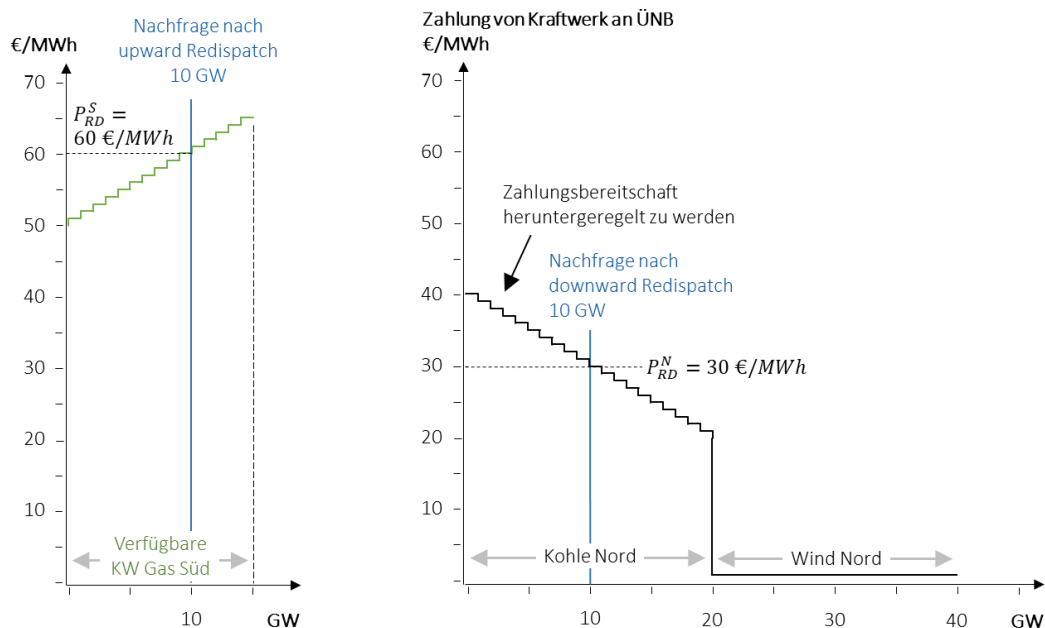


Abbildung 21. Redispatchmarkt ohne Antizipation.

A.4 RD-Markt mit Antizipation

Rationale Marktakteure antizipieren den Redispatchmarkt und passen ihre Gebotsstrategie auf dem Strommarkt an, indem sie die neue Opportunität berücksichtigen (Abbildung 22). Die Gebote sind in dem Sinne strategisch, als dass sie die Opportunitäten aus der nachgelagerten Marktstufe beinhalten. Im Süden bieten alle Gaskraftwerke mit niedrigen Erzeugungskosten EUR 60 pro MWh. Zwar liegen ihre Erzeugungskosten unter diesem Niveau, jedoch sind es die Opportunitätskosten, die die Gebotsstrategie determinieren: Da die Kraftwerke die Möglichkeit haben, später zu EUR 60 pro MWh zu verkaufen, werden sie nicht vorher zu einem geringeren Preis verkaufen. Sie preisen sich also aus dem Markt und halten de facto Kapazität zurück, denn nur dann können sie sich am Redispatchmarkt heraufregeln lassen. Anders betrachtet optimieren die Kraftwerke zwischen zwei Märkten und verkaufen bevorzugt am hochpreisigen Marktsegment. Im Norden passiert das Gegenteil: Teure Kohle- und Dieselmotorkraftwerke antizipieren, dass sie auf dem RD-Markt für EUR 30 pro MWh Strom vom Netzbetreiber zurückkaufen können. Sie bieten also EUR 30 pro MWh, selbst wenn ihre Erzeugungskosten weit darüber liegen. Sie preisen sich also in den Markt, denn nur dann können sie am Redispatch teilnehmen. Diese Strategie lässt sich als Arbitrage-Handel verstehen: günstig Kaufen auf dem Redispatchmarkt, um teuer auf dem Strommarkt zu verkaufen. In (Hirth und Schlecht 2019) zeigen wir, dass dies ein Nash-Gleichgewicht ist.

Erklärung der Inc-Dec-Gebotsstrategien an einem stilisierten Zwei-Knoten-Modell

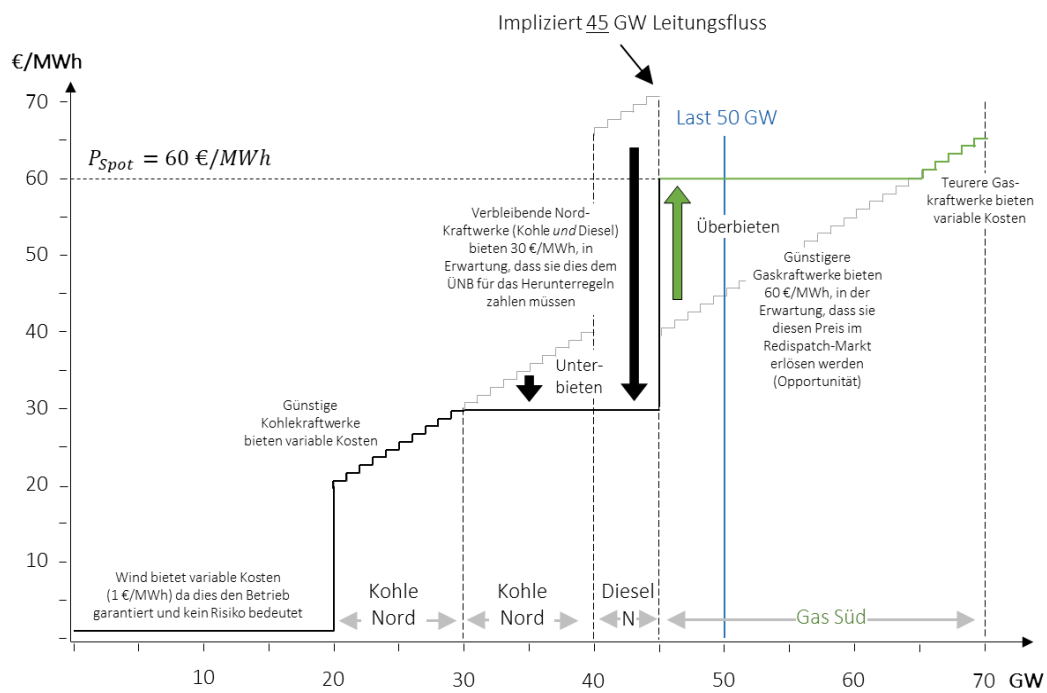


Abbildung 22. Optimale Spot-Gebotsstrategie unter Antizipation des RD-Markt.

Redispatch- Potenziale

Autoren: Marian Klobasa, Judith Stute, Johannes Hilpert, Tobias Fichter, Christian Nabe

Bericht im Rahmen des Vorhabens: Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch

Referenznummer IC4 233305/001#055 | Projekt Nr. 055/17



Stiftung Umweltenergierecht

Karlsruhe, den 27. Juli 2018

Dr. Marian Klobasa

Fraunhofer ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Marian.klobasa@isi.fraunhofer.de
+49 721 – 6809 / 287

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Tabellenverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Hintergrund und Zielsetzung	7
1.1 Hintergrund	7
1.2 Zielsetzung	7
1.3 Methodisches Vorgehen	8
2 Status Quo Redispatch	9
2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen von Redispatch-Maßnahmen	9
2.1.1 Der Redispatch-Begriff im deutschen Recht	9
2.1.2 Redispatch als Maßnahme des Netzsicherheitsmanagements	10
2.1.3 Vom Redispatch umfasste Anlagentypen	11
2.1.4 Erfassung von EE-, KWK- und Verbrauchsanlagen in den derzeitigen Netzsicherheitsmanagement-Vorschriften	12
2.1.5 Potenzielle Berücksichtigung bislang nicht erfasster Anlagentypen im Redispatch	15
2.2 Abrufe und Einsatz von Redispatch-Kraftwerken	16
2.3 Aktuelle Kosten für Redispatch-Maßnahmen	18
3 Darstellung technischer und ökonomischer Redispatch-Potenziale	20
3.1 Konventionelle und KWK-Anlagen	20
3.1.1 Technische Potenziale	20
3.1.2 Kostenabschätzung	24
3.2 Erneuerbare Energien-Anlagen	26
3.2.1 Technische Potenziale	26
3.2.2 Kostenabschätzung	30
3.3 Flexible Lasten	30
3.3.1 Technische Potenziale	30
3.3.2 Kostenabschätzungen	36
3.4 Power-to-X-Anwendungen	37
3.4.1 Power-to-Gas	37
3.4.2 Power-to-Heat	40
3.5 Speicher	41
3.5.1 Technische Potenziale	41
3.5.2 Kostenabschätzungen	43
3.6 Netzersatzanlagen	45
3.7 Zusammenfassung der technischen Redispatch-Potenziale	46
4 Hemmnisse für den Einsatz zusätzlicher Redispatch-Potenziale	51
4.1 Technische Hemmnisse	51
4.2 Ökonomische Hemmnisse	52
4.3 Organisatorische/regulatorische Hemmnisse	53
4.4 Fazit Hemmnisse	54
5 Literatur	56

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke nach Energieträgern 2016 und im Szenario B2030 nach Szenariorahmen 2017 und Szenariorahmen 2019.....	20
Tabelle 2: Installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke mit Wärmeauskopplung und darin enthaltene KWK-Leistung 2016 und im Szenario B2030 nach Szenariorahmen 2019	22
Tabelle 3: Technische und ökonomische Kenndaten von KWK-Anlagen.....	25
Tabelle 4: Direkte Kosten und mögliche Opportunitätskosten für den Redispatch von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen	26
Tabelle 5: Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien 2016 und im Szenario B2030 nach Szenariorahmen 2017 und Szenariorahmen 2019.....	27
Tabelle 6: Relative Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach Netzebenen.....	27
Tabelle 7: Technische Beschränkungen (Abschaltdauer, Häufigkeit) für abschaltbare Lasten	36
Tabelle 8: Aktivierungskosten für bestehende energieintensive Prozesse bei Ab- und Zuschaltung von Lasten.....	37
Tabelle 9: Mögliche Entwicklung der installierten Speicherleistung bis 2030.....	43
Tabelle 10: Kostenannahmen für die IKT-Anbindung von PV-Heimspeichern.....	44
Tabelle 11: Ökonomische Kennwerte von PV-Heimspeichern in 2018.....	44
Tabelle 12: Schätzungen zur installierten Leistung in Netzersatzanlagen	45
Tabelle 13: Zusammenfassung der installierten Leistungen der technischen Potenziale für Redispatch nach Technologien.....	46
Tabelle 14: Lastfälle.....	47
Tabelle 15: Zusammenfassung der direkten Kosten und möglicher Opportunitätskosten der technischen Potenziale für Redispatch nach Technologien in 2030.....	50
Tabelle 16: Ökonomische, technische und regulatorische Hemmnisse für den Einsatz von Redispatch-Potenzialen.....	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regionale Verteilung der Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum von 2014 - 2017	17
Abbildung 2: Redispatch-Volumen nach eingesetzten Kraftwerken für Leistung erhöhen/reduzieren im Zeitraum 2014 - 2017.....	18
Abbildung 3: Spezifische Engpassmanagementkosten (Redispatch/EinsMan/Netzreserve) im Zeitraum 2015 - 2017.....	19
Abbildung 4: Gesamte elektrische Kraftwerksleistung und elektrische Leistung von Kraftwerken mit Wärmeauskopplung in 2016 und im Szenario B2030 nach Energieträgern	21
Abbildung 5: Regionale Verteilung der installierten konventionellen Erzeugungsleistung nach Bundesländern für Kraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung in 2016.....	23
Abbildung 6: Regionale Verteilung der installierten konventionellen Erzeugungsleistung nach Bundesländern für Kraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung in 2030.....	24
Abbildung 7: Variable Kosten für den Kraftwerkseinsatz von konventioneller Erzeugungsleistung in 2015 (inkl. KWK-Anlagen).....	25
Abbildung 8: Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach Bundesländern in 2018	28
Abbildung 9: Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach Bundesländern in 2030	29
Abbildung 10: Studienvergleich zu technischen Potenzialen für Reduktion der Stromnachfrage nach Branchen.....	31
Abbildung 11: Studienvergleich zu technischen Potenzialen für die Zuschaltung von Lasten nach Branchen.....	32
Abbildung 12: Maximal verfügbare Leistungsreduktion flexibler Stromnachfrage im GHD- und Haushaltssektor aus Basis Strombedarf 2016 und Anteil beteiligter Anlagen.....	33
Abbildung 13: Flexible Lasten in der Industrie in 2030.....	34
Abbildung 14: Flexible Lasten in Nicht-Industrie-Sektoren in 2030.....	35
Abbildung 15: Regionale Verteilung der flexiblen Lasten in 2030	35
Abbildung 16: Regionale Verteilung und installierte Leistung der Power-to-Gas-Anlagen in 2018	38
Abbildung 17: Regionale Verteilung der Industrierwasserstoffnachfrage 2017 und 2030	39
Abbildung 18: Regionale Verteilung von kommunalen Elektroheizern in 2017	41

Abbildung 19: Regionale Verteilung von Groß- (Links) und PV-Heimspeichern (Rechts) in 2017	42
Abbildung 20: Technisch verfügbare Potenziale für Abschaltung von Erzeugung als Beitrag zum Redispatch in 2030	47
Abbildung 21: Technisch verfügbare Potenziale für Zuschaltung von Lasten als Beitrag zum Redispatch in 2030	48
Abbildung 22: Technisch verfügbare Potenziale für Zuschaltung von Erzeugung als Beitrag zum Redispatch in 2030	48
Abbildung 23: Technisch verfügbare Potenziale für Abschaltung von Lasten als Beitrag zum Redispatch in 2030	49

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EinsMan	Einspeisemanagement
EK	Entnahmekondensation
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GG	Gegendruck
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas und Dampf
HKW	Heizkraftwerk
NEP	Netzentwicklungsplan
RD	Redispatch
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Hintergrund und Zielsetzung

1.1 Hintergrund

Aktuell wird Redispatch-Leistung vornehmlich durch größere konventionelle Erzeugungseinheiten zur Verfügung gestellt und durch die Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau wird mittelfristig erwartet, dass auch nach Abruf aller größeren konventionellen Erzeugungseinheiten substantieller Redispatch-Bedarf beim Netzbetrieb bestehen bleibt. Gleichzeitig verändert sich die Zusammensetzung der installierten Erzeugungsleistung der konventionellen Kraftwerke durch die Abschaltung weiterer Kernkraftwerke sowie durch die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken in den nächsten Jahren. Bei weiter bestehendem Redispatch-Bedarf müssen daher zukünftig andere Kraftwerke wie KWK-Kraftwerke oder Erneuerbare Energien für die Redispatch-Bereitstellung genutzt werden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Redispatch-Potenziale derzeit genutzt werden und welche zukünftig zur Verfügung stehen. Grundsätzlich stehen eine Vielzahl an Anlagen zur Verfügung, die jedoch z.T. sehr unterschiedliche technische und ökonomische Eigenschaften aufweisen und deshalb nicht alle eingesetzt werden.

Mit der fortschreitenden Entwicklung zu einem europäischen Strombinnenmarkt rückt auch die Verfügbarkeit von Redispatch-Potenziale in Deutschlands Nachbarländern stärker in den Fokus. Ähnlich wie bei der Netzreserve könnte zumindest ein Teil des Redispatch-Bedarfs auch durch ausländische Potenziale zur Verfügung gestellt werden.

Ziel des Arbeitspakets ist es daher, folgende Fragen zu beantworten:

- Welche Potenziale für Redispatch-Leistung bestehen national und in den deutschen Nachbarländern?
- Welche techno-ökonomische Kenndaten weisen diese Potenziale auf und wie gut sind sie für die Bereitstellung von Redispatch-Leistung geeignet?
- Welche technischen, ökonomischen und regulatorischen Hemmnisse für eine Einbindung in ein Redispatch-Regime sind aktuell und zukünftig relevant?

1.2 Zielsetzung

Ziel des Arbeitspakets 3 ist es, die bestehenden und zukünftigen Potenziale für die Bereitstellung von Redispatch-Leistung zu ermitteln sowie die technischen und ökonomischen Kenndaten der Potenziale zu bestimmen. Dabei soll untersucht werden, wie zusätzliche nationale und internationale Potenziale mittelfristig bis 2030 nutzbar gemacht werden können. Die Potenzialanalyse berücksichtigt dabei die aktuelle Rechtslage, die sich u.a. aus dem EnWG,

dem EEG/KWKG und den Beschlüssen und Leitfäden der Bundesnetzagentur ergibt. Weiterhin werden im Rahmen des APs Hemmnisse identifiziert, die eine Nutzung der Potenziale aus technischer, organisatorischer und regulatorischer Sicht derzeit verhindern.

Die Potenzialanalyse (AP3) stellt die Grundlage für die nachfolgende Analyse (AP4) und Modellierung der Redispatch-Beschaffungskonzepte (AP6) dar. Auf Basis der ermittelten techno-ökonomischen Kenndaten erfolgt in den weiteren Arbeitsschritten die Diskussion von Redispatch-Beschaffungskonzepten sowie die Bestimmung von Bewertungskriterien. Die Potenzialermittlungen werden auch für die Quantifizierung und Bewertung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit und Effizienzsteigerung der Redispatch-Beschaffung und des Zusammenspiels von Markt und Netz genutzt.

1.3 Methodisches Vorgehen

Die geplante Vorgehensweise umfasst eine Analyse bestehender Studien zu möglichen Redispatch-Potenzialen sowie die Auswertung aktueller Datenquellen, u.a. der Bundesnetzagentur. Um den aktuellen Status Quo sowie mögliche zukünftige Potenziale zu erfassen, ist darüber hinaus ein Austausch mit relevanten Akteuren vorgesehen, die geeignete Anwendungen heute bereits vermarkten. Die Analyse umfasst folgende Anwendungen:

- konventionelle Erzeugung (u.a. auch KWK-Anlagen)
- Erneuerbare Energien
- Flexible Lasten
- Sektorkopplung/Power-to-X Anwendungen
- Speicher
- Eigenerzeugungsanlagen
- Netzersatzanlagen

Für die Kostenschätzung werden die relevanten Kostenelemente analysiert und bewertet. Diese umfassen die folgenden Bestandteile:

- Operative Kosten (u.a. Wartungskosten, Brennstoffkosten)
- Technische und Kommunikations-Anbindungskosten (u.a. für Kontroll- und Steuerungstechnik, Vermarktungsaufwand für Aggregatoren)
- Investitionen in die Anlagentechnologie (Werteverzehr, Abschreibungen bei Einsatz als Netzbetriebsmittel)
- Opportunitätskosten (Einsatz in anderen Märkten u.a. Regelernergie, Spot-/Intraday-Markt, Direktvermarktung, Eigenverbrauch)

2 Status Quo Redispatch

2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen von Redispatch-Maßnahmen

Die folgenden Analysen zeigen, welche Anlagen potenziell in den Redispatch einbezogen werden können, bisher aber nicht einbezogen werden. Zunächst wird untersucht, welche Anlagen nach geltendem Recht *derzeit* durch Redispatch oder sonstige Instrumente des Netzsicherheitsmanagements adressiert werden können und welche nicht (status quo-Analyse)¹.

2.1.1 Der Redispatch-Begriff im deutschen Recht

In den einschlägigen energierechtlichen Gesetzen, also insbesondere in EnWG und EEG, kommt der Begriff „Redispatch“ nicht vor. Eine Definition liefert nur der rechtlich unverbindliche Transmission Code (VDN 2007). Dort heißt es:

„Unter Redispatch versteht man die präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den ÜNB, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen“.

Hiernach ist Redispatch relevant, wenn es um den Umgang mit Netzengpässen geht und betrifft nur den Rückgriff auf Stromerzeuger. Lasten werden nicht umfasst.

Der Gesetzgeber verwendet den Begriff mittlerweile zumindest in seinen Drucksachen und versteht darunter die „Anpassung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung“ (Bundestag 2016a). In § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG – der Regelung zum sog. regulatorischen Redispatch – wird dem Redispatch allerdings neben der Anpassung der Einspeisung von Wirkleistung auch der Wirkleistungsbezug von Stromspeicheranlagen, jeweils bezogen auf eine Nennleistung ab 10 MW, zugeordnet. Die Einbeziehung der Verbrauchsseite von Speichern war ursprünglich nicht

¹ **Hinweis:** Rechtsstand der Analysen ist vor Verabschiedung der Rechtssätze des EU-Winterpakets, also insbesondere der neuen Strombinnenmarkt-VO (EU) 2019/943 (unmittelbare Geltung ab dem 1. Januar 2020) und Strombinnenmarkt-RL (EU) 2019/944 (in deutsches Recht umzusetzen bis zum 31. Dezember 2020). Es wurden im Folgenden nur wesentliche Anpassungen eingearbeitet. Auch die Änderungen im Redispatch-Regime aufgrund des NABEG 2.0 (BGBl. 2019 I S. 706 ff.), die zum 1. Oktober 2021 in Kraft treten, wurden noch nicht vollumfänglich berücksichtigt.

im Gesetz enthalten und wurde erst nachträglich eingefügt². Man könnte dies als eine pragmatische Erweiterung des Anwendungsbereichs von § 13a EnWG betrachten. Damit gilt zwar, dass in Deutschland nur Erzeugungsanlagen dem Redispatch unterfallen (Re-Dispatch als Gegenstück zum „Dispatch“ genannten Kraftwerkseinsatz auf Basis des Marktergebnisses); dies wurde jedoch insoweit aufgeweicht, als Speicheranlagen in § 13a EnWG nicht nur in ihrer Einspeisefunktion, sondern auch in ihrer Strombezugsfunktion erfasst sind.

Künftig wird sich das Verständnis des Redispatch-Begriffes im Zuge des abgeschlossenen EU-Winterpaket-Prozesses jedoch ohnehin erweitern. Die neue Strombinnenmarkt-VO (EU) 2019/43, die ab dem 1. Januar 2020 unmittelbare Geltung entfaltet, enthält in Art. 2 Nr. 26 eine eigene Redispatch-Definition, die auch dem deutschen Recht zugrundezulegen sein wird:

„‘Redispatch‘ bezeichnet eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen.“

Hier werden also Maßnahmen auf der Erzeugungs- und der Verbrauchsseite gleichermaßen dem Redispatch zugeordnet.

2.1.2 Redispatch als Maßnahme des Netzsicherheitsmanagements

Im Folgenden wird dargestellt, wie sich der Redispatch in das gesetzliche Gefüge des EnWG einordnet. Maßgeblich sind die §§ 13 ff. EnWG, die das Netzsicherheitsmanagement behandeln.

Nach § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB – und über § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch die VNB – berechtigt und verpflichtet, Gefährdungen und Störungen für „die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ zu beseitigen. Relevante Gefährdungen sind nach § 13 Abs. 4 EnWG etwa kurzfristige Netzengpässe. Ist ein Auftreten von Netzengpässen zu erwarten oder ein Netzengpass bereits eingetreten, sind die Netzbetreiber vorrangig verpflichtet, netzbezogene Maßnahmen ohne Außenwirkung auf Dritte zu ergreifen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG, siehe auch Sötebier 2015a). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, muss der Netzbetreiber auf marktbezogene Maßnahmen zurückgreifen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) und – falls die marktbezogenen Maßnahmen nicht ausreichen – zusätzliche Reserven verwenden (§ 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG). Nur wenn auch diese nicht genügen, können entschädigungslose Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ergriffen werden; hierzu zählt auch das

² Eine entsprechende Erweiterung des Anwendungsbereichs auf den Strombezug von Speichern in einer Festlegung der BNetzA war zuvor durch das OLG Düsseldorf für rechtswidrig erklärt worden, vgl. BNetzA, BK6-11-098-A.

Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017³, das die zwangsweise Abregelung von ansonsten vorrangig einspeisenden EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen ermöglicht (§ 13 Abs. 3 S. 3 EnWG).

Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählt nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG u.a. das Netzengpassmanagement. Das Netzengpassmanagement wiederum erfolgt in Deutschland derzeit überwiegend über die Maßnahme des Redispatch (Tschida 2016)⁴. Beim Redispatch handelt es sich also um eine Maßnahme, mit dem Netzengpässe kurzfristig behoben werden können.

Auch wenn das Netzengpassmanagement als „marktbezogene Maßnahme“ eingeordnet ist, werden die für Redispatch herangezogenen Anlagen zum Großteil nicht über einen Markt beschafft, sondern sind aufgrund gesetzlicher Vorschriften zur Mitwirkung verpflichtet (§ 13a Abs. 1 EnWG, „regulatorischer Redispatch“).

Gestützt auf § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG könnten Netzbetreiber grundsätzlich auch vertragliche Vereinbarungen mit beliebigen Anlagenbetreibern zum Einsatz im Rahmen des Engpassmanagements abschließen („vertraglicher Redispatch“). Dies betrifft jedenfalls konventionelle Erzeugungsanlagen und Speicheranlagen (zumindest bezogen auf die Wirkleistungseinspeisung) mit einer Nennleistung von unter 10 MW sowie Anlagen im Ausland (König 2013a). Die Beteiligung der Anlagenbetreiber an solchen Verträgen erfolgt freiwillig. Aus Sicht des Netzbetreibers dürfte entscheidend sein, inwieweit bei individuell geschlossenen Verträgen eine vollständige Kostenweitergabe im Rahmen der Anreizregulierung erfolgen kann.

2.1.3 Vom Redispatch umfasste Anlagentypen

Als Basis für die Untersuchungen zur Einbeziehung bislang nicht geschöpfter Potenziale in den Redispatch muss geklärt werden, welche Anlagen schon derzeit – also im status quo – für Redispatch herangezogen werden können.

Die Hauptregelung für den Redispatch bildet seit der EnWG-Novelle vom 26. Juli 2011 § 13a EnWG (damals allerdings noch nicht in einem eigenen Paragraphen, sondern in § 13 Abs. 1a EnWG a.F.). Diese Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Erzeugungsanlagen und Stromspeichern mit einer Nennleistung ab 10 MW⁵ auf Anforderung der Netzbetreiber ihre Wirkleistungseinspeisung bzw. – bezogen auf Stromspeicheranlagen – auch ihren Wirkleistungsbezug anzupassen („regulatorischer Redispatch“). Konventionelle Anlagen und Speicheranlagen ab 10 MW werden also zwangsweise in den Redispatch einbezogen; im Gegenzug steht ihnen hierfür eine „angemessene Vergütung“ zu (§ 13a Abs. 1 S. 1 EnWG, näher ausgeführt in den Absätzen 2-5). Dabei kommt es insbesondere darauf an, dass die Vergütung den Anlagenbetreiber „wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde“ (§ 13a Abs. 2 S. 1 EnWG).

³ Wird mit dem NABEG 2.0 zum 1. Oktober 2021 abgeschafft und in das Redispatch-Regime „umgetopft“.

⁴ Diese Unterscheidung dürfte sich mit Inkrafttreten der Strombinnenmarkt-VO am 1. Januar 2020 erübrigen, da dort ein umfassender Redispatch-Begriff zugrundegelegt wird.

⁵ Wird mit dem NABEG 2.0 zum 1. Oktober 2021 auf 100 kW heruntergesetzt.

Das Instrument des regulatorischen Redispatch nimmt damit eigentlich eine Zwitterstellung zwischen den freiwillig-vertraglich geregelten marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und den zwangsweise-entschädigungslosen Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ein (Sötebier 2015b). Nach der systematischen Einordnung in § 13a Abs. 1 EnWG unterfällt der regulatorische Redispatch jedoch den marktbezogenen Maßnahmen (Bundestag 2011).

§ 13a EnWG adressiert in Absatz 1 Satz 2 auch derzeit nicht einspeisende Anlagen sowie Reserveanlagen (Stilllegungsverbote, Netzreserve). Diese dürfen allerdings nur nachrangig angesteuert werden (Sötebier 2015c). Gänzlich ausgenommen vom regulatorischen Redispatch sind aufgrund einer Festlegung der BNetzA dagegen

„Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergie-trägerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist“ (BNetzA 2011a).

Dies betrifft etwa Müllverbrennungskraftwerke oder Hüttengaskraftwerke mit einer Verfeuerungspflicht sowie Industriekraftwerke, deren Stromerzeugung unabdingbar für bestimmte Produktionsprozesse ist (BNetzA 2011b). Ebenfalls nicht von § 13a EnWG erfasst sind alle Verbrauchsanlagen, die keine Stromspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW sind, also Stromspeicher mit einer Nennleistung kleiner als 10 MW oder etwa Power-to-Heat-Anlagen.

Inwieweit es derzeit in der Praxis vertraglichen Redispatch auf Basis bilateraler Vereinbarungen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG gibt, ist eine empirische Frage.

2.1.4 Erfassung von EE-, KWK- und Verbrauchsanlagen in den derzeitigen Netzsicherheitsmanagement-Vorschriften

EE-, KWK⁶- und Verbrauchsanlagen könnten zusätzliche Potenziale im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen darstellen. Bei EE- und KWK-Anlagen ist der Einspeisevorrang als entscheidende Grenze zu beachten, insbesondere wenn es um eine mögliche zwangsweise Einbeziehung geht. Bei Verbrauchsanlagen hält das EnWG für Lasten ein eigenes Instrument bereit, über welches Lasten grundsätzlich für Netzsicherheitsmaßnahmen herangezogen werden können.

Erfassung von EE- und KWK-Anlagen

EE- und KWK-Anlagen genießen nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 bzw. § 3 Abs. 1 KWKG einen besonderen Schutz, da Strom aus solchen Anlagen vorrangig vor Strom aus ungekoppelten konventionellen Anlagen physikalisch abzunehmen ist (Einspeisevorrang). Dieses Privileg wird über § 13 Abs. 3 S. 1 EnWG im Rahmen der Netzsicherheitsvorschriften explizit abgesichert.

⁶ Gemeint ist nur hocheffiziente KWK, vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 KWKG.

Der Vorrang wird dann relevant, wenn in Engpasssituationen Abregelungen von Erzeugungsanlagen vorzunehmen sind und ist als besondere Vorschrift des Engpassmanagements einzuordnen (König 2013b).

Zwangsweise Abregelungen von EE- und KWK-Anlagen sind nach § 13a EnWG (regulatorischer Redispatch) derzeit noch gänzlich ausgeschlossen⁷. Zwar wäre nach dem Wortlaut von § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ein Rückgriff auf EE- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW⁸ möglich, da hiernach keine Differenzierung zwischen verschiedenen Anlagenformen getroffen wird. § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG, der in Engpasssituationen auf die Geltung der speziellen Anforderungen des Einspeisemanagements in § 14 EEG 2017 verweist, hilft zur Klärung der Frage, ob EE- und KWK-Anlagen in § 13a EnWG einbezogen werden dürfen, nicht weiter, da diese Verweisung nur für Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (und nicht für marktbezogene Maßnahmen wie den regulatorischen Redispatch nach § 13a EnWG) gilt. Hieraus lässt sich also nicht ableiten, dass § 13a EnWG einen Rückgriff auf EE- und KWK-Anlagen untersagt. Auch § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG, der vertragliche Vereinbarungen mit EE-/KWK-Anlagen adressiert und diese auch im vertraglichen Bereich besonders schützt, kann nicht herangezogen werden, da der gesetzliche Redispatch nicht auf zugrundeliegenden Verträgen basiert (Sötebier 2015d).

Eine auf Zwang beruhende Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen ab 10 MW bereits innerhalb der marktbezogenen Maßnahmen widerspricht jedoch dem Sinn und Zweck des Vorrangprinzips sowie der Einführung der Regelungen zum Einspeisemanagement in § 14 EEG 2017, die insoweit ausgehebelt wären. § 13a EnWG ist deshalb teleologisch so zu reduzieren, dass EE- und KWK-Anlagen derzeit nicht im regulatorischen Redispatch zur Regelung aufgefordert werden dürfen (De Wyl et. al 2013, Ehrlicke 2015). Zwangsweise Eingriffe in privilegierte Anlagen dürfen demnach nur im Rahmen von Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. § 14 EEG 2017 erfolgen. Dieser Auslegung entsprechend verweist die BNetzA in Bezug auf KWK-Anlagen in ihrer Redispatch-Festlegung darauf, dass die elektrischen Leistungsscheiben von KWK-Anlagen, die „keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfen sind“, nicht geschützt sind, also ohne Weiteres auf sie zurückgegriffen werden kann (BNetzA 2011c). Hieraus lässt sich im Umkehrschluss ableiten, dass *alle übrigen* KWK-Anlagen nicht im regulatorischen Redispatch geregelt werden dürfen.

Eine freiwillige Teilnahme am (vertraglichen) Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ist für EE-Anlagen dagegen bereits nach der gegenwärtigen Rechtslage zulässig. Hierzu enthält § 11 Abs. 3 S. 1 EEG 2017 eine Öffnungsklausel, die Abweichungen vom Einspeisevorrang „zur besseren Integration der Anlage in das Netz“ erlaubt. Dabei ist allerdings sicherzustellen,

„dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt und insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wird“ (§ 11 Abs. 3 S. 2 EEG 2017).

⁷ Dies wird sich mit dem NABEG 2.0 zum 1. Oktober 2021 allerdings ändern. Die Regelungen zum Einspeisemanagement in § 14 EEG 2017 werden dann in das Redispatch-Regime „ungetopft“.

⁸ Wird mit dem NABEG 2.0 zum 1. Oktober 2021 auf 100 kW heruntergesetzt.

Zugleich ergibt sich aus § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG, dass an sich vorrangberechtigte Erzeugungsanlagen erst dann zum Redispatch herangezogen werden dürfen, wenn alle Potenziale aus nicht vorrangberechtigten Anlagen ausgeschöpft sind (König 2013c, Sötebier 2015d). Das bedeutet, dass EE-Anlagen kraft Gesetzes ganz am Ende der merit order für die Abregelung einzuordnen sind.

Nach Gesetzeswortlaut und Systematik ist eine freiwillige Teilnahme am vertraglichen Redispatch durch KWK-Anlagen im Unterschied zu EE-Anlagen generell ausgeschlossen (König 2013d). Dies folgt daraus, dass nach § 13 Abs. 3 S. 2 a.E. EnWG hierfür eine allgemeine Öffnungsklausel im EEG bzw. KWKG erforderlich ist. Das KWKG enthält eine solche allerdings nicht – geregelt wird dort nur der spezielle Fall der Verträge nach § 13 Abs. 6a EnWG mit KWK-Power-to-Heat-Kombinationen (dazu sogleich), für den § 3 Abs. 3 KWKG besondere Regelungen trifft. Sonstige vertragliche Vereinbarungen, die eine Abweichung vom Einspeisevorrang ermöglichen, werden in § 3 KWKG nicht adressiert; ein Pendant zu § 11 Abs. 3 EEG 2017 für EE-Anlagen existiert also nicht.

Erfassung von Verbrauchsanlagen

In Kapitel 2.1.3 wurde dargelegt, dass sich Redispatch-Maßnahmen nach § 13a EnWG nur auf bestimmte konventionelle Erzeugungs- und Speicheranlagen beziehen können. Die Steuerung des Wirkleistungsbezugs, also die Einbeziehung der Verbrauchsseite, ist nach § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG entsprechend nur bei Speicheranlagen und nur ab einer Nennleistung von mindestens 10 MW möglich.

Sonstige Verbrauchsanlagen werden nach geltendem Recht nicht in § 13a Abs. 1 EnWG einbezogen, können aber dennoch am Netzengpassmanagement mitwirken. Für ab- und zuschaltbare Lasten enthält das Regelungskonstrukt der Systemverantwortung eigene, spezielle Vorgaben in § 13 Abs. 6 EnWG⁹.

Danach ist die Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren, mit unter den Netzbetreibern vereinheitlichten Teilnahmevoraussetzungen und über eine gemeinsame Internetplattform durchzuführen (§ 13 Abs. 6 S. 1 EnWG).

Für abschaltbare Lasten hat dies der Ordnungsgeber mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) bereits näher ausgestaltet. Nach dieser Verordnung schreiben die ÜNB wöchentlich insgesamt 1.500 MW Abschaltleistung aus (§ 8 Abs. 1 AbLaV); die Teilnahme der Anbieter von abschaltbaren Lasten ist freiwillig. Die Mindestleistung liegt bei 5 MW (§ 13i Abs. 2 S. 4 EnWG), es können jedoch auch Konsortien gebildet werden (§ 6 AbLaV). Nach der AbLaV kontrahierte abschaltbare Lasten können im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) zum Netzengpassmanagement eingesetzt werden (Bundestag 2016b), stehen als Flexibilitätspotenzial jedoch daneben auch für Regelenergie zur Verfügung.

Für die Zuschaltung von Lasten hat der Ordnungsgeber bislang keine eigene Verordnung erlassen. Allerdings gibt es in § 13 Abs. 6a EnWG ein Spezial-Instrument, das vertragliche Vereinbarungen mit Betreibern von bestehenden KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung

⁹ Verordnungsermächtigungen für die Bundesregierung finden sich in § 13i Abs. 1 und 2 EnWG.

größer als 500 kW in Kombination mit Power-to-Heat-Anlagen betrifft („Nutzen statt Abregeln“). Auch hierbei handelt es sich, bezogen auf den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen als zuschaltbare Lasten, um Netzengpassmanagement. Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG sind nachrangig zu sonstigen marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG einzusetzen (§ 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 EnWG). Das bedeutet umgekehrt, dass z.B. Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG vorrangig durchzuführen sind.

2.1.5 Potenzielle Berücksichtigung bislang nicht erfasster Anlagentypen im Redispatch

Sollen EE-, KWK- und Verbrauchsanlagen umfassend in den Redispatch einbezogen werden, dürften sich in rechtlicher Hinsicht zwei wesentliche Anforderungen ergeben: Zum einen ist zu prüfen, inwieweit der geltende einfach-gesetzliche Rechtsrahmen überarbeitet werden muss, zum anderen, ob die intendierte Rechtsänderung auch mit höherrangigem Recht (Verfassungsrecht, EU-Recht) vereinbar ist. Eine wesentliche Differenzierung dürfte sich dahingehend ergeben, ob es um den Abbau von Hemmnissen bzw. die Schaffung von Anreizen zur *freiwilligen* Teilnahme zusätzlicher Anlagenformen am Redispatch geht, oder ob solche Anlagen künftig dazu *verpflichtet* werden sollen, am Redispatch teilzunehmen.

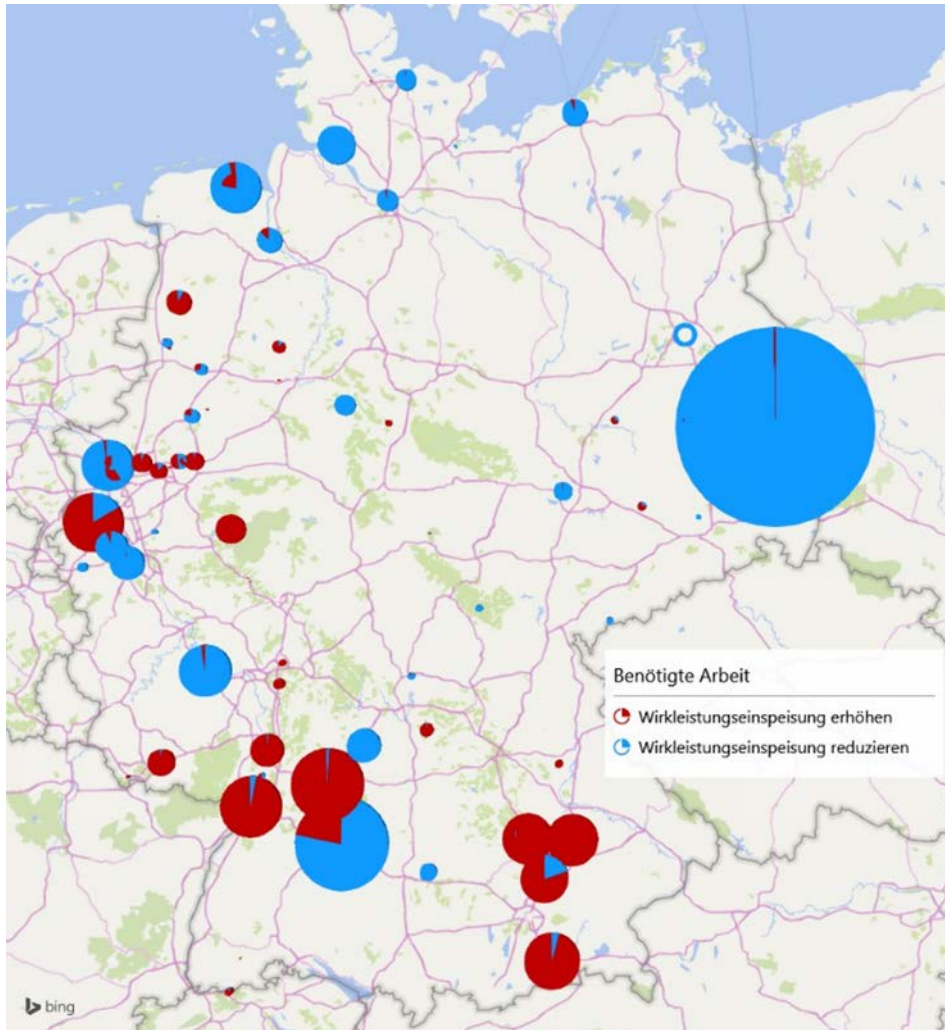
Bei Änderungen im Bereich der Einbeziehung von Verbrauchsanlagen stehen in erster Linie einfach-gesetzliche Anpassungen der Redispatch-Systematik im Vordergrund (vgl. die Vorgaben aus § 13 Abs. 6 EnWG). Letztlich obliegt es dem Gesetzgeber selbst, zu entscheiden, ob bzw. inwieweit ein einheitliches „Redispatch“- oder Flexibilitäts-Instrument geschaffen wird, das auch die Lastseite vollumfänglich mitumfasst und nach einheitlichen Maßstäben ausgestaltet wird. Hierbei sind jedoch künftig auch die unionsrechtlichen Vorschriften aus der Strombinnenmarkt-VO sowie der Strombinnenmarkt-RL zu beachten. Im Falle einer verpflichtenden Einbeziehung von Verbrauchsanlagen in das Netzengpassmanagement sind zudem die Vorgaben des Verfassungsrechts zu berücksichtigen. Denkbar ist hier die Verletzung von Grundrechten (insbesondere: Berufsfreiheit/Art. 12 Abs. 1 GG, Eigentumsgarantie/Art. 14 Abs. 1 GG, allgemeine Handlungsfreiheit/Art. 2 Abs. 1 GG) sowie von sonstigen Verfassungsprinzipien wie dem Vertrauensschutz.

Sollen die Potenziale aus EE-Anlagen stärker für den Redispatch erschlossen werden¹⁰, sind die unionsrechtlichen Vorschriften zum Einspeisevorrang von wesentlicher Bedeutung (Art. 16 EE-RL, EU Parlament 2009). Ab dem 1. Januar 2020 ergeben sich hier unmittelbar geltende Vorgaben aus der Strombinnenmarkt-VO (Art. 13 Abs. 6). Während die unionsrechtlichen Vorgaben generell bei der Einbeziehung von EE-Anlagen in den Redispatch zu beachten sind, dürften sich verfassungsrechtliche Fragen nur dann stellen, wenn es um die verpflichtende Teilnahme am Redispatch geht. Letzteres betrifft EE- und KWK-Anlagen gleichermaßen. Denkbar ist auch hier die Verletzung von Grundrechten (Berufsfreiheit, Eigentumsgarantie, allgemeine Handlungsfreiheit) sowie von sonstigen Verfassungsprinzipien wie dem Vertrauensschutz.

¹⁰ Siehe hierzu die ab dem 1. Oktober 2021 in Kraft tretenden Änderungen in § 13a EnWG (NABEG 2.0).

2.2 Abrufe und Einsatz von Redispatch-Kraftwerken

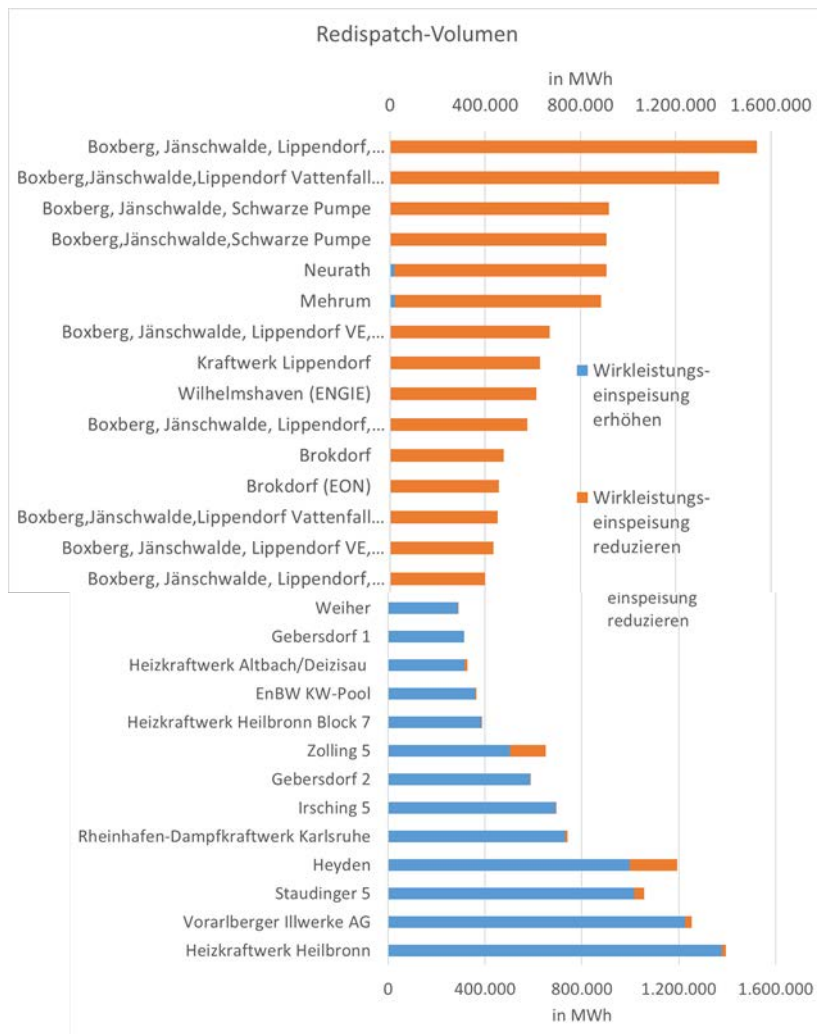
Das Volumen der Redispatch-Einsätze ist in 2017 im Vergleich zu 2016 von 11,4 TWh auf 20,4 TWh angestiegen (BNetzA 2018). Ursache hierfür waren vor allem Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland. Der Anstieg von 2016 auf 2017 resultiert zum einen aus einer längeren Kälteperiode zu Beginn 2017. Durch die niedrigen Temperaturen steigt die Stromnachfrage insbesondere in Regionen mit einer größeren Verbreitung von Elektroheizungen und Nachtspeicherheizungen, die verstärkt in Süddeutschland und in Frankreich installiert sind. Dadurch führen niedrige Temperaturen auch zu einem erhöhten Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland. Zum anderen war die Windeinspeisung in 2017 deutlich höher als in 2016. Da Windanlagen hauptsächlich im Norden Deutschlands Strom erzeugen, verstärkt eine hohe Windeinspeisung den Transportbedarf von Norden nach Süden. Die regionale Verteilung der Redispatch-Einsätze zeigt, dass ein Großteil der Kraftwerke entweder zur Leistungserhöhung oder zur Leistungsreduktion eingesetzt werden. Nur sehr wenige Standorte werden auch in beide Richtungen eingesetzt. Schwerpunkt für die Leistungsreduktion von Kraftwerken ist das Braunkohlerevier in Ostdeutschland (siehe Abbildung 1). Kraftwerke zur Leistungserhöhung sind insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg zu finden, die häufig Steinkohle aber auch Wasserkraft als Energieträger einsetzen.



Quelle: Netztransparenz.de 2018

Abbildung 1: Regionale Verteilung der Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum von 2014 - 2017

Die detaillierte Auswertung der eingesetzten Kraftwerke zeigt, dass die Wirkleistung der Kraftwerke Boxberg, Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Lippendorf energetisch besonders stark gleichzeitig auch besonders häufig eingesenkt wurde (siehe Abbildung 2). Häufig wird ein Verbund von Kraftwerken zum Redispatch aufgefordert, so dass die Bereitstellung durch mehrere Kraftwerke erfolgt und auch entsprechend ausgewiesen wird. Zur Erhöhung der Wirkleistung sind das Heizkraftwerk Heilbronn, die Voralberger Ilwerke und das Kraftwerk Staudinger am häufigsten eingesetzt worden und haben den energetisch größten Anteil geliefert. Insgesamt wird die aktuelle Redispatchleistung vor allem durch wenige Großkraftwerke zur Verfügung gestellt.



Quelle: Netztransparenz.de 2018

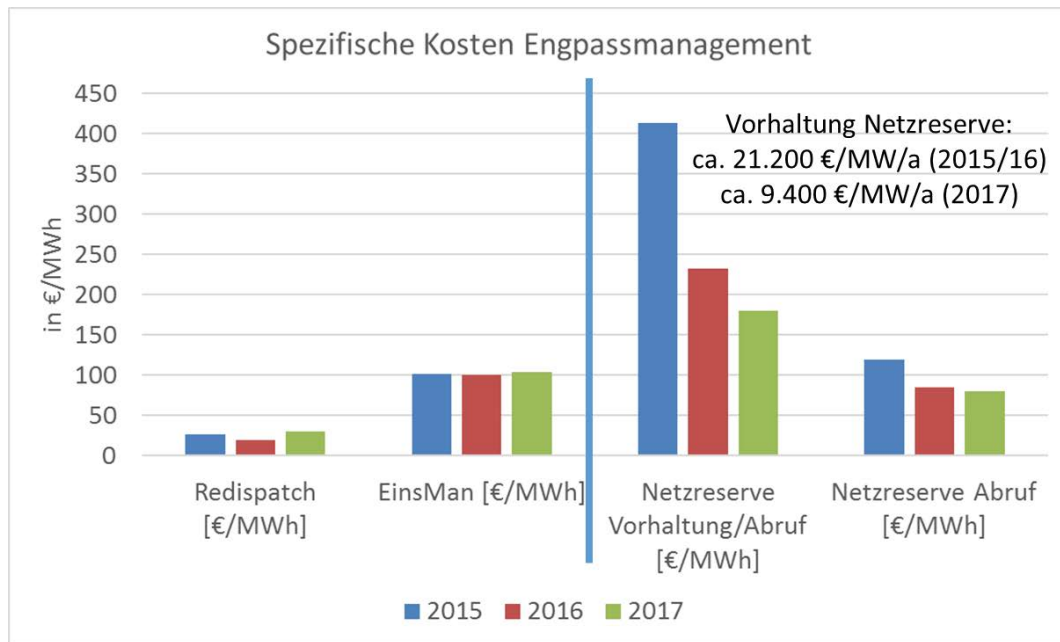
Abbildung 2: Redispatch-Volumen nach eingesetzten Kraftwerken für Leistung erhöhen/reduzieren im Zeitraum 2014 - 2017

2.3 Aktuelle Kosten für Redispatch-Maßnahmen

Die Kosten für den regulatorischen Redispatch umfassten nach Angaben der BNetzA ca. 400 Mio. Euro in 2017. Hinzu kamen ca. 440 Mio. Euro für die Vorhaltung und den Abruf von Netzreserve sowie das Countertrading. Die Kosten für Einspeisemanagement beliefen sich in 2017 auf ca. 610 Mio. Euro (Netz- und Systemsicherheitsbericht 2018). Damit sind die Kosten gegenüber 2014 deutlich angestiegen, wo sie für Redispatch bei ca. 185 Mio. Euro lagen (Netzreservebericht 2018).

Bezogen auf die abgerufenen Strommengen (Erhöhung und Absenkung) ergaben sich damit für Redispatch spezifische Kosten zwischen 20 und 30 €/MWh (siehe Abbildung 3). Für Einspeisemanagement sind die Kosten auf Grund der zu zahlenden Entschädigungen für die Einspeisevergütung höher und lagen 2017 im Mittel bei ca. 100 €/MWh für Absenkung der Einspeisung. Noch höhere Kosten resultieren aus der Netzreserve, die neben den Kosten für

den Abruf (Erhöhung der Leistung) auch noch Kosten für die Vorhaltung der Leistung verursacht. In 2017 resultieren daraus Gesamtkosten aus Vrohaltung und Abruf von über 180 €/MWh, wovon ca. 85 €/MWh allein aus den Abrufkosten resultieren.



Quelle: Netz- und Systemsicherheitsbericht 2018, Redispatch spezifisch für eingesetzte Einheit (Erhöhung und Absenkung), Einsman spezifisch für Absenkungen, Netzreserve spezifisch für Erhöhung,

Abbildung 3: Spezifische Engpassmanagementkosten (Redispatch/EinsMan/Netzreserve) im Zeitraum 2015 - 2017

3 Darstellung technischer und ökonomischer Redispatch-Potenziale

Kapitel 3 enthält eine Darstellung der jeweiligen nationalen technologie-spezifischen Potenziale. Dies beinhaltet auch die wichtigsten ökonomischen Kennwerte und Parameter, die beim Abruf der Potenziale anfallen. Die Darstellung wird zwischen heute bereits nutzbaren Potenzialen sowie zukünftig zusätzlich erschließbaren Potenzialen unterschieden.

3.1 Konventionelle und KWK-Anlagen

3.1.1 Technische Potenziale

Derzeit werden fast ausschließlich konventionelle Großkraftwerke für den Redispatch eingesetzt (siehe Abschnitt 2.2). Mittelfristig wird erwartet, dass die installierte Leistung von konventionellen Großkraftwerken bis 2030 deutlich zurückgeht. Derzeit sind ca. 99 GW an konventioneller Erzeugungskapazität in Deutschland installiert, die sich bis 2030 auf unter 80 GW reduzieren könnten (Szenariorahmen 2017/2019 nach §12a EnWG). Die größte Leistung wird derzeit durch Steinkohlekraftwerke zur Verfügung gestellt, gefolgt von Erdgaskraftwerken. Als Grundlage wird das Szenario B verwendet, dass im Bezug auf den EE-Ausbau zwischen den anderen beiden Szenarien des Netzentwicklungsplans liegt.

Tabelle 1: Installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke nach Energieträgern 2016 und im Szenario B2030 nach Szenariorahmen 2017 und Szenariorahmen 2019

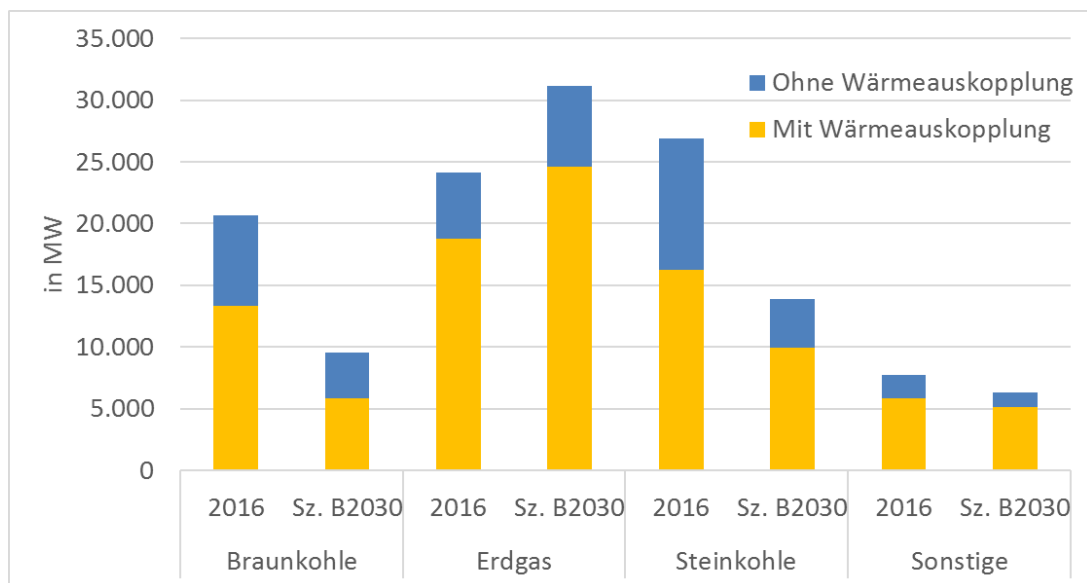
In GW	2016	Sz. B2030 V17	Sz. B2030 V19
Erdgas	24,2	35,7	32,4
Steinkohle	26,9	14,8	13,9
Braunkohle	20,7	9,5	9,5
Pumpspeicher	8,9	11,9	9,6
Sonstige	7,8	7,1	8,4
Kernenergie	10,8	0	0
Summe	99,3	79	73,8

Quelle: Szenariorahmen 2017/2019

Ein Teil der installierten konventionellen Kraftwerke stellt als KWK-Anlage neben Strom auch Wärme bereit. Grundsätzlich sind KWK-Anlagen mit dem Erzeugungsteil, der nicht zur Wärmeerzeugung verwendet wird, auch heute bereits verpflichtet, an Redispatch-Maßnahmen teilzunehmen, werden dafür bisher jedoch nur sehr begrenzt eingesetzt. Je nach Kraftwerkstyp ist nur ein Teil der gesamten elektrischen Leistung mit einer Wärmeerzeugung gekoppelt. Bei Angaben zu KWK-Leistungen eines Kraftwerks ist daher zwischen der gesamten installierten elektrischen Leistung und der mit einer Wärmekopplung verbundenen elektrischen Leistung (KWK-Scheibe) zu unterscheiden. Häufig sind Industriekraftwerke als KWK-Kraftwerke ausgeführt, so dass sie für einen Redispatch nicht zur Verfügung stehen.

Von der installierten konventionellen Leistung verfügt ca. 54 GW über die Möglichkeit der Wärmeauskopplung, wobei hierunter auch Kraftwerke fallen, die im Vergleich zur installierten elektrischen Leistung nur einen geringen Anteil an Nutzwärme auskoppeln können (z.B. bei Braunkohlekraftwerken). Den größten Umfang hat die Wärmeauskopplung bei Gaskraftwerken, wo Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. 19 GW zumindest eine geringe Menge Wärme auskoppeln (Abbildung 4).

Bis 2030 wird insbesondere mit einem Rückgang der Stein- und Braunkohlekraftwerke gerechnet, wodurch der Anteil der Kraftwerke mit einer möglichen Wärmeauskopplung ansteigen könnte. Für solche KWK-Kraftwerke gelten besondere Bedingungen im Rahmen des Redispatch, da sie aufgrund der gekoppelten Wärmeproduktion Einschränkungen in ihrer Fahrweise unterliegen und nur nachrangig zum Redispatch eingesetzt werden dürfen.



Quelle: Szenariorahmen 2019

Abbildung 4: Gesamte elektrische Kraftwerksleistung und elektrische Leistung von Kraftwerken mit Wärmeauskopplung in 2016 und im Szenario B2030 nach Energieträgern

Für die Bewertung der Redispatch-Potenziale in KWK-Anlagen ist eine Abschätzung des Anteils der tatsächlichen gekoppelten Stromerzeugungsleistung in KWK-Kraftwerken notwendig. Dies wird nachfolgend als KWK-Leistung bezeichnet und umfasst die tatsächlich gekoppelte Leistung eines Kraftwerks (KWK-Scheibe nach FW 308). Die installierte KWK-Leistung lag in 2014 bei ca. 33 GW (Oeko 2015), wovon ein Großteil der öffentlichen Versorgung und damit verbundenen Fernwärmesystemen zuzuordnen ist, ca. 20 – 22 GW. Die restliche Leistung wird

durch KWK-Anlagen in der Industrie (ca. 8 – 9 GW) sowie durch dezentrale BHKW-Anlagen und sonstige Kleinanlagen (ca. 3 – 5 GW) zur Verfügung gestellt.

Für einen Teil der Kraftwerke sind detaillierte Informationen zur Wärmeauskopplung verfügbar (UBA Kraftwerksdatenbank 2018). Mit Hilfe dieser Daten kann die tatsächlich mit einer Wärmeauskopplung verbundene elektrische Leistung abgeschätzt werden. Die KWK-Scheibe unterscheidet sich zwischen Kraftwerken mit unterschiedlichen Brennstoffen:

- Erdgas: 92 % der installierten Kraftwerksleistung ist KWK-Leistung
- Steinkohle: 50 % der installierten Kraftwerksleistung ist KWK-Leistung
- Braunkohle: 16 % der installierten Kraftwerksleistung ist KWK-Leistung
- Sonstige: 34 % der installierten Kraftwerksleistung ist KWK-Leistung

Die KWK-Leistung umfasst nach dieser Abschätzung ca. 29 GW. Einige dieser Kraftwerke stehen nur eingeschränkt für einen Redispatch zur Verfügung, weil sie wärmegeführt betrieben werden (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke mit Wärmeauskopplung und darin enthaltene KWK-Leistung 2016 und im Szenario B2030 nach Szenariorahmen 2019

In GW	2016		Sz. B2030 V19	
	Mit Wärmeauskopplung	Davon KWK	Mit Wärmeauskopplung	Davon KWK
Erdgas	18,7	17,2	24,6	22,6
Steinkohle	16,2	8,1	9,9	5,0
Braunkohle	13,3	2,1	5,8	0,9
Sonstige	5,9	2,0	5,1	1,7
Summe	54,1	29,4	45,4	30,2

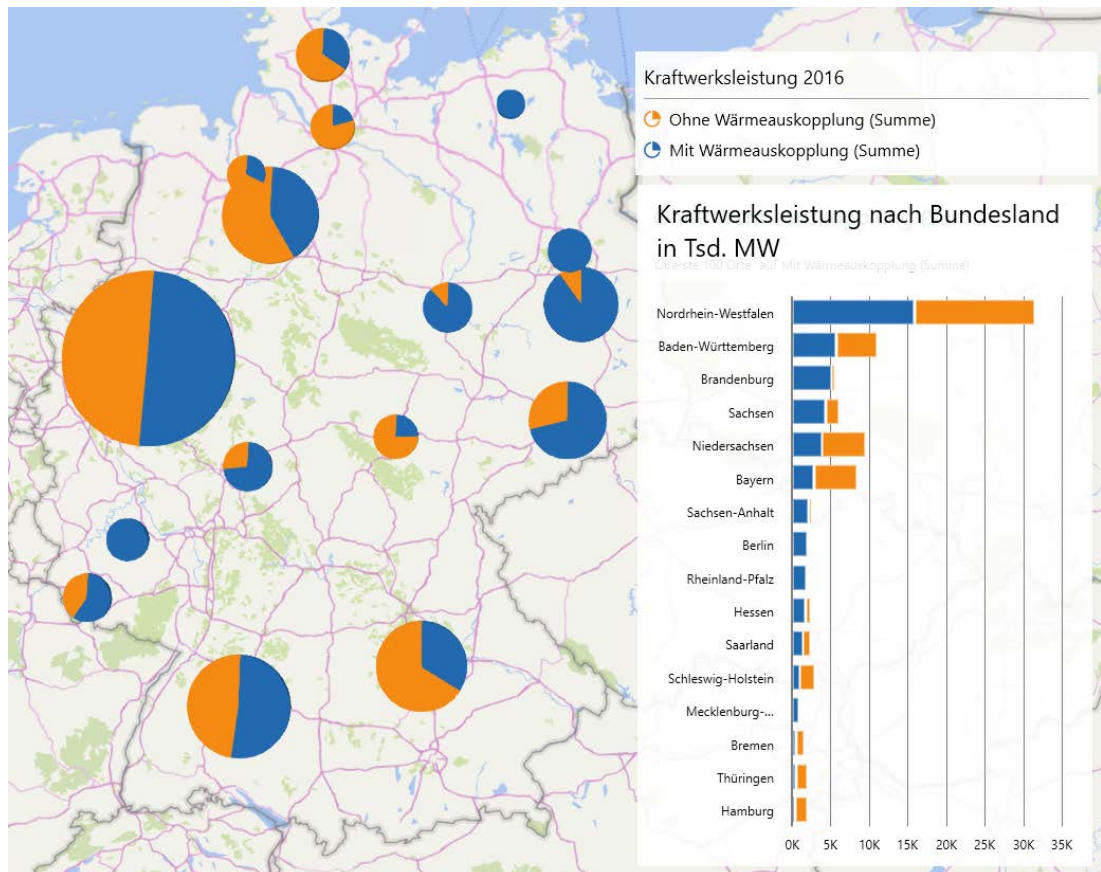
Quelle: Szenariorahmen 2019, eigene Abschätzung auf Basis UBA Kraftwerksdatenbank 2018

Auswertungen der Meldungen zum ENTSO-E Reserve Resource Process (ERRP-Planungsdaten von Anlagen > 10 MW), die in (Ecofys/Consentec 2018) durchgeführt worden sind, zeigen, dass trotz direkter Kopplung mit einer Wärmeerzeugung, Kraftwerke für den Redispatch eingesetzt werden könnten, z.B. wenn eine alternative Wärmeerzeugung verfügbar ist. Die tatsächlich nicht für den Redispatch verfügbare Leistung konventionelle Erzeugungsleistung mit Wärmeauskopplung wird in (Ecofys/Consentec 2018) mit 25 % angegeben. Dies entspricht bei einer installierten Leistung von 54,1 GW einer nicht-verfügbaren KWK-Leistung für den Redispatch von nur ca. 13 – 14 GW. Die nicht bzw. nur bedingt redispatchfähigen Kraftwerke sind vor allem Gas- und sonstige Kraftwerke, die in der Regel einen hohen Anteil an elektrischer Leistungen haben, der mit einer Wärmeerzeugung gekoppelt ist.

Neben einer Einschränkungen der Redispatchleistung durch eine gekoppelte Wärmeerzeugung können sich weitere Einschränkungen für einen Redispatch-Einsatz ergeben, wenn die Anlagen an unteren Netzebenen angeschlossen sind. Auswertungen von Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur (BNetzA Kraftwerksliste 2018) ergeben, dass ca. 4,6 GW an erdgasbeheizten KWK-Anlagen in der Mittelspannungsebene angeschlossen sind. Größere KWK-Leistungen, die an der Mittelspannung angeschlossen sind, werden auch mit Abfall, Öl und mit

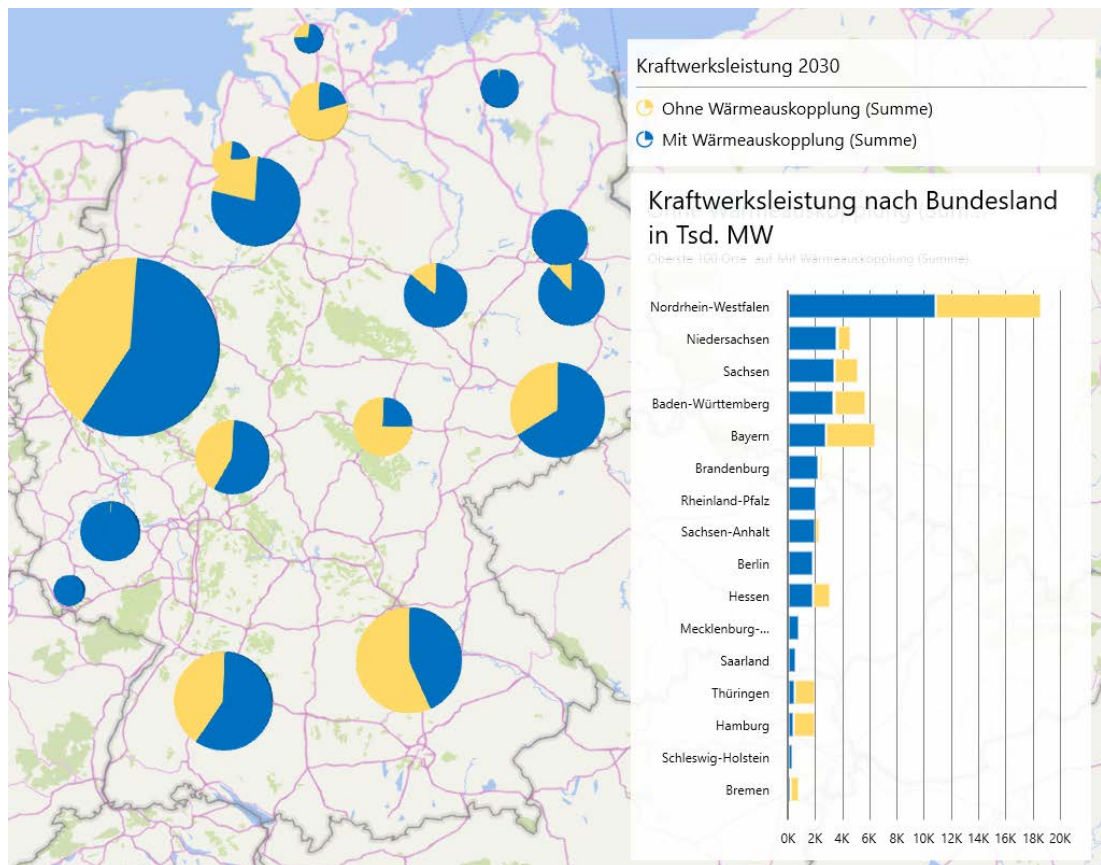
einer Kombination von mehreren Brennstoffen befeuert. Insgesamt sind in der Mittelspannung ca. 8 – 9 GW an konventioneller KWK-Leistung installiert, die bisher nicht für Redispatch eingesetzt werden.

Die größte installierte konventionelle Leistung insgesamt liegt in Nordrhein-Westfalen gefolgt von Baden-Württemberg in 2016. Bis 2030 wird erwartet, dass sich die installierte konventionelle Leistung in allen Bundesländern deutlich reduziert, wobei der Rückgang bei Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung deutlich größer sein soll als bei Kraftwerken mit Wärmeauskopplung.



Quelle: Szenariorahmen 2019

Abbildung 5: Regionale Verteilung der installierten konventionellen Erzeugungsleistung nach Bundesländern für Kraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung in 2016



Quelle: Szenariorahmen 2019

Abbildung 6: Regionale Verteilung der installierten konventionellen Erzeugungsleistung nach Bundesländern für Kraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung in 2030

3.1.2 Kostenabschätzung

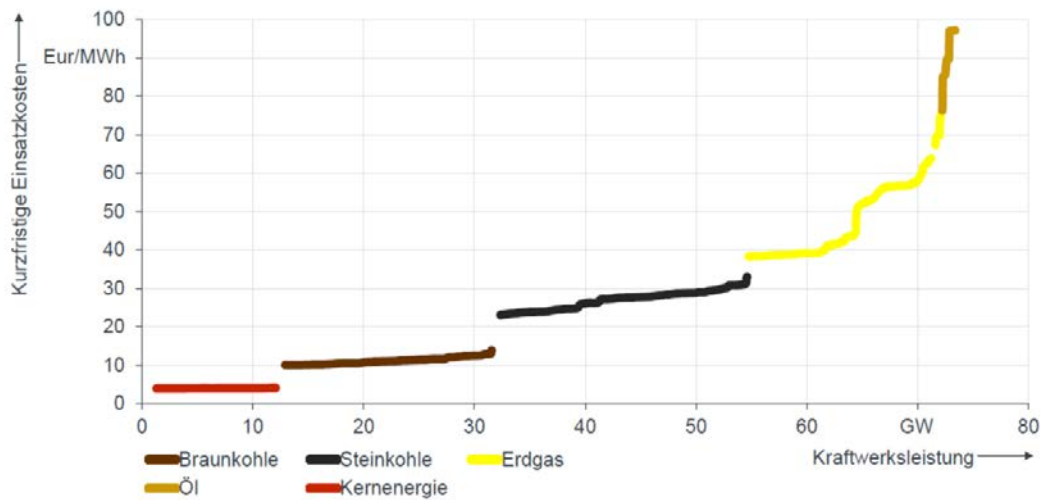
Die aktuelle Vergütung für den Einsatz von Anlagen im Redispatch ist im Branchenleitfaden des BDEW näher geregelt (BDEW 2018). Dabei wird zwischen Erhöhung der Einspeisung und Absenkung der Einspeisung unterschieden. Voraussetzung für eine Kostenerstattung beim Herunterfahren ist die Vermarktung der Erzeugung als Future bzw. am Day-Ahead-Spotmarkt. Die Kosten, die in Ansatz gebracht werden können, sind:

- Erhöhung der Einspeisung
 - Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, Anfahrkosten
 - ggf. Opportunitätskosten (z.B. Intraday-Optionen)
- Absenkung der Einspeisung
 - eingesparte Brennstoffkosten, eingesparte CO₂-Kosten
 - ggf. Opportunitätskosten (z.B. Intraday-Optionen, vermiedene Netzentgelte, alternative Wärmebereitstellung)

Für Netzersatzanlagen wird darüber hinaus eine Vergütung für die Leistungsvorhaltung gezahlt sowie bei einem Einsatz zusätzlich die tatsächliche Einspeisung.

Den größten Kostenblock für konventionelle Erzeuger beim Redispatcheinsatz und einer Erhöhung der Erzeugung stellen die Brennstoffkosten dar, die je nach Energieträger von weniger

als 10 €/MWh bei Kernenergieanlagen bis zu mehr als 70 €/MWh bei Öl-befeuerten Kraftwerken reichen können (siehe Abbildung 7).



Quelle: IAEW

Abbildung 7: Variable Kosten für den Kraftwerkseinsatz von konventioneller Erzeugungleistung in 2015 (inkl. KWK-Anlagen)

Für KWK-Anlagen auf Basis von Gasturbinen oder einer Kombination von Dampf- und Gasturbinen (GuD) liegen die fixen und variablen Betriebskosten ohne Brennstoffkosten je nach Auslastung der KWK-Anlagen zwischen 5 und 20 €/MWh (siehe Tabelle 3). Diese Kosten fallen im Betrieb noch zusätzlich zu den Brennstoffkosten an.

Tabelle 3: Technische und ökonomische Kenndaten von KWK-Anlagen

Kennzahlen	Einheit	GuD-HKW (EK)	GuD-HKW (EK)	Gasturbine	GuD-HKW (GG)	Gasturbine	BHKW
Kenndaten KWK-Anlagen							
Leistung [MW]	MW _{el}	220	100	90	20	10	5,4
el. Wirkungsgrad	%	47,6	47,1	33	44,4	31	41,5
th. Wirkungsgrad	%	40,3	41	52,4	42,3	49	43,2
Wirkungsgrad gesamt	%	87,9	88,1	85,4	86,7	80	84,7
Investment	€/ kW _{el}	530	540	555	820	700	750
Fixe Betriebskosten	€/ kW/ a	37,1	37,8	33,3	57,4	42	15
	% v. Invest	7%	7%	6%	7%	6%	2%
Sonstige variable Betriebskosten	€/ MWh _{el}	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	8
Variable Betriebskosten ohne Brennstoffkosten							
bei 3000 Volllaststunden	€/ MWh _{el}	12,87	13,10	11,60	19,63	14,50	13,00
bei 6500 Volllaststunden	€/ MWh _{el}	6,21	6,32	5,62	9,33	6,96	10,31

Abkürzungen: GuD-HKW: Gas- und Dampfturbinen Heizkraftwerk, EK: Entnahmekondensatorsturbine; GG: Gegendruckturbine, BHKW: Blockheizkraftwerk

Quelle: Prognos 2014

Als Brennstoff wird für KWK-Anlagen häufig Erdgas eingesetzt. Damit ergeben sich zusätzlich zu den bereits genannten variablen Betriebskosten noch Brennstoffkosten, die je nach Erdgaspreis und Wirkungsgrad der KWK-Anlagen dann zwischen 30 und 75 €/MWh_{el}¹¹ betragen können.

Für den Einsatz von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen im Redispatch ist dann das Hoch- bzw. Runterfahren der Anlagen zu unterscheiden. Beim Hochfahren fallen je nach Kraftwerkstyp variable Kosten von weniger als 10 €/MWh bis zu knapp 100 €/MWh als Redispatchkosten an (siehe Tabelle 4). Werden Anlagen im Redispatch heruntergefahren, sind die genannten variablen Kosten als Einsparungen zu berücksichtigen.

Tabelle 4: Direkte Kosten und mögliche Opportunitätskosten für den Redispatch von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen

	Direkte Kosten		Opportunitätskosten	
	Abschaltung Erzeugung	Zuschaltung Erzeugung	Abschaltung Erzeugung	Zuschaltung Erzeugung
	in Euro/MWh	in Euro/MWh		
Kernenergie	< -10	<10	Andere Märkte (z.B. Regelenergie)	Kurzfrist-Optionen
Braunkohle	< -10	10 - 15	Andere Märkte (z.B. Regelenergie)	Kurzfrist-Optionen
Steinkohle	< -20	20 - 35	Andere Märkte (z.B. Regelenergie)	Kurzfrist-Optionen
Erdgas	< - 38	38 - 95	Andere Märkte (z.B. Regelenergie)	Kurzfrist-Optionen
Öl	< -75	75 - 100	Andere Märkte (z.B. Regelenergie)	Kurzfrist-Optionen
Erdgas-KWK (GuD)	< -35	35 -90	KWK-Vergütung	
Erdgas-KWK (GT)	< -50	50 - 110	KWK-Vergütung	
Erdgas-KWK (BHKW)	< -45	45 - 100	KWK-Vergütung	

Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Erneuerbare Energien-Anlagen

3.2.1 Technische Potenziale

Die installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien erreicht 104 GW zum Ende 2016. Wind- und PV-Anlagen haben daran den größten Anteil (siehe Tabelle 5). Es wird erwartet, dass sich die installierte Leistung bis 2030 auf über 160 GW erhöht (Szenariorahmen 2016). Grundsätzlich steht diese Leistung in Abhängigkeit der Wetterbedingungen für einen Redispatcheinsatz zur Verfügung und wird im Rahmen des Einspeisemanagements bereits netzentlastend gesteuert.

¹¹ bei Gaspreisen zwischen 15 und 30 €/MWh und einem elektrischen Wirkungsgrad von 48 % (z.B. für ein großes GuD-Heizkraftwerk)

Tabelle 5: Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien 2016 und im Szenario B2030 nach Szenariorahmen 2017 und Szenariorahmen 2019

In GW	2016	Sz. B2030 V17	Sz. B2030 V19
Wind Onshore	46,2	58,5	69,5
Wind Offshore	4,1	15,0	15,0
Photovoltaik	40,5	66,3	68,3
Biomasse	7,3	6,2	6,2
Wasserkraft **	5,6	5,6	5,1
sonstige reg. Erzeugung	0,5	1,3	0,5
Summe	104,2	152,9	164,6

Quelle: Szenariorahmen 2017/2019

Von der installierten Leistung ist ein Großteil von über 90 % der Anlagen direkt steuerbar (Ecofys/Consentec 2018). Lediglich kleinere PV-Anlagen mit weniger als 30 kW installierter Leistung sind von der Verpflichtung für eine Steuerbarkeit ausgenommen. Dieses Anlagensegment umfasst eine installierte PV-Leistung von ca. 15 GW und entspricht ca. 35 % der insgesamt in PV-Anlagen installierten Leistung (Anlagenstammdaten ÜNB, BNetzA-Anlagenregister).

Im Gegensatz zu den konventionellen Erzeugungsanlagen sind die Erneuerbaren Energien vornehmlich in der Mittelspannungsebene angeschlossen. Bei Wind an Land sind ca. 81 % der installierten Leistung in der Mittelspannung angeschlossen (siehe Tabelle 6). Bei den PV-Anlagen liegt der Anteil sogar bei 98 %, von denen wiederum ein großer Anteil auch in der Niederspannung angeschlossen ist¹². Bei einem Redispatch-Einsatz ist daher immer auch die aktuelle Netzsituation des Verteilnetzes mit zu berücksichtigen.

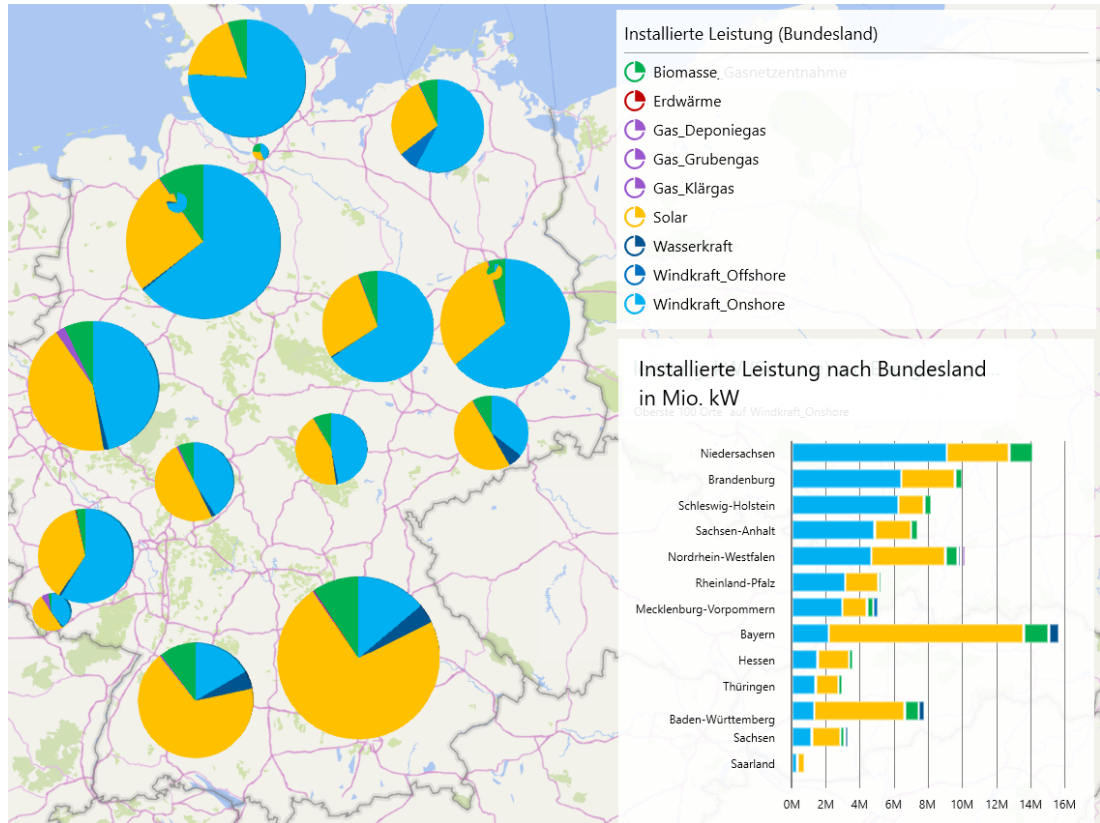
Tabelle 6: Relative Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach Netzebenen.

Ebene	Bio- masse	Laufwas- ser	Solare Strah- lungsenergie	Wind- energie auf See	Wind- energie an Land	Gesamt- ergebnis
Höchst-Span- nung	1%	3%	0%	62%	2%	3%
Hoch-Span- nung	4%	44%	2%	38%	17%	12%
Mittel- u. Nie- der-Spannung	95%	53%	98%	0%	81%	85%

Quelle: BNetzA Kraftwerksdatenbank 2018

¹² Status Mai 2018 sind über 23 GW bzw. 53 % der PV-Leistung an der Niederspannung angeschlossen (Anlagen kleiner 100 kW Anlagenleistung).

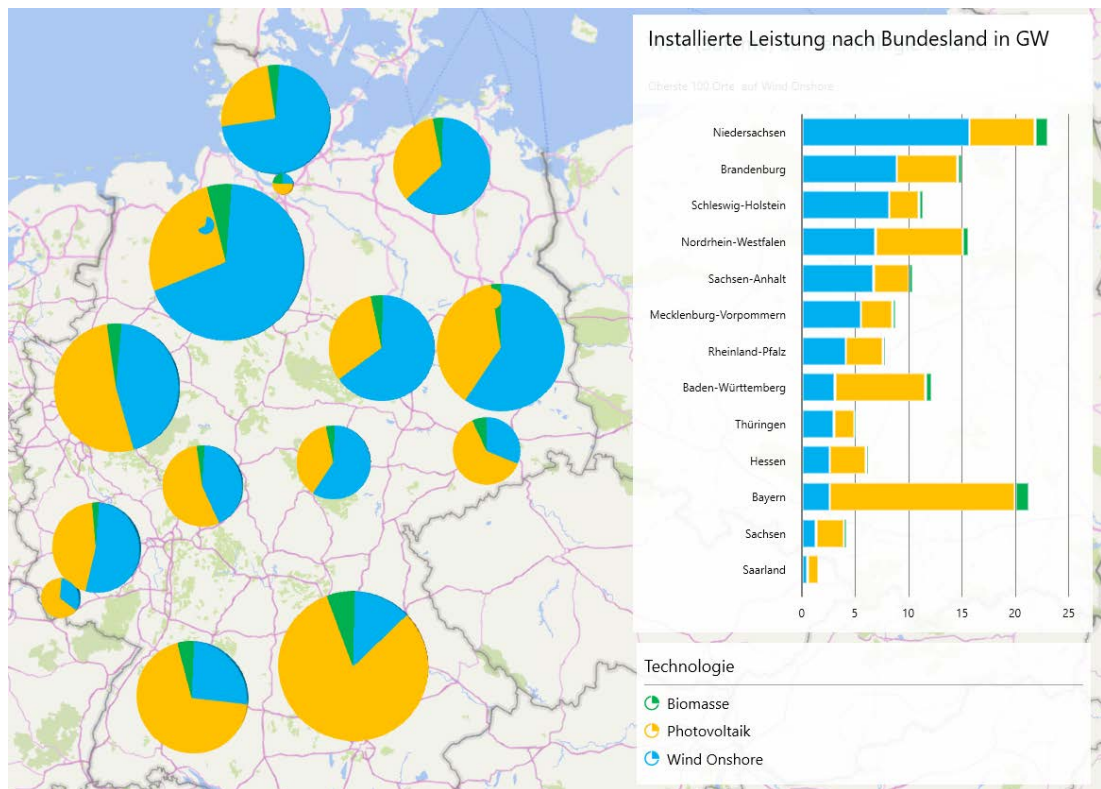
Die regionale Verteilung der Erzeugungsleistung zeigt, dass die größte Leistung in 2018 in Bayern installiert ist. Insgesamt liegt die Leistung in dem Bundesland bei über 15 GW (siehe Abbildung 8). Den größten Anteil davon stellen PV-Anlagen. Eine ähnlich hohe installierte Leistung weist auch das Bundesland Niedersachsen aus, das jedoch einen größeren Anteil Windanlagen installiert hat.



Quelle: BNetzA Anlagenregister 2018, ÜNB Stammdatenregister 2018 (ohne Wind auf See)

Abbildung 8: Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach Bundesländern in 2018

Die im Szenariorahmen 2019 entwickelten Pfade für den Ausbau erneuerbarer Energien lassen erwarten, dass die regionale Verteilung der erneuerbaren Technologien auch in 2030 vergleichbar zu heute ist. Die insgesamt installierte Leistung steigt jedoch insgesamt und damit auch in den einzelnen Bundesländern deutlich an, so dass sich beispielsweise die installierte Leistung in Bayern und Niedersachsen auf über 20 GW erhöht (siehe Abbildung 9).



Quelle: Szenariorahmen 2019

Abbildung 9: Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach Bundesländern in 2030

Zu- und Abschaltpotenziale bei erneuerbaren Energien für den Redispatch hängen ab von der im jeweiligen Zeitpunkt wetterbedingten verfügbaren Leistung. Gleichzeitig werden die im Netz auftretenden Engpasssituationen häufig durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien verursacht oder verschärft, so dass bei Netzengpässen in der Regel auch erneuerbare Energien mit einem Teil ihrer installierten Erzeugung einspeisen. Als Indikator für die im Redispatchfall verfügbaren Potenziale wird die relative Einspeisung der erneuerbaren Technologien verwendet (aktuelle erneuerbare Erzeugung/installierte Leistung).

Grundsätzlich besteht vor allem in den durch EE-Erzeugung verursachten Redispatchsituationen ein Abschaltpotenzial durch die Erneuerbaren Energien. Auswertungen historischer Redispatchsituationen zeigen, dass die Windeinspeisung in diesen Phasen zwischen 30 % und über 50 % ihrer installierten Leistung erreicht hat (siehe BDEW 2017). Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag in diesen Zeiträumen und nur während der Tageszeit meist bei weniger als 30 % ihrer installierten Leistung. Bei Biomasseanlagen ist ein kontinuierlicher Betrieb vorherrschend, so dass hier ein Großteil der installierten Leistung als Abschaltpotenzial verfügbar ist.

Zuschaltpotenzial aus erneuerbaren Energien besteht nur, wenn Anlagen bereits abgeschaltet sind bzw. in leistungsreduziertem Betrieb gefahren werden. Dies ist für Biomasseanlagen bzw. bei marktgetriebenen Abschaltungen von Wind- und PV-Anlagen etwa bei negativen Spotmarktpreisen denkbar.

3.2.2 Kostenabschätzung

Auf Grund der fehlenden Brennstoffkosten bei Wind- und PV-Anlagen sind die direkten variablen Kosten für einen Redispatcheinsatz dieser Anlagen gering, wenn keine weiteren Opportunitätskosten berücksichtigt werden. Je nach Referenzerzeugung für fluktuierende erneuerbare Energien können sich auf Grund von Prognoseunsicherheiten noch Ausgleichsenergiekosten ergeben, wenn die tatsächliche Einspeisung von der prognostizierten Erzeugung abweicht. Im derzeitigen Regime werden die erneuerbaren Energien nur "ungeplant" im Einspeisemanagement abgeregelt und nicht wie andere konventionelle Kraftwerke "geplant" im Rahmen des Redispatchprozesses. Daher erfolgt beim Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien kein energetisch bilanzieller Ausgleich. Vor diesem Hintergrund sind für EE-Anlagenbetreiber auch Ausgleichsenergiekosten relevant, während bei konventionellen Kraftwerken im Redispatch die Fahrplanabweichung durch den ÜNB ausgeglichen wird. Insgesamt sind folgende Kostenarten bei erneuerbaren Energien zu berücksichtigen:

- Erhöhung der Einspeisung
 - Wind und PV: keine direkten Brennstoffkosten
 - Biomasse-Brennstoffkosten (ca. 65 €/MWh)
 - Opportunitätskosten (z.B. Intraday-Optionen/Regelenergiemarkt)
 - Ausgleichsenergiekosten
- Absenkung der Einspeisung
 - eingesparte Wartungskosten, Pachtgebühren (bei erzeugungsabhängigen Verträgen)
 - Opportunitätskosten (z.B. Intraday-Optionen, Regelenergiemarkt)
 - Ausgleichsenergiekosten

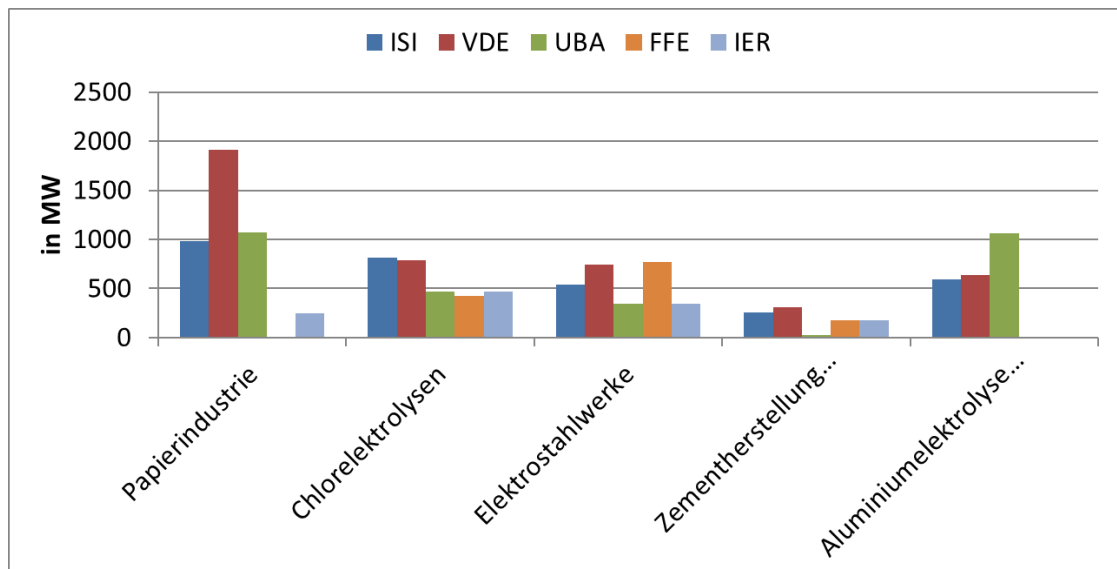
Ein weitere Kostenaspekt ist die Bewertung der grünen Eigenschaft einer kWh aus erneuerbaren Energien, wenn die Abregelung durch fossile Erzeugung ersetzt wird. Durch die Abregelung reduziert sich die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und damit auch ihr Beitrag zum erneuerbaren Ausbauziel. Dieser Wert der grünen kWh wird in Frontier 2017 beispielsweise mit den Wiederbeschaffungskosten für neue EE-Anlagen an nicht engpassbehafteten Standorten im Netz bewertet. Für Windanlagen wird eine Größenordnung von 50 €/MWh genannt. Bei PV-Anlagen wird der Wert mit 80 €/MWh angegeben.

3.3 Flexible Lasten

3.3.1 Technische Potenziale

Flexible Lasten finden sich in sämtlichen Anwendungsbereichen und werden nachfolgend für den Bereich Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) und Haushalte dargestellt. Die Haushaltsnachfrage umfasst auch neue Anwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen, die zukünftig ein größeres Flexibilitätspotenzial darstellen könnten.

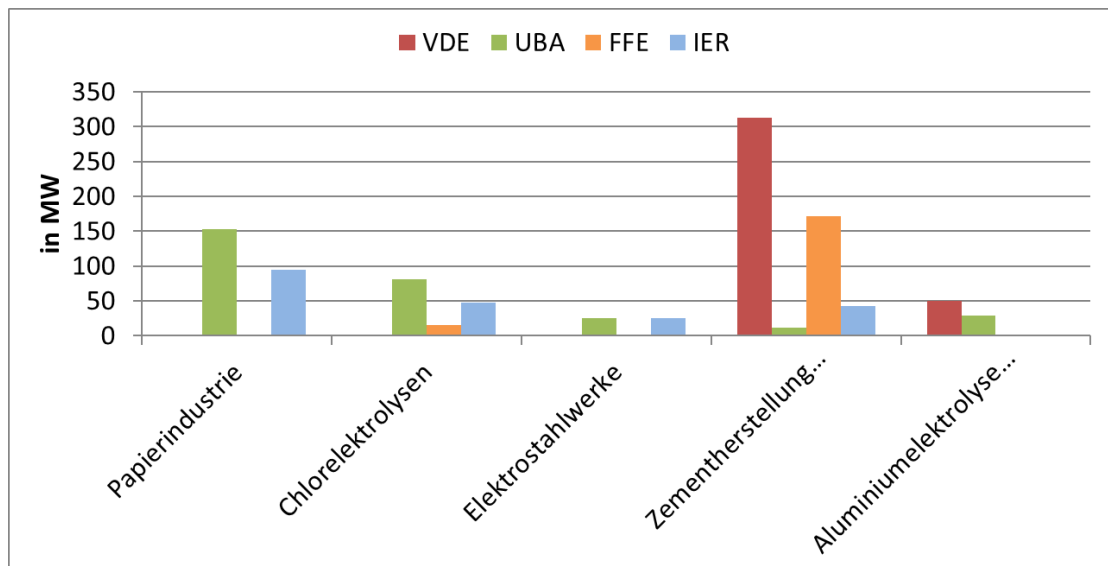
Die Potenziale in der Industrie umfassen energieintensive Prozesse in der Chemie-, Metall- oder Papierindustrie wie Chlor- oder Aluminiumelektrolyse als auch Querschnittsanwendungen, die in der Regel mit einer Kälte- oder Wärmeanwendungen verbunden sind (z.B. Kühlhäuser). Die technischen Potenziale sind in mehreren Studien analysiert worden und umfassen je nach Berücksichtigung von Lastverlagerungen und Abschaltungen in den energieintensiven Branchen einige hundert MW. Insgesamt summieren sich die einzelnen Potenziale auf ca. 3 bis 6 GW an abschaltbarer Last in der gesamten Industrie (siehe Abbildung 10).



Quelle: ISI: Buber (2013), VDE: Apel (2012), UBA: BET (2015), FFE: von Roon (2018), IER: Sauer (2018)

Abbildung 10: Studienvergleich zu technischen Potenzialen für Reduktion der Stromnachfrage nach Branchen

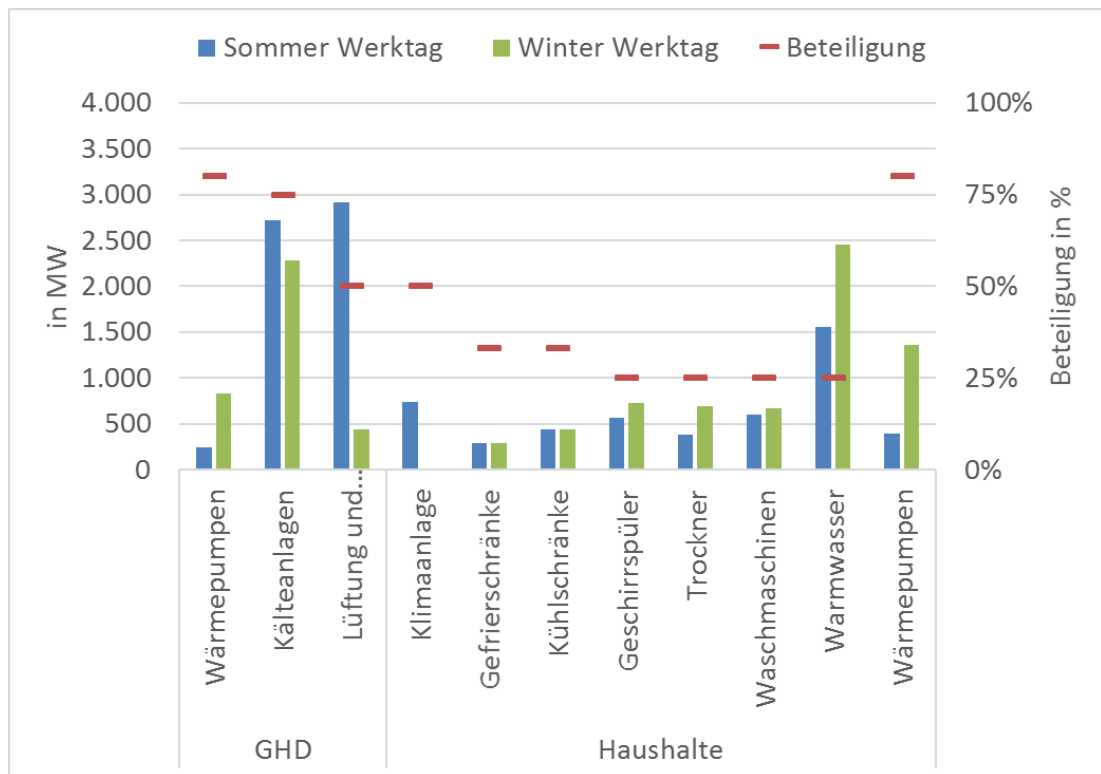
Aufgrund der hohen Auslastungen der Prozesse in der energieintensiven Industrie laufen diese meist sehr nah an ihrer installierten Leistung. Daher ist eine Zuschaltung von zusätzlichen Lasten meist nur in sehr begrenztem Maße möglich. In Summe umfassen die zuschaltbaren Lasten über sämtliche betrachtete Industriebranchen hinweg nur einige hundert MW (siehe Abbildung 11).



Quelle: ISI: Buber (2013), VDE: Apel (2012), UBA: BET (2015), FFE: von Roon (2018), IER: Sauer (2018)

Abbildung 11: Studienvergleich zu technischen Potenzialen für die Zuschaltung von Lasten nach Branchen

Im GHD-Sektor sind flexible Lasten insbesondere in Wärme- und Kälteanwendungen wie Wärmepumpen bzw. Lüftungs- und Klimaanlage zu finden. Im Haushaltsbereich sind die größten Flexibilitätspotenziale derzeit bei Warmwasser und Heizungsanwendungen u.a bei Wärmepumpen vorhanden. Die maximal verlagerbaren Leistungen sind davon abhängig, wieviele Anwendungen sich an einer Verlagerung beteiligen. Für die technischen Potenziale sind dazu maximale Beteiligungsquoten definiert worden, die bei Wärmepumpen z.B. bei 80 % sämtlicher Wärmepumpen liegen (Klobasa 2009, Gils 2016). Insbesondere für Haushaltsanwendungen sind hier deutlich geringere Beteiligungsanteile als maximal erreichbar festgelegt worden. Für Warmwasser beispielsweise 25 %. Bei den Lüftungs- und Klimatisierungstechnologien wurde eine Beteiligung von 50 % zur Bestimmung der technischen Potenziale angenommen (siehe Abbildung 12). Damit ergeben sich maximale Leistungsreduktionen von mehreren hundert MW für die meisten Anwendungen. Sehr großes Potenzial besteht für Lüftungs- und Klimaanlage im Sommer im GHD-Sektor. Wärmepumpen sind dagegen insbesondere im Winter als abschaltbare Last verfügbar.

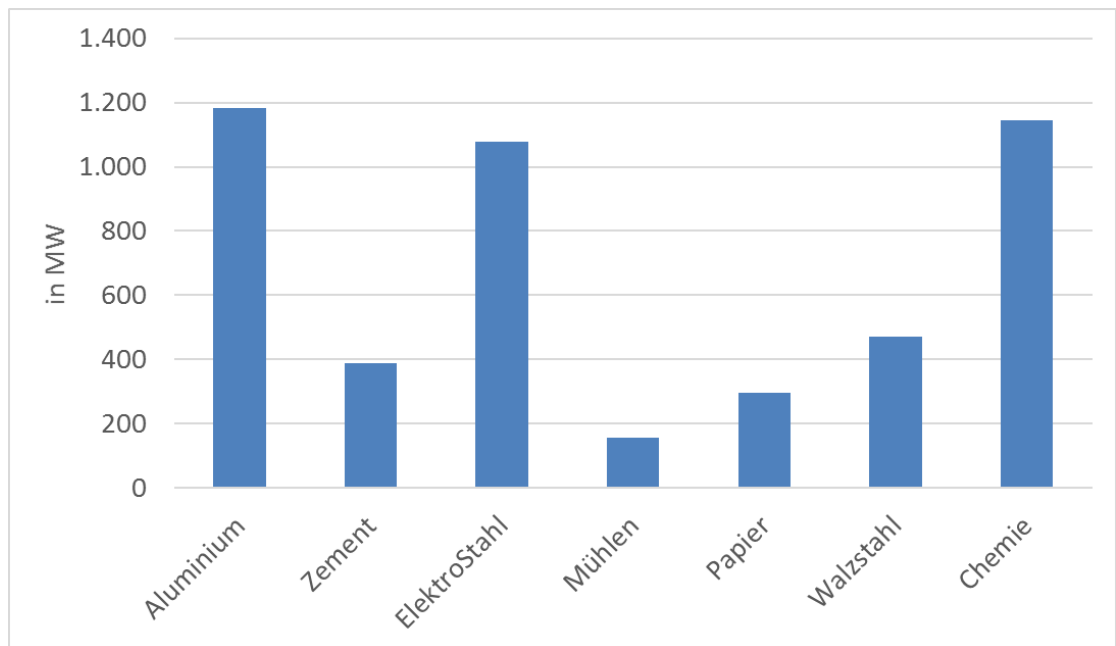


Quelle: eigene Abschätzungen auf Basis ISI 2016 und Szenariorahmen 2019

Abbildung 12: Maximal verfügbare Leistungsreduktion flexibler Stromnachfrage im GHD- und Haushaltssektor aus Basis Strombedarf 2016 und Anteil beteiligter Anlagen

Grundsätzlich sind die identifizierten Lasten auch als zuschaltbare Leistung verfügbar. Dies setzt eine koordinierte Zuschaltung verfügbarer Anlagen voraus, die sich vorab in einem Bereitschaftszustand befinden müssen. Eine koordinierte Zuschaltung von Lasten auf Niederspannungsebene erfolgt derzeit in gewissem Maße mit Nachtspeicherheizungen. Eine Ausweitung auf weitere Anwendungen hätte stärkere Rückwirkungen auf die in der Niederspannung auftretende Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage. Hierzu bestehen aktuell nur sehr begrenzte praktische Erfahrungen, so dass keine Abschätzung der möglichen zuschaltbaren Nachfrage vorgenommen wird. Die Nennleistungen der im Haushalt verwendeten Geräte sind jedoch in Summe deutlich höher als die tatsächlich auftretenden Lasten der im Einsatz befindlichen Geräte, so dass bei einer koordinierten Zuschaltung sehr hohe Leistungen denkbar wären.

Abschätzungen in Buber (2013) und Szenariorahmen (2019) über zukünftige Potenziale weisen auch in 2030 flexible Lasten in der Industrie von mehr als 3.000 MW aus, die als abschaltbare Lasten verfügbar sind (siehe Abbildung 13).



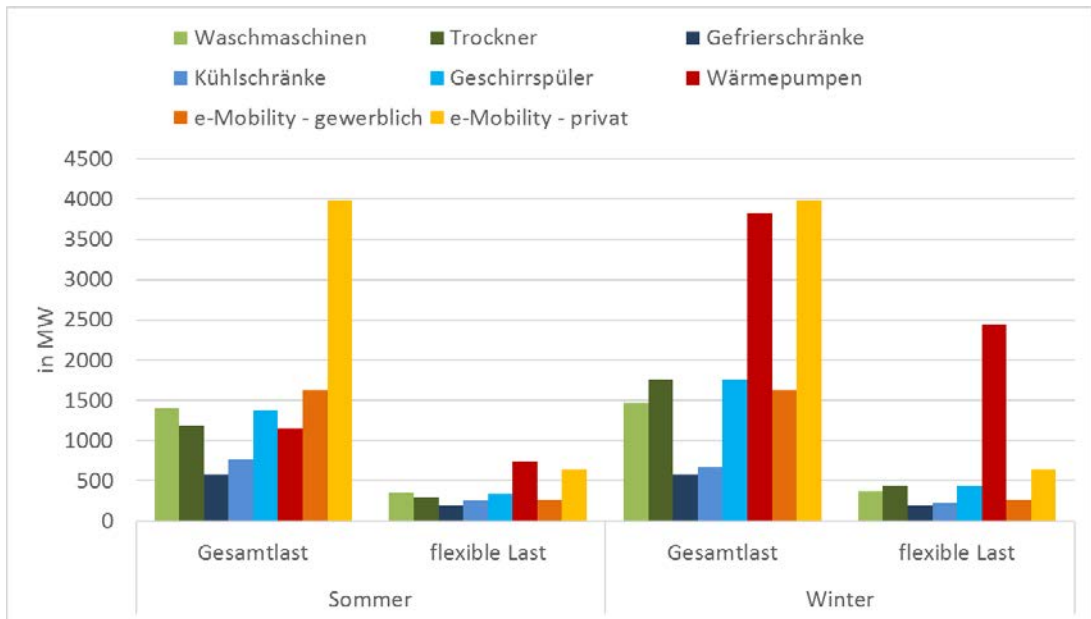
Quelle: eigene Abschätzung auf Basis ISI 2016, Buber 2013 und Szenariorahmen 2019

Abbildung 13: Flexible Lasten in der Industrie in 2030

Deutlich größere abschaltbare Lasten sind in 2030 im Haushaltsbereich und bei der Elektromobilität zu erwarten. Bei einigen Anwendungen sinken die Potenziale voraussichtlich aufgrund einer gesteigerten Energieeffizienz der Geräte (u.a. bei Waschmaschinen oder Trocknern). Bei anderen steigen die Potenziale weiter an wie bei Wärmepumpen oder der Elektromobilität (siehe Abbildung 14).

Bei der Elektromobilität wird davon ausgegangen, dass 2030 ca. 5,8 Millionen private und 2,6 Millionen gewerbliche Elektrofahrzeuge am Verkehr teilnehmen. Daraus ergibt sich ein technisches Potenzial an flexibler abschaltbarer Leistung von maximal 900 MW (privat und gewerblich), wenn man davon ausgeht, dass ca. 16 % der Elektrofahrzeuge in 2030 flexibel gesteuert werden können (ISI 2016). Die maximale Gesamtlast der privaten und gewerblichen Elektrofahrzeuge würde ca. 5.600 MW erreichen, wenn alle Fahrzeuge gleichzeitig nach dem letzten Weg laden würden. Hier sind Ladeleistungen von ca. 4 kW pro Fahrzeug unterstellt. Die erwartete Lastspitze durch Elektrofahrzeuge, die sich aus dem an das Mobilitätsverhalten gekoppelte Ladeverhalten ergibt, liegt damit deutlich unterhalb der theoretisch denkbaren Ladeleistung, wenn sämtliche Elektrofahrzeuge gleichzeitig laden (4 kW mal 5,8 Mio. private und 2,6 Mio. gewerbliche Elektrofahrzeuge).

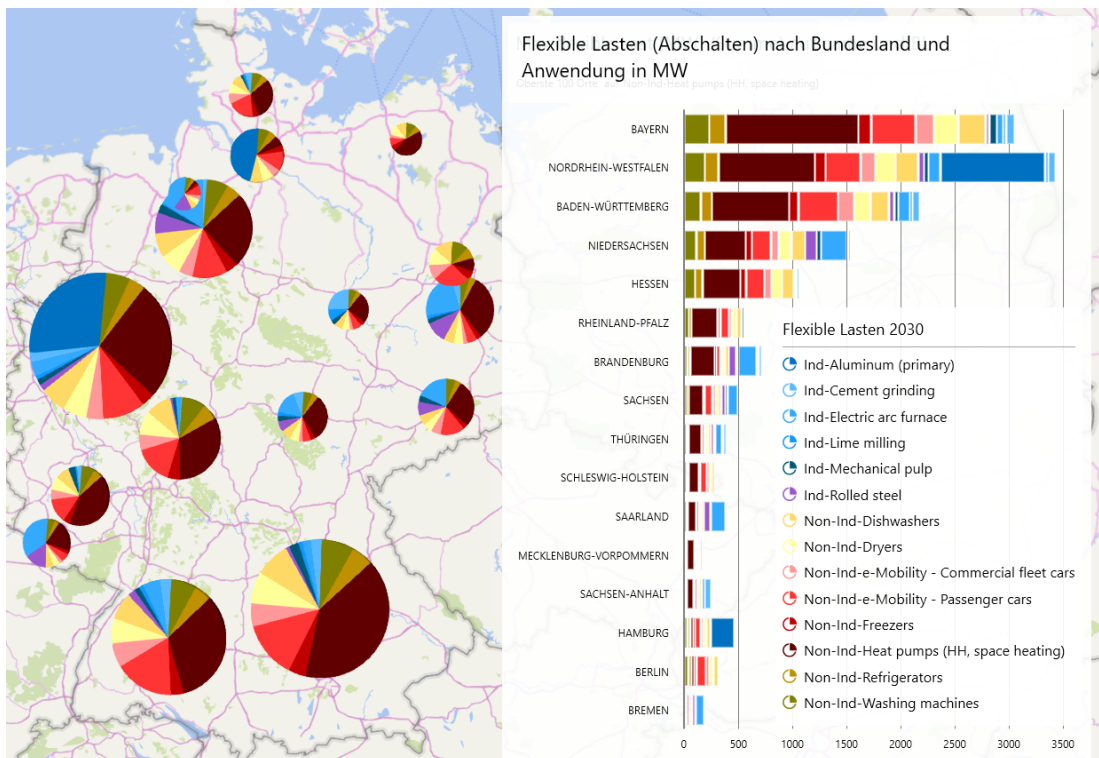
Die abschaltbare Last der Wärmepumpen wird in 2030 mit 2.500 MW im Haushaltsbereich abgeschätzt, wenn man davon ausgeht, dass ca. 64 % der installierten Wärmepumpen steuerbar sind (ISI 2016). Dies entspricht ca. 1 Mio. Wärmepumpen im Haushaltssektor. Zusätzlich sind weitere Wärmepumpen im GHD-Sektor installiert, so dass hier weitere Potenziale bestehen. Im Szenariorahmen für den NEP 2030 wird eine Anzahl von 2,5 Mio. Wärmepumpe über alle Sektoren bis 2030 abgeschätzt, von denen eine abschaltbare Last von ca. 6,5 GW bereitgestellt werden kann, wenn man eine Steuerbarkeit von 50 % der Wärmepumpen unterstellt.



Quelle: eigene Abschätzung auf Basis ISI 2016 und Szenariorahmen 2019

Abbildung 14: Flexible Lasten in Nicht-Industrie-Sektoren in 2030

Die regionale Verteilung der flexiblen abschaltbaren Lasten korreliert mit der Stromnachfrage, so dass bei diesen Abschätzungen insbesondere Bayern, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg größere regionale Potenziale aufweisen. Die technisch geeigneten abschaltbaren Lasten summieren sich in diesen Bundesländern auf bis zu 3.000 MW (siehe Abbildung 15).



Quelle: eigene Abschätzung auf Basis ISI 2016, Buber 2013 und Szenariorahmen 2019

Abbildung 15: Regionale Verteilung der flexiblen Lasten in 2030

Die geeigneten Anwendungen unterscheiden sich in ihrer flexiblen Leistung, der Abrufdauer und Abrufhäufigkeit. Industrielle Anwendungen können ohne größere Kosten meist nur wenige Male pro Jahr aufgerufen werden (siehe Tabelle 7). Wärmeanwendungen wie Wärmepumpen können dagegen täglich, aber nur über eine begrenzte Dauer aktiviert werden ohne dass sich größere Rückwirkungen auf die Raumtemperatur ergeben.

Tabelle 7: Technische Beschränkungen (Abschaltdauer, Häufigkeit) für abschaltbare Lasten

Sektor	Anwendung	Dauer in Stunden	Häufigkeit (Anzahl pro Jahr)
Industrie	Aluminium, Elektrolyse	4	200
	Holzstoff - Verfahren	5	50
	Altpapierstoff	5	50
	Elektrostahl - EAF	3	200
	Chlor, Membran	5	50
	Chlor, Amalgan	5	50
	Zementmahlen	16	365
GHD	Kälteanlagen	2	365
	Lüftung und Klimatisierung	1	200
	Nachtspeicherheizungen	12	90
	Wärmepumpen	2	90
	Elektrodirektheizungen	2	90
	Haushalte	Klimaanlage	1
Gefrierschränke		1	220
Kühlschränke		1	220
Geschirrspüler		24	90
Trockner		24	60
Waschmaschinen		24	90
Nachtspeicherheizungen		12	90
Wärmepumpen		2	90
Elektrodirektheizung		2	90
Warmwasser		8	365
Verkehr	Elektromobilität	8	365

Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis ISI 2016

3.3.2 Kostenabschätzungen

Kosten fallen in der Regel für die Erschließung als auch für die Aktivierung der Nachfragepotenziale an. Flexiblen Lasten müssen in der Regel kommunikations- und steuerungstechnisch angebunden werden. Die Kosten hierfür umfassen bei leistungsmäßig kleinen Anwendungen meist einige hundert Euro pro Anschluss (FfE 2016). Mit dem geplanten Roll-out von Smart Metern soll hier auch im Kleinkundensegment ein Standard geschaffen werden, um solche Anwendungen kostengünstig anzuschließen. Die durch die Bundesregierung festgelegten Kostenobergrenzen für diese Nutzergruppe liegen bei jährlichen Kosten von 100 Euro pro Anschluss für Nutzer mit einem Verbrauch von 6.000 – 10.000 kWh. Mit steigendem Verbrauch erhöhen sich die Kostenobergrenzen auf bis zu 200 € pro Jahr.

Kosten für die Aktivierung von flexiblen Lasten resultieren z.B. aus einer Anpassung der Arbeitsplanung oder durch zusätzlichen Material- oder Energieaufwand. Bei Rückwirkungen von Lastabschaltungen auf den Produktionsprozess können sich hohe Kosten ergeben, die aus einem Rückgang der Produktionsmenge entstehen. Für bestehende energieintensive Prozesse sind die Aktivierungskosten bei einer Ab- bzw. Zuschaltung ermittelt worden (BET 2015). Sie liegen typischerweise bei einigen hundert Euro pro MWh für bestehende Prozesse (siehe Tabelle 8). Die Kostenangaben sind von derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen abgefragt worden und nutzen aktuell verfügbare Flexibilitäten. Hierbei ist zu beachten, dass bei einer Ausweitung verfügbarer flexibler Lasten durch Steigerung der Produktionskapazitäten oder durch einen Einbau von Zwischenspeichern deutlich höhere Kosten entstehen.

Tabelle 8: Aktivierungskosten für bestehende energieintensive Prozesse bei Ab- und Zuschaltung von Lasten

	Abschaltung		Zuschaltung	
	Min €/MWh	Max €/MWh	Min €/MWh	Max €/MWh
Aluminium, Elektrolyse	0	350	0	200
Papier	5	2000	2	30
Elektrostahl - EAF	1	200	0	3
Chlorelektrolyse	49	600	0	400
Zementmahlen	5	150	6	50

Quelle: UBA 2015, eigene Abschätzungen

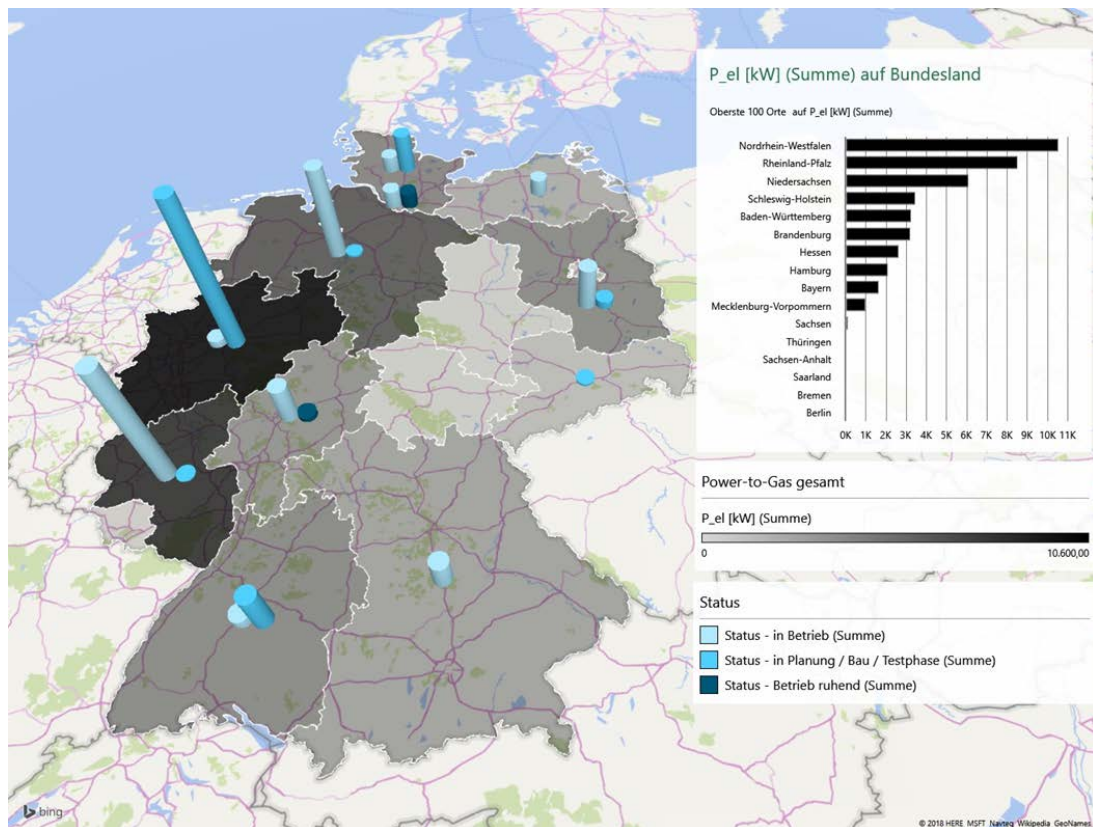
Für Anwendungen im Nicht-Industriebereich ist eine Kostenabschätzung deutlich schwieriger, da hier die Ab- oder Zuschaltung in der Regel zu Komforteinbußen führt, die dann wiederum in eine Kostengröße umgewandelt werden müssen. In Frontier 2017 werden die Aktivierungskosten lediglich mit den Preisunterschieden zwischen Base- und Peakloadpreisen an der Strombörse abgeschätzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass aufgrund automatisierter Steuerungen der Komfortverlust nur sehr gering ist und die Nutzer nicht kompensiert werden müssen.

3.4 Power-to-X-Anwendungen

Sektorkopplungsoptionen wie Power-to-Heat und Power-to-Gas können mittelfristig ebenfalls als flexible Last eingesetzt werden. Bis 2030 wird mit einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs für Sektorkopplungstechnologien gerechnet, die dann auch flexibel betrieben werden können (siehe auch Abschnitt 3.3 zu Elektromobilität und Wärmepumpen).

3.4.1 Power-to-Gas

Power-to-Gas umfasst die Umwandlung von elektrischer Energie über einen Elektrolyseur in Gas, wobei dabei in der Regel Wasserstoff oder Methan als Gas erzeugt wird. Die installierte Leistung an Power-to-Gas Anlagen beträgt 2018 ca. 25 MW und umfasst ca. 30 Anlagen. Darüber hinaus sind weitere 17 Anlagen mit einer Leistung von 16 MW in Planung. Die meisten Anlagen davon stehen in Nordrhein-Westfalen (siehe Abbildung 16).



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von powertogas.info (2018)

Abbildung 16: Regionale Verteilung und installierte Leistung der Power-to-Gas-Anlagen in 2018

Zu und abschaltbare Leistung der Power-to-Gas-Anlagen

Aufgrund der Kapitalintensität von Power-to-Gas-Anlagen sind diese in der Regel auf hohe Auslastungen ausgelegt und möglichst häufig in Betrieb. Die elektrischen Leistungen stehen daher grundsätzlich eher als abschaltbare Leistungen zur Verfügung. Die Effizienz der Anlagen ist im Teillastbetrieb höher, so dass in einem begrenzten Ausmaß und unter Wirkungsgradverlusten auch eine Zuschaltung von Lasten möglich sein könnte. Dies gilt auch bei einem Betriebsstillstand der Anlagen.

Fortschreibung in die Zukunft

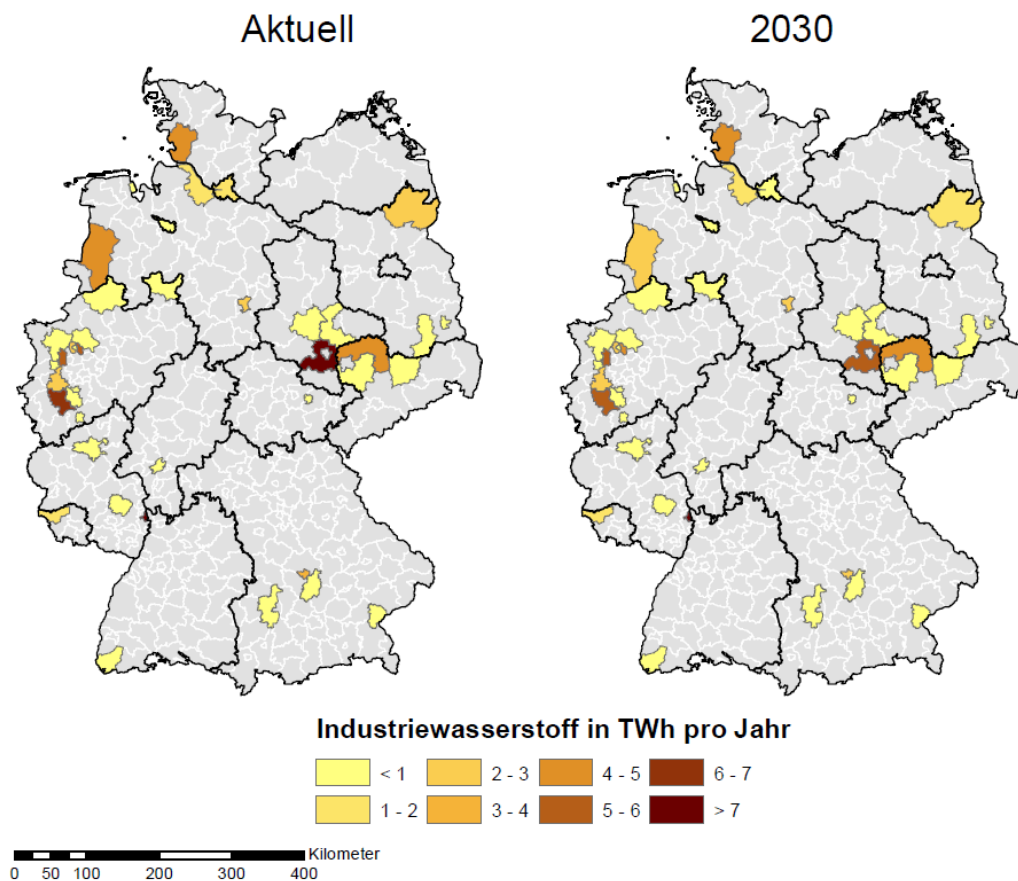
Der Bedarf für Power-to-Gas-Anlagen leitet sich zum einen aus einer Substitution von industriellem Wasserstoff ab, der vor allem zur Ammoniak-, Methanol-, und Stahlherstellung und in Raffinerien verwendet wird. Als weitere Nutzung ist die Beimischung von Wasserstoff oder Methan in das Gasnetz vorgesehen. Typische Auslastungsdauern von Anlagen, die industriellen Wasserstoff herstellen, werden mit 7000 Stunden angenommen. Der Gasabsatz im Haushalts- bzw. GHD-Bereich liegt bei ca. 3000 Stunden und im Industriebereich bei ca. 5000 Stunden.

Analysen im Rahmen des Netzentwicklungsplans schätzen bis 2030 eine elektrische Leistung von ca. 3 GW für PtG-Anlagen, die Wasserstoff in der Industrie produzieren und Methan herstellen. Diese Leistung steht aufgrund der hohen Auslastungen der Anlagen im Normalfall als

abschaltbare Leistung zur Verfügung und kann ggf. kurzfristig bzw. bei einem Anlagenstillstand auch zugeschaltet werden.

Regionalisierung

Die möglichen Standorte der PtG-Anlagen sind zum Großteil Industriestandorte, die bereits heute Wasserstoff nutzen. Daher liegen die Schwerpunkte im Ruhrgebiet, in Sachsen und in Sachsen-Anhalt (siehe Abbildung 17). Im Vergleich zu heute wird im Szenariorahmen 2019 mit einer um ca. 10 TWh niedrigeren Wasserstoffnachfrage in der Industrie gerechnet, da insbesondere im Bereich der Raffinerien die Mineralölnachfrage und die damit verbundene Wasserstoffnachfrage zurückgeht. Wasserstoff wird in Raffinerien u.a. zur Entschwefelung eingesetzt. Für die Methanherstellung orientiert sich die regionale Verteilung insbesondere am Erdgasabsatz und dem CO₂-Potenzial aus Biomethananlagen (Szenariorahmen 2019). Für PtG-Anlagen zur Methanisierung wird davon ausgegangen, dass diese in der Regel in der Nähe von Biomethananlagen gebaut werden, aus denen CO₂ für die Methanherstellung gewonnen werden kann.



Quelle: Szenariorahmen 2019

Abbildung 17: Regionale Verteilung der Industriewasserstoffnachfrage 2017 und 2030

Kostenschätzungen

Die variablen Kosten von PtG-Anlagen sind mit ca. 4 €/MWh gering. Sie liegen typischerweise bei ca. 2 – 4 % der Investitionssumme pro Jahr, die in 2017 für Wasserstoff-Elektrolyseure mit

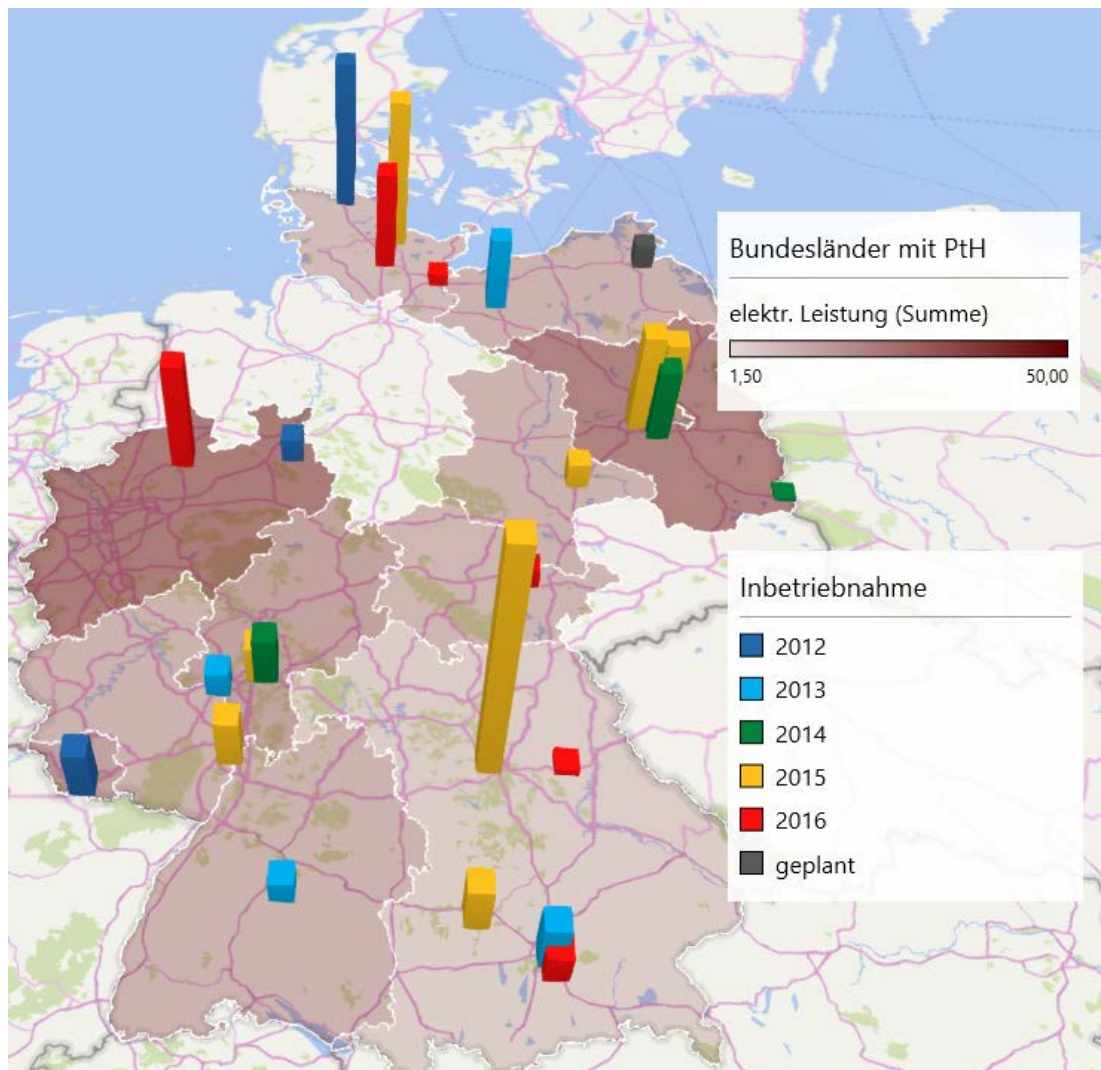
ca. 1.300 €/kW abgeschätzt werden. Bis 2030 wird mit einer weiteren Kostendegression gerechnet, so dass sich die variablen Kosten noch weiter reduzieren könnten. Insgesamt sind die Strombezugskosten der wichtigste Faktor bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Für die Methanisierung sind neben den Stromkosten auch die CO₂-Kosten von Bedeutung. Derzeit sind günstige CO₂-Quellen für eine Methanisierung verfügbar etwa aus Biomethananlagen oder aus konventionellen Kraftwerken. Kostenangaben schwanken jedoch in einer sehr großen Bandbreite¹³.

Zusätzlich fallen aber Opportunitätskosten für die Wasserstoffproduktion an, wenn weitere Produktionsprozesse mit der Wasserstoffherstellung gekoppelt sind. Müssen diese bei einem Redispatcheinsatz ebenfalls mit berücksichtigt werden, können die Kosten deutlich höher sein.

3.4.2 Power-to-Heat

In Deutschland gibt es im Fernwärmesektor und in der Industrie mehrere Elektrokessel, die als Redispatchpotenzial geeignet sind. Mit dem „Nutzen statt Abregeln“-Konzept ist ein weiterer Ausbau von Elektroheizern vorgesehen. Derzeit ist eine elektrische Leistung von über 300 MW im Bereich Fernwärme und weitere 200 MW in der Industrie als Elektroheizer installiert (Angaben nach AGFW, Anlagenhersteller). In einzelnen Bundesländern wie in Nordrhein-Westfalen sind knapp 50 MW an elektrischer Leistung in Elektorheizern installiert.

¹³ In Studien zitierte Kosten reichen von 23 €/t bis über mehrere 100 €/t siehe unter anderem Wietschel et al. 2015,



Quelle: AGFW, Anlagenhersteller

Abbildung 18: Regionale Verteilung von kommunalen Elektroheizern in 2017

Die variablen Kosten ohne Stromkosten dieser Anlagen sind vergleichsweise gering, so dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen insbesondere von den Stromkosten sowie den fälligen Entgelten, Steuern und Umlagen für den Strombezug abhängen.

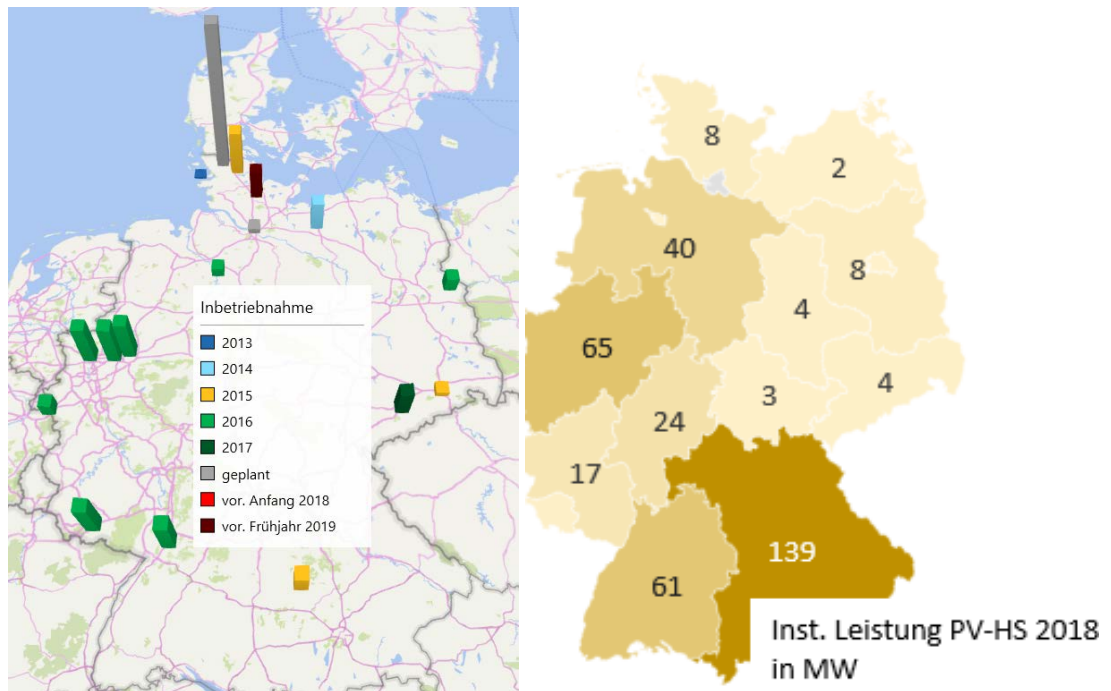
3.5 Speicher

3.5.1 Technische Potenziale

Eine weitere Technologie für die Bereitstellung von Redispatch-Leistung bilden Speicheranwendungen. Aktuell werden bereits Pumpspeicherkraftwerke im Redispatch eingesetzt.

Neben Pumpspeichern sind seit 2016 auch Batteriespeicherprojekte im MW-Bereich umgesetzt worden, die derzeit vornehmlich zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) genutzt werden. Hier sind aktuell geschätzt ca. 323 bis 433 MW bis 2018 installiert (BVES 2018) und bereits 150 MW für PRL (regelleistung.net 2018) präqualifiziert. Größere Batteriespeicher sind

durch die Steag bzw. die WEMAG umgesetzt worden. Darüber hinaus haben Automobilhersteller größere Batteriespeicherprojekte mit Second Life Batterien installiert, u.a. in Lünen, NRW und in Leipzig.



Quelle: Großspeicherprojekte, eigene Recherche (BVES 2018)

Abbildung 19: Regionale Verteilung von Groß- (Links) und PV-Heimspeichern (Rechts) in 2017

Neben Batterien im MW-Bereich werden verstärkt auch kleine Batteriespeicher in Haushalten in Kombination mit PV-Anlagen installiert, die grundsätzlich zur Bereitstellung von Regelleistung als auch von Redispatch-Leistung geeignet sind. Die installierte Leistung dieser Kleinspeicher wird in 2018 auf ca. 385 MW geschätzt (BVES 2018, BSW 2018, RWTH Aachen 2018). Einen ersten Pilotversuch, um kleine dezentrale Batterie-Speicher zur Netzstabilisierung zu nutzen, haben Tennet und die Sonnen GmbH im Mai 2017 angekündigt, der bisher mit Stand August 2018 noch nicht umgesetzt worden ist.

Zukünftig wird mit einem weiteren starken Anstieg der installierten Speicherleistung gerechnet. Bei PV-Heimspeichern wird eine installierte Ladeleistung von 5.000 bis 6.000 MW erwartet (Szenariorahmen 2019). Hinzu kommen größere Batteriespeicher, die zusammen nochmals ca. 2 GW an installierter Leistung erreichen, so dass in Summe deutlich über 7.000 MW an Batteriespeicherleistung in 2030 verfügbar sein können (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Mögliche Entwicklung der installierten Speicherleistung bis 2030

	Kategorie Speichergröße	Kapazität [MWh]	Leistung [MW]	Anzahl
2018	Kleinspeicher	500 - 600	385	85 000
	Großspeicher	300 - 500	323 – 433	> 24 Projekte
2030	< 30 kW	5 600	5 600	800 000
	30 – 150 kW	350	200	5 000
	> 150 kW	4 880	1 950	5 000
	Gesamtergebnis	10 830	7 750	810 000

Quelle: BNetzA 2018a, Szenariorahmen 2019, RWTH Aachen 2018, BSW 2018, FfE 2016, Teschner 2018

Grundsätzlich können Batteriespeicher sowohl Leistung aufnehmen als auch abgeben, so dass sie Redispatchpotenzial in beide Richtungen aufweisen. Großspeicher sind bereits heute für den Einsatz auf der Übertragungsnetzebene auch für eine Rückspeisung ins Netz ausgelegt und werden auch entsprechend betrieben. Bei PV-Heimspeichern ist die Rückspeisung ins Netz nur bei Anlagen, die bereits an PRL-Pools teilnehmen, derzeit umgesetzt. Bei Heimspeichern zur Erhöhung des Eigenbedarfs werden die Speicher in der Regel nur zur lokalen Zwischenspeicherung und zum Selbstverbrauch genutzt. Wie bei PV-Anlagen ohne Speicher stellt die kommunikative und steuerungstechnische Anbindung ein Hemmnis für den Redispatch-Einsatz dar.

Eine weitere Einschränkung stellt der aktuelle Speicherfüllstand dar, der sowohl tageszeitlich als auch jahreszeitlich stark schwanken kann. Der Verlauf des Speicherfüllstandes ist wiederum vom Anwendungsfall abhängig und unterscheidet sich z.B. zwischen Speichern, die im Regelleistungsmarkt oder zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden.

3.5.2 Kostenabschätzungen

Redispatch Kosten für den Einsatz von Speichern entstehen aus den variablen Betriebskosten und den Kosten für die Anbindung. Da keine Brennstoffkosten anfallen, außer für die Speicherverluste, sind die direkten Kosten gering.

Die Anbindungskosten liegen für PV-Heimspeicher in der Regel bei einigen hundert Euro pro Anschluss (siehe Tabelle 10). Hier können sie durch die Verbreitung von Smart Metern mittelfristig kostengünstigere Optionen ergeben. Die sonstigen jährlichen Betriebskosten der Anbindung betragen 67 € pro Anschluss und entsprechen für ein 5 kW/7kWh-Speicher ca. 3 – 4 €/MWh ausgespeicherte Energie.

Tabelle 10: Kostenannahmen für die IKT-Anbindung von PV-Heimspeichern

Kennwert	Einheit	heute	2030	Quellen
Investitionskosten (netto)	€/Anschluss	355 ¹⁴	220	(FFE 2016a, S. 160)
Betriebskosten (gesamt/fix/var.)	€/Anschluss*a	67/13/54	42	(FFE 2016a, S. 49)
Lebensdauer	a	8-20		(FFE 2016a, S. 50)

Betriebskosten ergeben sich neben den Stromkosten für die Speicherverluste auch für den Betrieb des Speichers selbst. Diese umfassen typischerweise ca. 2 % der Investition, die aktuell bei ca. 1.000 €/kWh liegt (siehe Tabelle 11) und umfassen u.a. Kosten wie Wartung, Management und Versicherungen. Für ein 7 kWh-Speicher fallen damit ca. 140 € Betriebskosten pro Jahr an. Deutlich höhere Kosten entstehen durch die Opportunitätskosten, wenn beispielsweise durch den PV-Heimspeicher Strombezug aus dem Netz und damit Steuern, Entgelte und Umlagen vermieden werden können.

Tabelle 11: Ökonomische Kennwerte von PV-Heimspeichern in 2018

Kennwert	Einheit	heute	2030	Quellen
Endverbraucherpreis (netto)	€/kWh	1.092 ¹⁵ 1.176 ¹⁶ 1.046 ¹⁷ 500-1.220 2100	325 ¹⁸ 200-600	(RWTH Aachen 2018) (C.A.R.M.E.N. 2017) (Solaranlagenportal 2018) (Kost et al. 2018, S. 21) (FFE 2016a, S. 156)
spezifische Investitionskosten¹⁹	€/kWh	660-1.050 726	230-610 276	(Jülch 2016, S. 1599) (Elstrand et al. 2016)
Kosten für Wechselrichter	€/W €/kW	0,14 80	 60-70	(Moshövel et al. 2015) (Jülch 2016, S. 1599)
Kosten für BOS / Anlagenperipherie	€/kWh	ca. 30% v.l. 305	 294	(Jülch 2016) (FFE 2016a, S. 158)
Betriebskosten	€/a	2% v.l.		(Agora Energiewende 2014, S. 45)

¹⁴ Bezogen auf 5kW/7kWh-System

¹⁵ Endkundenpreis inklusive Leistungselektronik und MWSt. 1.300 Euro pro kWh bei Speichern mit 6-12 kWh Kapazität

¹⁶ als Mittel verschiedener Herstellerangaben zu Speichern von ca. 7kWh/5kW; brutto 1.400 €/kWh

¹⁷ Q4/2017 netto inkl. Installation bei 8 kWh Speicher

¹⁸ Angenommen ist eine weitere durchschnittliche Kostensenkung wie in den Jahren 2013-2017

¹⁹ In entsprechender Quelle nicht näher differenziert

3.6 Netzersatzanlagen

Weitere Potenziale stellen Erzeugungsanlagen mit weniger als 10 MW dar, die häufig als Netzersatzanlagen und Notstromaggregate betrieben werden. Abschätzungen im Rahmen der Leitstudie Strommarkt haben diese Potenziale auf ca. 5 GW geschätzt, die u.a. in Krankenhäusern, Rechenzentren und Hotels installiert sind (siehe Tabelle 12). Direktvermarkter und Aggregatoren nutzen dieses Potenzial zum Teil bereits für eine optimierte Vermarktung im Regelenergiemarkt.

Tabelle 12: Schätzungen zur installierten Leistung in Netzersatzanlagen

Bereich	Methode	Min	Mittel	Max
		In MW		
Krankenhäuser	Hochrechnung	1.000	1.100	1.200
Kläranlagen	Hochrechnung	350	400	450
Wasserversorgungsanlagen	Hochrechnung	250	275	300
Rechenzentren	Hochrechnung	450	625	800
Einkaufszentren	Stichprobe	150	200	250
Sportstadien	Stichprobe	100	125	150
Hochhäuser	Stichprobe	90	115	140
Hotels	Hochrechnung	700	850	1.000
Veranstaltungshallen	Stichprobe	30	45	60
Messen	Stichprobe	80	115	150
Universitäten	Hochrechnung	120	135	150
Flughäfen	Stichprobe	120	135	150
Bahnhöfe	Stichprobe	20	30	40
Einzelhandelsunternehmen	Stichprobe	300	350	400
Summe		3.760	4.500	5.240

Quelle: R2B 2014

Relevante Kosten stellen die Anbindungskosten für eine Fernsteuerbarkeit und bei Bedarf die Nachrüstkosten für einen netzsynchronen Betrieb dar. Die Anbindungskosten sind in R2B 2014 mit ca. 2.000 bis 4.000 € je MW abgeschätzt worden. Die verwendete Steuertechnik ist vergleichbar mit der Technik zur Steuerung von EE-Anlagen. Deren Kosten dürften daher mittlerweile weiter gefallen sein. Kosten für die Nachrüstung, um Anlagen auch netzsynchron zu betreiben, werden dort mit 5.000 bis 10.000 € je MW angegeben.

Bei einem Redispatcheinsatz fallen in der Regel relativ hohe Brennstoffkosten an, wenn diese Anlagen mit leichtem Heizöl, Diesel oder Erdgas betrieben werden. Die Anlagen stehen als zuschaltbare Leistung zur Verfügung, da sie in der Regel nicht oder kaum in Betrieb sind und nur bei einem Ausfall der regulären Stromversorgung zum Einsatz kommen.

3.7 Zusammenfassung der technischen Redispatch-Potenziale

Neben den bisher genutzten konventionellen Erzeugungsanlagen stehen bereits heute und in der Zukunft weitere technische Redispatch-Potenziale zur Verfügung. Die installierten Leistungen der Potenziale bei Speichern und flexiblen Lasten steigen voraussichtlich bis 2030 auf 8 GW bzw. auf 22 GW an (siehe Tabelle 13). Dabei sind bereits Erschließungsraten für lastseitige Flexibilitäten berücksichtigt.

Tabelle 13: Zusammenfassung der installierten Leistungen der technischen Potenziale für Redispatch nach Technologien

		2017		2030	
		Abschaltung Erzeugung / Zuschaltung Last in GW	Zuschaltung Erzeugung/ Abschaltung Last in GW	Abschaltung Erzeugung/ Zuschaltung Last in GW	Zuschaltung Erzeugung/ Abschaltung Last in GW
Erzeugung	Konventionell	99,3	99,3	73,8	73,8
	KWK-Anlagen	29,4	29,4	30,2	30,2
	EE	105	105	160	160
	Wind an Land	50,5	50,5	69,5	69,5
	Wind auf See	5,4	5,4	15	15
	Solar	42,4	42,4	68,3	68,3
	Biomasse	6,2	6,2	6,2	6,2
	Netzersatzanlagen		5		5
	Ausländische Potenziale	1,3			
Speicher	Speicher HH	0,4	0,4	6	6
	Speicher Groß	0,4	0,4	2	2
	Summe	0,8	0,8	8	8
Nachfrage	Last Industrie	0,3	4		3
	Last GHD	4	4	6	6
	Last HH	5	5	5	5
	PtG	0,004	0,04	0,3	3
	Elektroheizer	0,6	0,6	1,2	1,2
	Elektromobilität		0,04		0,9
	Wärmepumpen HH		1,3		2,5
	Summe	10	15	13	22

Quelle: Eigene Darstellung

Für die verfügbaren Potenziale spielt die aktuelle Netzsituation eine zentrale Rolle, da je nach Wetter- und Lastsituation nur ein begrenzter Anteil der Potenziale verfügbar ist. Für eine Abschätzung der Potenziale sind in Anlehnung an Frontier (2018) Lastfälle definiert worden, die typische Situationen mit Redispatchbedarf darstellen (siehe Tabelle 14). Dies sind zwei Hochlast- (L1 und L2) und zwei Schwachlastzeiten (L3 und L4) und dazugehörige EE-Erzeugung, in denen in der Vergangenheit Netzengpässe aufgetreten sind.

Tabelle 14: Lastfälle

Nr.	Betrachtete Lastfälle	Zeitpunkt			EE-Einspeisung	
		Jahreszeit	Wochentag	Tageszeit	Wind	Solar
L1	Hochlast/Starkwind	Winter	Werktag	vormittags	hoch	normal
L2	Hochlast/Schwachwind	Frühling	Werktag	vormittags	niedrig	normal
L3	Schwachlast/Schwachwind	Sommer	Werktag	nachts	niedrig	keine
L4	Schwachlast/Starkwind	Winter	Werktag	nachts	hoch	keine

Quelle: Eigene Darstellung

Aufbauend auf diesen Lastfällen werden die identifizierten Potenziale durch die Wettersituation (bei Wind und PV) und die spezifische Lastsituation (bei flexiblen Lasten) eingeschränkt. Damit ergeben sich in den jeweiligen Situationen nochmals reduzierte Leistungen, die je nach Lastfall zwischen 20 und 80 GW an abschaltbarer Erzeugung liegen (siehe Abbildung 20). Den größten Beitrag könnten im Winter die KWK-Anlagen und in Starkwindzeiten die Windanlagen beisteuern.

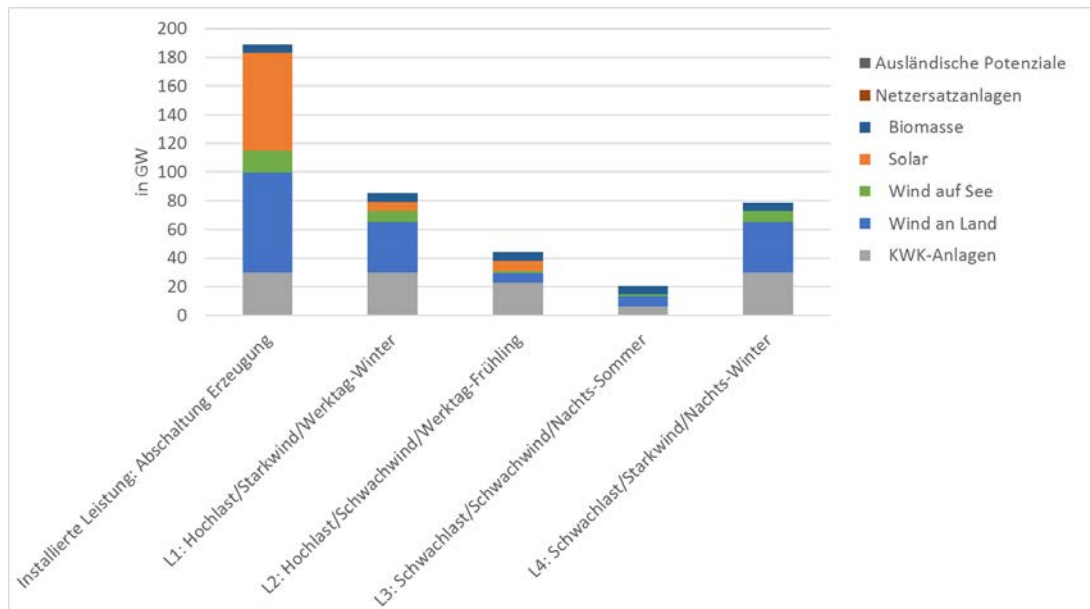


Abbildung 20: Technisch verfügbare Potenziale für Abschaltung von Erzeugung als Beitrag zum Redispatch in 2030

Die gleiche Wirkung wie die Abschaltung von Erzeugung hat die Zuschaltung von Lasten. Hier wird insbesondere bei Speichern sowie in den Sektoren GHD und Haushalte ein Potenzial für zuschaltbare Lasten gesehen (u. a. in Warmwasser, Klimatisierung und Kühlhäusern). Die Potenziale liegen je nach Anwendungsfall zwischen 9 und 13 GW (siehe Abbildung 21).

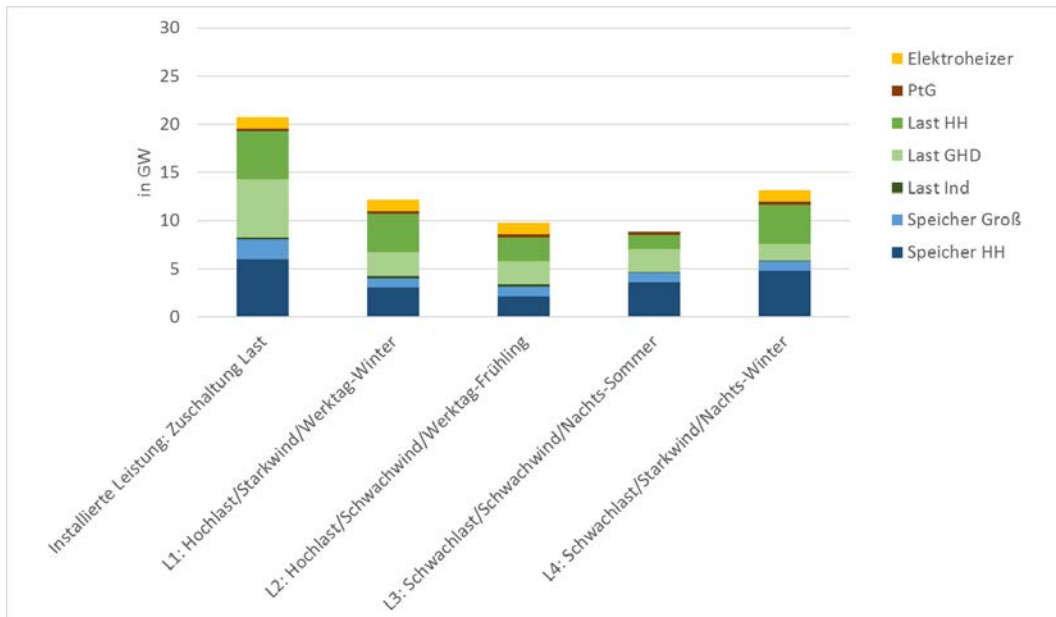


Abbildung 21: Technisch verfügbare Potenziale für Zuschaltung von Lasten als Beitrag zum Redispatch in 2030

Bei der Zuschaltung von Erzeugung als Beitrag zum Redispatch werden die verfügbaren Potenziale in den meisten Lastfällen deutlich geringer eingeschätzt als bei der Abschaltung von Erzeugung. Hier können KWK-Anlagen, die nicht mit ihrer maximalen Leistung laufen, und aus wirtschaftlichen Gründen abgeregelte Windenergieanlagen Potenziale bereitstellen. Je nach Lastfall wird das Potenzial auf 15 bis 35 GW geschätzt (siehe Abbildung 22).

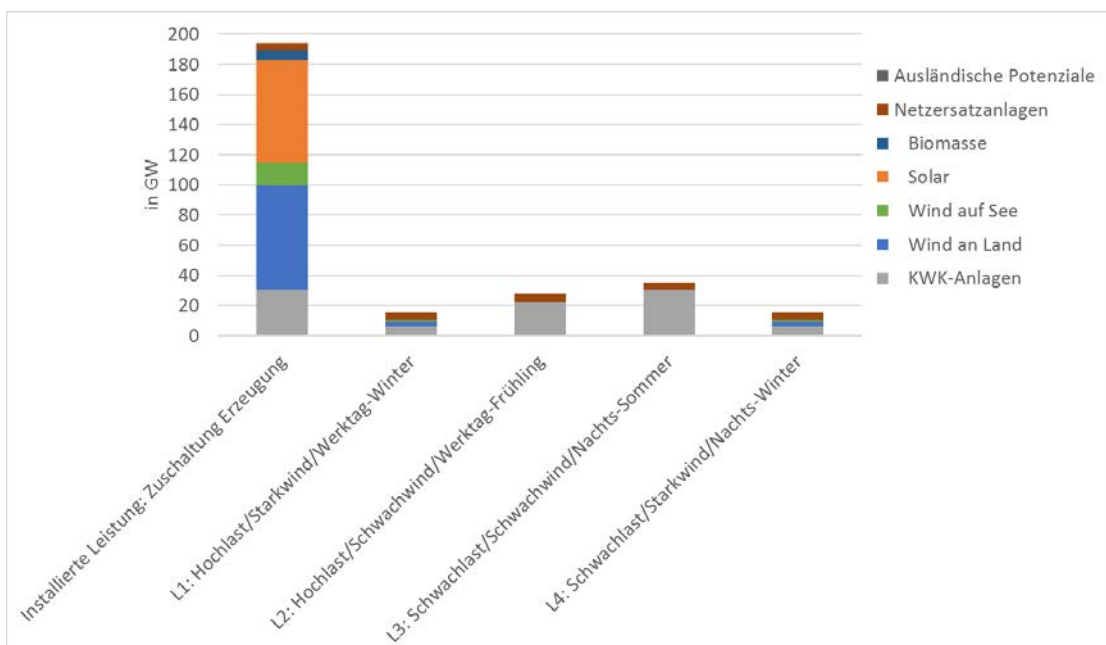


Abbildung 22: Technisch verfügbare Potenziale für Zuschaltung von Erzeugung als Beitrag zum Redispatch in 2030

Bei den Potenzialen durch flexible Lasten und Speicher liegen die Leistungen für eine Abschaltung der Last (entspricht in der Wirkung der Erhöhung der Erzeugung) zwischen 15 und 20

GW (siehe Abbildung 23). Hier werden auch substantielle Potenziale für Elektromobilität und Wärmepumpen gesehen.

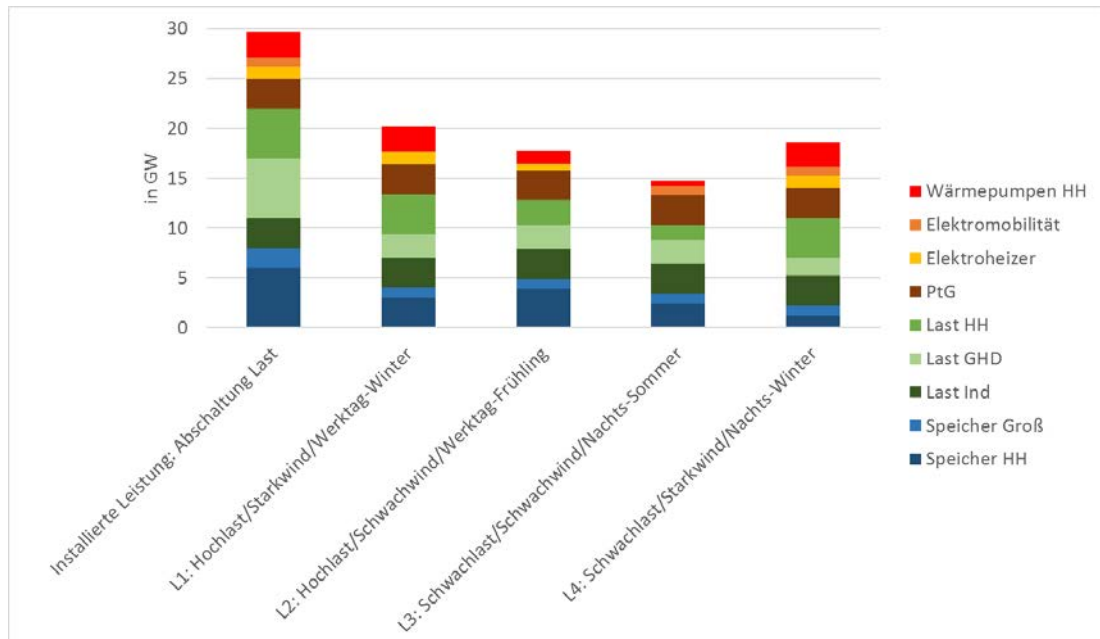


Abbildung 23: Technisch verfügbare Potenziale für Abschaltung von Lasten als Beitrag zum Redispatch in 2030

Neben der Anzahl der steuerbaren Verbraucher sowie den Beschränkungen aus der Speicherkapazität spielen noch weitere Aspekte eine Rolle, um die verfügbaren Redispatchleistungen zu bewerten. Darunter fallen:

1. Restriktion aus Verteilnetzengpässen bei Zuschaltungen von Lasten,
2. Hebel der Flexibilität im Verteilnetz,
3. Hebel der Flexibilität im Übertragungsnetz.

Für die Bewertung der Kosten sind zunächst die direkten Kosten, die bei einem Redispatcheinsatz anfallen, zu berücksichtigen. Darüber hinaus bestehen bei den identifizierten Potenzialen in der Regel Opportunitätskosten, die bei der Kostenbewertung mitzubetrachten sind. Die in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten Kosten sind nachfolgend nochmals für sämtliche Technologien im Vergleich dargestellt. Höhere direkte Kosten entstehen bei den Erzeugungstechnologien vor allem durch die Brennstoffkosten, die bis zu 100 Euro/MWh betragen können (siehe Tabelle 15). Bei Speichern und flexiblen Lasten sind die direkten Kosten in der Regel relativ gering und umfassen ggf. zusätzliche Wartungskosten. In diesem Bereich sind vor allem Opportunitätskosten für die alternative Stromnutzung von Bedeutung, die im Industriebereich bis zu 2000 Euro/MWh betragen können.

Tabelle 15: Zusammenfassung der direkten Kosten und möglicher Opportunitätskosten der technischen Potenziale für Redispatch nach Technologien in 2030

2030		Direkte Kosten		Opportunitätskosten	
		Abschaltung Erzeugung / Zuschaltung Last	Zuschaltung Erzeugung / Abschaltung Last	Abschaltung Erzeugung / Zuschaltung Last	Zuschaltung Erzeugung / Abschaltung Last
		in Euro/MWh	in Euro/MWh	in Euro/MWh	
Erzeugung	Konventionell	< - 5	5-100	Andere Märkte	Kurzfrist-Optionen
	KWK-Anlagen	< - 35	35-60	KWK-Vergütung	
	EE			EE-Vergütung	
	Wind an Land			+ Wert grüne kWh (50 Euro/MWh)	
	Wind auf See			+ Wert grüne kWh (50 Euro/MWh)	
	Solar			+ Wert grüne kWh (50 Euro/MWh)	
	Biomasse		> 65 Euro/MWh	+ andere Märkte	
	Netzersatzanlagen		> 80 Euro/MWh	Absicherung anderer Prozesse	
	Ausländische Potenziale		80 - 100		150-400
Speicher	Speicher HH	< 10	< 10	> 250 (Eigenverbrauch)	
	Speicher Groß	< 10	< 10	Regelleistungsmarkt	
Nachfrage	Last Industrie			0-400	0-2.000
	Last GHD			Komforteinbußen	
	Last HH			Komforteinbußen	
	PtG	< 10	< 10	Wasserstoff, Methanherstellung	
	Elektroheizer	< 10	< 10	Wärmemarkt	
	Elektromobilität			Komforteinbußen	
	Wärmepumpen HH			Komforteinbußen	

Quelle: Eigene Darstellung

4 Hemmnisse für den Einsatz zusätzlicher Redispatch-Potenziale

Nachdem rechtliche Hemmnisse für den Redispatch-Einsatz von bisher nicht genutzten Flexibilitäten bereits in Kapitel 2.1 diskutiert worden sind, werden in diesem Kapitel weitere Hemmnisse insbesondere technischer, ökonomischer und organisatorischer Art dargestellt.

4.1 Technische Hemmnisse

Steuerungs- und Kommunikationstechnik

Für die Erschließung kleiner Anlagen für den Einsatz im Redispatch ist Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur eine zentrale Voraussetzung. Diese Infrastruktur fehlt vor allem bei Erzeugungsanlagen bis zu einer Leistungsklasse von ca. 30 kW. Für kleinere EE-Anlagen, Eigen-erzeugungsanlagen (z.B. kleine BHKWs) und auch Netzersatzanlagen ist eine übergeordnete Steuerung aus dem Netz deshalb bisher meist noch nicht möglich.

Zeitliche Verfügbarkeit der Potenziale

Bei lastseitigen Potenzialen ist die zeitliche Verfügbarkeit häufig eine technische Beschränkung. Als abschaltbare Potenziale stehen diese nur zur Verfügung, wenn die Anwendungen vorher in Betrieb gewesen sind. Hohe Verfügbarkeiten und einen kontinuierlichen Betrieb weisen z.B. energieintensive Prozesse auf (u.a. Chlor- oder Aluminiumelektrolyse), die im Bedarfsfall kurzfristig unterbrochen bzw. mit reduzierter Leistung betrieben werden können. Bei anderen Anwendungen wie Wärmepumpen im Haushaltsbereich sind die Verfügbarkeiten an die Außentemperaturen und damit an die Jahreszeiten gekoppelt. Diese Potenziale stehen daher nicht das gesamte Jahr zur Verfügung.

Begrenzte Aktivierungsdauer

Ein weiteres technisches Hemmnis, das besonders für flexible Lasten und Speicher relevant ist, ist eine begrenzte Aktivierungsdauer. Die Stromnachfrage für Kälte- oder Wärmeanwendungen, die für Lastflexibilität geeignet sind, verfügen in der Regel nur über eine begrenzte Verlagerungsdauer. Längere Verlagerungsdauern lassen sich dann nur über Poolingkonzepte oder zu höheren Kosten erreichen. Eine begrenzte Aktivierungsdauer ist auch ein technisches Hemmnis von Speichern, die analog zu flexiblen Lasten durch Pooling oder durch Ausweitung der Speicherkapazität und damit zu höheren Kosten überwunden werden kann.

Kopplung mit weiteren Prozessen

Für KWK-Anlagen können sich technische Hemmnisse durch die Kopplung der Stromerzeugung mit der Wärmeerzeugung ergeben. Dies kann der Fall sein, wenn keine alternative Wärmeerzeugung neben der KWK-Anlage verfügbar ist. In den meisten Fällen sind KWK-Anlagen jedoch mit Spitzenlastkesseln ausgestattet, so dass dieses Hemmnis nur für eine begrenzte Anzahl an Anlagen relevant ist. Die Anreizsystematik der Primärenergiefaktoren auf der Wärmeseite führt allerdings dazu, dass der Einsatz von Spitzenlastkessel sehr negativ bewertet wird.

Bei KWK-Anlagen kann auch der Gasbezug ein technisches Hemmnis darstellen, wenn Bezugsmengen nicht kurzfristig angepasst werden können.

4.2 Ökonomische Hemmnisse

Hohe Opportunitätskosten

Ein zentrales ökonomisches Hemmnis für den Einsatz der identifizierten Redispatch-Potenziale sind Opportunitätskosten. Diese fallen an, wenn die Potenziale nicht in ihrem ursprünglich vorgesehen Anwendungsbereich oder Markt eingesetzt werden und die dort möglichen Erlöse nicht erzielen. Für EE-Anlagen und KWK-Anlagen stellen die Einspeisevergütungen bzw. die Marktprämien die Opportunitätskosten dar, die bei EE-Anlagen in der Vergangenheit im Mittel bei ca. 100 €/MWh gelegen haben. Durch sinkende Vergütungszahlungen für EE-Stromerzeugung sind die Opportunitätskosten für EE-Anlagen geringer und werden in bestehenden Studien mit 60 €/MWh abgeschätzt (Ecofys/Consentec 2018, Frontier 2017). Bei KWK-Anlagen im Verteilnetz sind neben den KWK-Zuschlägen auch die Zahlungen im Zusammenhang mit vermiedenen Netzentgelte als Opportunitätskosten relevant, da KWK-Anlagen diese bei einer Abschaltung nicht mehr erhalten.

Für Eigenerzeugungsanlagen sowie für Speicher, die zur Steigerung der Eigenversorgung eingesetzt werden, ergeben sich hohe Opportunitätskosten aus dem vermiedenen Strombezug aus dem Netz. Hier fallen als Opportunitätskosten die Strombezugskosten des jeweiligen Netznutzers an, die bei Haushalten bei über 25 Cent/kWh liegen können. Bei gewerblichen Nutzern bzw. in der Industrie sind die Strombezugskosten und damit auch die Opportunitätskosten in der Regel niedriger.

Bei flexiblen Lasten können sich hohe Opportunitätskosten ergeben, wenn sich durch den Redispatcheinsatz Rückwirkungen auf den Produktionsprozess ergeben und dieser angepasst werden muss. Bei Prozessen, die verlagerbar sind, fallen dagegen keine oder nur sehr geringe Opportunitätskosten an.

Anfangsinvestitionen

Das technische Hemmnis der fehlenden Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur bildet sich auch als ökonomisches Hemmnis ab. Dies ist insbesondere der Fall, wenn der finanzielle Anfangsaufwand für die Erschließung der Redispatchpotenziale im Vergleich zur nutzbaren Leistung hoch ist. Dies betrifft vor allem leistungsmäßig kleine Anlagen wie kleine Batteriespeicher, flexible Lasten im Gewerbe oder Haushaltssektor oder kleine Erzeugungsanlagen wie

Aufdach-PV-Anlagen und BHKWs für Ein- und kleine Mehrfamilienhäuser. Hier ist eine kostengünstige Anbindung nur über eine maßentaugliche und standardisierte Schnittstelle möglich wie sie aktuell im Rahmen des geplante Smart-Meter-Roll-Outs implementiert werden soll.

Sonstige Strompreisbestandteile

Ein weiteres ökonomisches Hemmnis vor allem für Sektorkopplungstechnologien und Speicher stellen die sonstigen Strompreisbestandteile wie EEG-Umlage, Netzentgelte und Stromsteuer dar. Diese Umlagen, Steuern und Entgelte werden entnahmeabhängig erhoben und beeinflussen daher die Einsatzentscheidungen für diese Potenziale. Bei einer Zuschaltung von Leistung z.B. durch Speicher oder Wärmepumpen fallen dann in der Regel sämtliche sonstigen Strompreisbestandteile als Kosten an.

Fehlende Preisspreads

Für Speicher stellen fehlende Preisspreads in den Börsenpreisen ein ökonomisches Hemmnis dar. Die Investitionen in Speicher lohnen sich hauptsächlich aufgrund der zeitlichen Verschiebung von Stromnachfrage in Zeiten mit niedrigeren Preisen und Stromerzeugung in Zeiten mit hohen Strompreisen an der Börse.

4.3 Organisatorische/regulatorische Hemmnisse

Neben den technischen und ökonomischen Hemmnissen bestehen für viele Redispatchpotenziale auch organisatorische bzw. regulatorische Hemmnisse, die eine Nutzung bisher verhindern. Für EE- und KWK-Anlagen besteht zunächst wie in Kapitel 2.1 dargestellt der Einspeisevorrang, so dass diese Anlagen erst zur Netzentlastung genutzt werden können, wenn andere Möglichkeiten ausgeschöpft sind.

Regelungen zur Bestimmung der Netzentgelte

Die Regelungen zur Bestimmung der Netzentgelte stellen ein weiteres Hemmnis sowohl für den Einsatz von flexiblen Lasten als auch für Sektorkopplungstechnologien dar. Dies betrifft die grundsätzliche Regelung zur Ermittlung der leistungsabhängigen Netzentgelte (§ 17 StromNEV), die sich auf die individuelle Jahreshöchstlast am Netzanschlusspunkt bezieht. Damit besteht ein Anreiz, die maximale Netzanschlusskapazität nicht vollständig auszunutzen und verfügbare Leistung zurückzuhalten. Auch durch die Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 2 StromNEV ergeben sich Hemmnisse für den Einsatz von Redispatchpotenzialen. Im Fall der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) ergibt sich die leistungsabhängige Netzentgeltzahlung aus der maximalen Leistungsentnahme in einem vorab definierten Hochlastzeitfenster. Auch in diesem Fall besteht ein Anreiz, die verfügbare maximale Netzanschlusskapazität in diesem Zeitfenster nicht maximal auszunutzen. Bei den Regelungen zur energieintensiven Netznutzung mit mehr als 7000 Benutzungsstunden (§ 19 Abs.2 Satz 2 StromNEV) besteht ein großer Anreiz, Stromnachfrager möglichst kontinuierlich zu betreiben, so dass sich dadurch weder Anreize für eine kurzfristige Erhöhung der Stromnachfrage bis zur Auslastung der Netzanschlusskapazität noch für eine kurzfristige Absenkung der Stromnachfrage ergeben.

Koordination der beteiligten Akteure

Für den Einsatz von Redispatchpotenzialen in den Verteilnetzen besteht ein zusätzlicher Koordinierungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie dem Betreiber der für Redispatch geeigneten Anwendungen. Der Abruf und der Einsatz von Potenzialen muss zwischen den beteiligten Netzbetreibern kommuniziert werden. Je nach lokaler Netzsituation im Verteilnetz müssen darüber hinaus das Auftreten bzw. die Verstärkung von lokalen Netzengpässen ermittelt und an die Übertragungsnetzbetreiber kommuniziert werden. Für die Betreiber von Anlagen, die zum Redispatch eingesetzt werden sollen, besteht ebenfalls ein Koordinierungs- und Kommunikationsbedarf mit den betroffenen Netzbetreibern, um den Einsatz der Anlagen zu planen und um zu melden, wenn Anlagen aus produktionstechnischen oder anderen Gründen nicht zur Verfügung stehen.

Anerkennung der Kosten für Verteilnetzbetreiber

Zusätzliche Aufwendungen von Verteilnetzbetreibern für die Bereitstellung von Redispatchpotenzialen (z.B. Kommunikationskosten) werden, sofern sie Teil der Betriebskosten (OPEX) sind, bisher nicht gesondert in der Anreizregulierung anerkannt. Hier bestehen bisher noch größere Unsicherheiten, in welcher Form eine Beteiligung von Verteilnetzbetreibern an Redispatchmaßnahmen z.B. in den Effizienzbenchmark zwischen den Netzbetreibern einfließt. Dadurch ist ein besonderer Anreiz für Netzbetreiber, derartige Maßnahmen zu unterstützen, bisher nicht gegeben.

Weitere regulatorische Anforderungen

Hemmnisse können sich auch aus den Netzanschlussbedingungen ergeben, wenn die Betriebsdauer etwa von Netzersatzanlagen nur unterhalb einer vordefinierten Stundenanzahl liegen darf bzw. bei einer Überschreitung davon zusätzliche Anforderungen zu erfüllen sind. Andere Hemmnisse wie eine fehlende Redundanz von Netzersatzanlagen bei einem netzparallelen Betrieb lassen sich technisch lösen, indem die Anlagen bei Netzausfällen wieder in einen netzautarken Betrieb wechseln.

4.4 Fazit Hemmnisse

Die bisherigen regulatorischen Regelungen sehen nur eine nachrangige Beteiligung von EE- und KWK-Anlagen und keine Beteiligung von Anlagen unter 10 MW vor. Bei den in Kapitel 3 identifizierten Redispatchpotenzialen liegen die größten Hemmnisse zum einen in hohen Opportunitätskosten sowie speziell bei kleinskaligen Potenzialen in der technischen Anbindung zur Steuerung und Kommunikation. Hier ist häufig eine Investition in Smart Meter sowie Kommunikationstechnik notwendig. Ein weiteres identifiziertes Hemmnis ist der notwendige Koordinationsbedarf zwischen den beteiligten Akteuren. Regulatorische Hemmnisse ergeben sich vor allem aus den Regelungen zur Netzentgeltkalkulation einschließlich der Sonderentgelte sowie aus der Fälligkeit von Umlagen und Abgaben. Eine Übersicht der identifizierten Hemmnisse in Abhängigkeit der jeweiligen Technologien zeigt Tabelle 16.

Tabelle 16: Ökonomische, technische und regulatorische Hemmnisse für den Einsatz von Redispatch-Potenzialen

	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Regulatorische/ Organisatorische Hemmnisse
EE-Anlagen	Hoch (Einspeisevergütung)	i.d.R. kein positiver Redispatch (Erhöhung der Einspeisung) möglich	Notlösung (§13 EnWG)
KWK-Anlagen	Hoch (Einspeisevergütung)	Wärmebedarf verhindert ggf. Abschaltung Bezug von Gas kurzfristig nicht beliebig änderbar	Notlösung (§13 EnWG)
Flexible Lasten	Hoch für Industrie (Anpassung Produktionsprozesse)	Smart Meter und IKT z.T. nicht vorhanden	Netzentgeltsystematik (Bezugsspitzen, Atypische Netznutzung)
Power-to-X-Anwendungen	Hoch (Stromsteuer, Umlagen, Netzentgelte)	z.T. begrenzte saisonale Verfügbarkeit (Power-to-Heat)	Netzentgeltsystematik (Bezugsspitzen, Atypische Netznutzung)
Speicher	Derzeit relativ geringe Preis-Spreads, Stromsteuer, Netzentgelte für Batterie- und Druckluftspeicher	Speicherkapazität	Netzentgeltsystematik (Bezugsspitzen, Atypische Netznutzung)
Eigenerzeugungsanlagen	Hoch (Steuern, Umlagen, Netzentgelte bei Netzbezug)	Smart Meter und weitere IKT i.d.R. nicht vorhanden	Eigenverbrauchsprivilegien
Netzersatzanlagen	Kosten für IKT	Smart Meter und weitere IKT i.d.R. nicht vorhanden	Betriebsdauer auf Grund von Netzanschlussbedingungen z.T. begrenzt

Quelle: Eigene Darstellung

5 Literatur

AGFW 2018: Angaben zu kommunalen Elektroheizern der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme veröffentlicht in in Energie&Management, 15.7.2016, S. 17 sowie zusätzliche Angaben von Anlagenherstellern

Apel, Rolf (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)

BDEW 2017: Redispatch in Deutschland – Auswertung der Transparenzdaten, BDEW 2017, online unter https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180212_Bericht_Redispatch_Stand_Februar-2018.pdf

BET, 2015. Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien (Climate Change No. 19/2015). Büro für Energiewirtschaft und technische Planung / Trianel.

BNetzA 2011a: BK6-11-098, S. 3 f. Hinweis: Die zitierte Festlegung ist eigentlich aufgehoben, aber de facto weitgehend weiterhin anwendbar (BNetzA, BK6-11-098-A sowie ergänzende Hinweise hierzu, vom 15. Juni 2015).

BNetzA 2011b: BK6-11-098, S. 42 (eigentlich aufgehoben, aber weiterhin anwendbar).

BNetzA 2011c: BK6-11-098, S. 36 (eigentlich aufgehoben, wird aber in der Praxis weiterhin zugrunde gelegt).

BNetzA 2018: Angaben zum Redispatch, Bundesnetzagentur 2018, online unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html

BNetzA 2018a: Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030. Bundesnetzagentur (BNetzA 2018) online unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Begleitdokument_Szenariorahmen_2019-2030.pdf?__blob=publicationFile

BSW (Hg.) (2018): Marktinformationen der ees-europe. ees Electric Energy Storage. Solar Promotion GmbH; Solar e.V. 3/2018. Online verfügbar unter <https://www.ees-europe.com/de/news-presse/pressematerial/marktinformationen.html>.

Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; von Roon, Serafin (2013) : Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast, DIW-Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung

Bundestag 2011: Drucksache, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, S. 71.

Bundestag 2016a: Drucksache, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), BT-Drs. 18/7317, S. 86 (StrMG).

Bundestag 2016b: Drucksache, Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, BT-Drs. 18/8561, S. 17 f.

BVES 2018: Bundesverband Energiespeicher, Bedeutung der Energiespeicherbranche für das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft in Deutschland, BVES und Team Consult, Düsseldorf 2018

De Wyl/Hartmann/Weise 2013: Schutz der Systemstabilität und die Haftung des Netz-betreibers bei Maßnahmen nach §§ 13, 14 EnWG, EnWZ 2013, S. 66 ff. (67);

E3/DC 2016: Marktanalyse - Absatzpotenzial für stationäre Batteriespeicher im privaten und gewerblichen Einsatz in Deutschland, Studie durch E3/DC, Osnabrück 2016 online unter https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/06/Marktanalyse-E3DC-Speicherabsatzpotenzial_final.pdf

Ehricke 2015: Beitrag von Berzel/Sötebier/Zerres, in Ehricke, Handlungsfreiheit und Haftungsverantwortung in den regulierten Bereichen des Energiesektors, 2015, S. 53 ff. (72).

EU Kommission 2016: Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt, COM(2016) 861 final. Online unter <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/DE/COM-2016-861-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF> (Stand: 16.08.2018)

EU Parlament 2009: Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Richtlinie 2009/28/EG.

FfE 2016: Merit Order der Energiespeicherung 2030, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, online unter <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/414-merit-order-der-energiespeicherung-im-jahr-2030>

Frontier Economics; IAEW Aachen (2017): Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland. Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0). Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2018.

Gils, Hans Christian (2016): Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study. In: Applied Energy 162, S. 401–415. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.083.

ISI 2016: Netzentwicklungsplan Strom - Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile - Begleitgutachten -, im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2016, online verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2017/Fraunhofer_ISI_2017_Netzentwicklungsplan_Strom.pdf

Klobasa, Marian (2009): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").

König 2013a: Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 448.

König 2013b: Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 403.

König 2013c: veröffentlicht in Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Halbband 1), 3. Aufl. 2013, § 13 EnWG Rn. 54

König 2013d: veröffentlicht in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Halbband 1), 3. Aufl. 2013, § 13 EnWG Rn. 53; a.A. ohne nähere Erläuterung BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 6 f.

Netz- und Systemsicherheitsbericht 2018: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017, BNetzA, 2018 online unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf;jsessionid=7604DFDBAEB71388A6767310A301302E?__blob=publicationFile&v=3

Netztransparenz.de 2018: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Amprion, Tennet, Transnet-BW, 50 Hertz, online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/>

Oeko 2015: Gores, S.; Jörß, W.; Zell-Ziegler, C.: Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015), Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Öko-Institut 2015, online unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2450/2015-607-de.pdf>

Prognos 2014: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Studie im Auftrag des BMWI, Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW Consult, 2014, online unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/141001_Prognos_BMWi_Bericht_KWK.pdf

R2B 2014: Leitstudie Strommarkt – Funktionsfähigkeit EOM & Impact Analyse Kapazitätsmechanismen, im Auftrag des BMWI, R2B, Juli 2014

RWTH Aachen 2018: Figgener, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Sauer, Dirk Uwe. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018. Institut ISEA RWTH Aachen, online unter http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf

Sauer (2018): Energieflexibilität in der Industrie. Unter Mitarbeit von Stefan Eisenhauer, Markus Reichart, Alexander Sauer, Sebastian Weckmann und Fabian Zimmermann. Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/20180502_Metastudie_Energieflexibilitaet-in-der-Industrie.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2018.

Sötebier 2015a: veröffentlicht in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 16 ff.

Sötebier 2015b: veröffentlicht in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 39.

Sötebier 2015c: veröffentlicht in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 60.

Sötebier 2015d: veröffentlicht in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 91.

Szenariorahmen 2017: Netzentwicklungsplan Strom – Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2017) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis §12a EnWG, online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/160108_nep_szenariorahmen_2030.pdf

Szenariorahmen 2019: Netzentwicklungsplan Strom – Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis §12a EnWG, online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf

Teschner, Helena (2018): Energiespeicher in Deutschland - Geschäftsmodelle und Regulatorischer Rahmen. Vortrag Strommarkttreffen, Referentin des BVES. Berlin, 27.07.2018 online unter

Tschida 2016: Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, 2016, S. 66.

VDN 2007: Verband der Netzbetreiber (VDN), Transmission Code 2007, Anhang A.1, S. 2.

von Roon (2018): Roon, Serafin von; Ausfelder, Florian; Seitz, Antje; (Hg.) (2018): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methoden - Potenziale - Hemmnisse. Dechema, DLR, FFE. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/Buch_FLEXIBILITAETSOPTIONEN.pdf.

Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Hg.) (2015): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Aufl. 2015. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings

erstellt von

*Katharina Klug, LL.M. (Aberdeen) und
Dr. Johannes Hilpert, Europajurist (Würzburg)*

Januar 2019

Entstanden im Rahmen des Vorhabens

„Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Projekt-Nr. 055/17).

Inhaltsverzeichnis

A.	Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse.....	1
B.	Untersuchungsgegenstand: Inc-Dec-Gaming.....	4
C.	Wettbewerbsrechtliche Beurteilung von Inc-Dec-Gaming	4
I.	Marktabgrenzung im Stromsektor	5
1.	Sachliche Marktabgrenzung.....	6
2.	Räumliche Marktabgrenzung.....	7
3.	Inc-Dec-Gaming: Separate Märkte für Stromgroßhandel und Redispatch.....	8
II.	Kartellverbot (Art. 101 AEUV, § 1 GWB).....	8
1.	Wettbewerbsbeschränkende Verhaltenskoordinierung	9
2.	Inc-Dec-Gaming: Verhaltenskoordinierung keine Voraussetzung.....	9
III.	Missbrauchsverbot (Art. 102 AEUV, §§ 19, 29 GWB)	9
1.	Marktbeherrschung	10
a)	Bestimmung von Marktmacht im Stromgroßhandel.....	10
b)	Inc-Dec-Gaming ohne Marktmacht auf Großhandelsmarkt und Redispatch-Markt: Kein Wettbewerbsverstoß	12
c)	Inc-Dec-Gaming ohne Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt, aber mit Marktmacht auf dem Redispatch-Markt: Wettbewerbsverstoß möglich... ..	12
2.	Missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung.....	14
a)	Angemessenheit der Preishöhe.....	15
b)	Inc-Dec-Gaming: Kein Wettbewerbsverstoß bei Einpreisung normaler Opportunitäten	18
c)	Inc-Dec-Gaming: Wettbewerbsverstoß durch Einpreisung überschießender Opportunitäten	18

A. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Gegenstand der vorliegenden Untersuchung ist die Frage, ob es Stromerzeugern bzw. -nachfragern bei einer marktbasierter Beschaffung von Redispatch wettbewerbsrechtlich verboten wäre, ihre Gebote am Stromgroßhandelsmarkt und einem potenziellen Redispatch-Markt strategisch aufeinander abzustimmen. Bezeichnet wird dies als sog. „Inc-Dec-Gaming“ („Inc“ für increase, „Dec“ für decrease). Für die Untersuchung, ob ein Marktakteur gegen Wettbewerbsrecht verstößt, wenn er eine Gebotsstrategie verfolgt, in deren Rahmen er am Stromgroßhandel nicht bzw. nicht zu seinen Grenzkosten/seinem Grenznutzen bietet, weil er in einem Redispatch-Markt höhere Erlöse erwartet, können grundsätzlich vier Fallkonstellationen unterschieden werden:

1. Ein Erzeuger in einer Region mit „Stromüberschuss“ („vor dem Engpass“) bietet im Stromgroßhandel unter seinen Grenzkosten, um dort einen Zuschlag zu erhalten.
2. Ein Erzeuger in einer Region mit „Stromunterdeckung“ („hinter dem Engpass“) bietet im Stromgroßhandel über seinen Grenzkosten (oder gar nicht) an, um dort möglichst keinen Zuschlag zu erhalten.
3. Ein Nachfrager in einer Region mit „Stromüberschuss“ („vor dem Engpass“) fragt im Stromgroßhandel keinen Strom oder nur zu Preisen unter dem eigenen Grenznutzen nach, um möglichst keinen Zuschlag zu erhalten.
4. Ein Nachfrager in einer Region mit „Stromunterdeckung“ („hinter dem Engpass“) fragt im Stromgroßhandel Strom zu Preisen über dem eigenen Grenznutzen nach, um einen Zuschlag zu erhalten.

Grundsätzlich verbietet das Wettbewerbsrecht

- im Rahmen des Kartellverbots wettbewerbsschädliche Absprachen zwischen Unternehmen und
- im Rahmen des Missbrauchsverbots die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung.

Da die Optimierung von Geboten zwischen Märkten in der typischen Form des Inc-Dec-Gaming kein abgestimmtes Verhalten von Marktteilnehmern voraussetzt und somit nicht per se gegen das Kartellverbot (Art. 101 AEUV, § 1 GWB) verstößt, liegt der Fokus der Untersuchung hauptsächlich auf dem Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung. Die Anforderungen des europäischen (Art. 102 AEUV) und des deutschen Missbrauchsverbots (§§ 19, 29 GWB) weisen vergleichbare Kriterien auf, so dass die Voraussetzungen gemeinsam dargestellt werden können. Die Prüfung des Missbrauchsverbots erfolgt dreistufig:

- Bestimmung des sachlich und räumlich relevanten Marktes,
- Untersuchung der Marktbeherrschung des handelnden Unternehmens,
- Prüfung des Missbrauchs der marktbeherrschenden Stellung auf dem relevanten Markt.

Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings

Die Grundlage für die Einschätzung des Verhaltens der Marktakteure bilden einerseits der deutschlandweite Stromgroßhandelsmarkt und andererseits ein separater mindestens deutschlandweit zu denkender Redispatch-Markt.

Die wettbewerbsrechtlichen Verbote richten sich ausschließlich an marktbeherrschende Unternehmen. Nur ein marktmächtiges Unternehmen vermag es, durch seinen Einfluss den Wettbewerb auf dem fraglichen Markt zu beeinflussen. Besitzt ein Unternehmen keine Marktmacht, korrigiert der Wettbewerb zwischen den Marktakteuren das Verhalten. Inc-Dec-Gaming setzt an sich keine Marktmacht voraus¹ und ist damit grundsätzlich als wettbewerbsrechtlich unbedenklich einzustufen. Nur dann, wenn am Stromgroßhandels- oder Redispatch-Markt Marktmacht gegeben ist, kommt ein Verstoß überhaupt in Betracht.

Ob ein Unternehmen marktbeherrschend bzw. unabhängig gegenüber seinen Mitbewerbern ist, wird in der Praxis insbesondere anhand seiner Marktanteile beurteilt. Aktuell besitzt im *Stromgroßhandel* wohl kein Unternehmen entsprechend hohe Marktanteile, so dass vom Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung nicht ausgegangen wird. Unter Anwendung der sog. Pivotalanalyse erscheint es aber zumindest denkbar, dass bestimmte Erzeugungskapazitäten an einem *Redispatch-Markt* vorübergehend marktbeherrschend werden können, wenn sie zur Behebung eines akuten Engpasses unverzichtbar sind. Da die Marktbeherrschung und die missbräuchliche Handlung nicht auf demselben Markt stattfinden müssen, wäre ein Verstoß gegen das Missbrauchsverbot bei Auseinanderfallen von Marktmacht (Redispatch-Markt) und Missbrauch (Strommarkt) nicht ausgeschlossen. Die Fälle des sog. *Marktmachttransfers* auf Verbundmärkte (auch Leveraging genannt) zeigen, dass sich Marktmacht und Missbrauchshandlung nicht auf denselben Markt beziehen müssen, um einen Wettbewerbsverstoß zu begründen. Dies gilt aber nur, wenn strukturelle Verbindungen zwischen den relevanten Märkten bestehen, die marktübergreifende Strategien ermöglichen und eine Zurechnung des missbräuchlichen Handelns zur beherrschenden Stellung rechtfertigen. Eine solche Zurechenbarkeit ist zwischen Stromgroßhandels- und Redispatch-Markt zu bejahen, so dass es im Weiteren darauf ankommt, ob auch ein Missbrauch dieser Marktmacht gegeben ist.

Das Vorliegen eines Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung auf dem relevanten Markt ist in Bezug auf den Erstabatzmarkt für Strom anhand des Gewinnbegrenzungskonzepts zu beurteilen. Demnach hängt das Vorliegen eines Preishöhenmissbrauchs vom Verhältnis zwischen den Preisen bzw. Erlösen des marktbeherrschenden Unternehmens und den Kosten für das jeweilige Produkt ab. Für die wettbewerbsrechtliche Beurteilung von Inc-Dec-Gaming ist die Höhe der eingepreisten Opportunitäten in Form von Erlösmöglichkeiten am Redispatch-Markt maßgeblich. Das *Bundeskartellamt (BKartA)* hat im sog. CO₂-Verfahren entschieden, dass die Einpreisung von Opportunitätskosten in die Strompreise zulässig ist, solange die Preisbildung sachgerecht erfolgt und keine überhöhten Schattenpreise angesetzt werden. Das bedeutet, dass die Einpreisung angemessener Opportunitäten wettbewerbsrechtlich unbedenklich ist. Nur die Einpreisung überschießender Opportunitäten unterfällt dem Missbrauchsverbot.

¹ Auf das angehängte Dokument „INC-DEC ohne Marktmacht“ von NEON Neue Energieökonomik, 22.10.2018, wird verwiesen.

Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass Inc-Dec-Gaming in den meisten Fällen bereits deshalb nicht gegen Wettbewerbsrecht verstößt, da keine marktbeherrschende Stellung der Marktteilnehmer vorliegt. Sollte einem Unternehmen dagegen Marktmacht auf dem Stromgroßhandels- oder dem Redispatch-Markt (Marktmachttransfer) zukommen, so kann von einem Missbrauch erst ausgegangen werden, wenn das Unternehmen durch Einpreisung überschießender Opportunitäten unangemessen hohe Preise verlangt.

B. Untersuchungsgegenstand: Inc-Dec-Gaming²

Diese Untersuchung geht exemplarisch davon aus, dass neben dem Stromgroßhandelsmarkt ein nicht näher beschriebener, nachgelagerter Redispatch-Markt installiert wird. Letzterer dient der Beschaffung von Erzeugungs- und Verbrauchsleistung, die zur Beseitigung von Netzengpässen durch die Netzbetreiber eingesetzt wird. Im Gegensatz zum bisherigen Redispatch-System, das rein kostenbasiert ist, soll die Preisbildung für Redispatch-Arbeit marktbasierend erfolgen.

Ein solches System kann jedoch dazu führen, dass volkswirtschaftlich höhere Kosten entstehen und sich die Redispatch-Mengen insgesamt erhöhen. Betreiber von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen könnten ihr Verhalten am Stromgroßhandelsmarkt danach ausrichten, welche Erlöse sie im Redispatch-Markt erwarten. Der Preis im Stromgroßhandel bildet dann nicht mehr die Grenzkosten der Erzeugung bzw. den Grenznutzen der Nachfrage ab, sondern die Erlöserwartungen im Redispatch-Markt.

Es können im Grundsatz vier Fallkonstellationen unterschieden werden:

1. Ein Erzeuger in einer Region mit „Stromüberschuss“ („vor dem Engpass“) bietet im Stromgroßhandel unter seinen Grenzkosten, um dort einen Zuschlag zu erhalten.
2. Ein Erzeuger in einer Region mit „Stromunterdeckung“ („hinter dem Engpass“) bietet im Stromgroßhandel über seinen Grenzkosten (oder gar nicht) an, um dort möglichst keinen Zuschlag zu erhalten.
3. Ein Nachfrager in einer Region mit „Stromüberschuss“ („vor dem Engpass“) fragt im Stromgroßhandel keinen Strom oder nur zu Preisen unter dem eigenen Grenznutzen nach, um möglichst keinen Zuschlag zu erhalten.
4. Ein Nachfrager in einer Region mit „Stromunterdeckung“ („hinter dem Engpass“) fragt im Stromgroßhandel Strom zu Preisen über dem eigenen Grenznutzen nach, um einen Zuschlag zu erhalten.

C. Wettbewerbsrechtliche Beurteilung von Inc-Dec-Gaming

Im Folgenden gilt es zu prüfen, ob ein Marktakteur gegen Wettbewerbsrecht verstößt, wenn er im Sinne des Inc-Dec-Gamings eine Gebotsstrategie verfolgt, in deren Rahmen er am Stromgroßhandel nicht in Höhe seiner Grenzkosten bzw. seines Grenznutzens (oder gar nicht) bietet, weil er in einem Redispatch-Markt in der Gesamtschau höhere Erlöse bzw. Gewinne erwartet.

Da die Optimierung von Geboten zwischen Märkten in der typischen Form des Inc-Dec-Gamings kein abgestimmtes Zusammenwirken mehrerer Beteiligter erfordert (vgl. Kartellverbot, Art. 101

² Der Untersuchungsgegenstand wurde den Auftragnehmern durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit eMail vom 02.08.2018 zur wettbewerbsrechtlichen Prüfung übermittelt. Es wird Bezug genommen auf die Folien vom Workshop III (18.07.2018) sowie das Dokument „Beispiel Inc-Dec-Gaming“.

AEUV, § 102 AEUV, C.II.), liegt der Fokus der Untersuchung in erster Linie auf dem Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (C.III.). Die Anforderungen des europäischen (Art. 102 AEUV³) und des deutschen Missbrauchsverbots (§§ 19⁴, 29 GWB) weisen einen weitgehend übereinstimmenden Inhalt auf, so dass die Voraussetzungen gemeinsam dargestellt werden. Vorab ist die Bestimmung des relevanten Marktes erforderlich (C.I.).

I. Marktabgrenzung im Stromsektor

Die Bestimmung des relevanten Marktes bildet den Ausgangspunkt für die wettbewerbsrechtliche Beurteilung eines unternehmerischen Verhaltens. Die Beantwortung der Frage, ob eine bestimmte Vereinbarung oder Verhaltensweise gegen das Kartell- bzw. Missbrauchsverbot verstößt, hängt von den konkreten Auswirkungen des fraglichen Verhaltens auf dem jeweils als relevant identifizierten und betroffenen Markt ab. Im Rahmen des Missbrauchsverbots ist die Bestimmung des relevanten Marktes darüber hinaus unabdingbar für die Beurteilung, ob ein

³ § 102 AEUV: „Mit dem Binnenmarkt unvereinbar und verboten ist die missbräuchliche Ausnutzung einer beherrschenden Stellung auf dem Binnenmarkt oder auf einem wesentlichen Teil desselben durch ein oder mehrere Unternehmen, soweit dies dazu führen kann, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

Dieser Missbrauch kann insbesondere in Folgendem bestehen:

- a) der unmittelbaren oder mittelbaren Erzwingung von unangemessenen Einkaufs- oder Verkaufspreisen oder sonstigen Geschäftsbedingungen;
- b) der Einschränkung der Erzeugung, des Absatzes oder der technischen Entwicklung zum Schaden der Verbraucher;
- c) der Anwendung unterschiedlicher Bedingungen bei gleichwertigen Leistungen gegenüber Handelspartnern, wodurch diese im Wettbewerb benachteiligt werden;
- d) der an den Abschluss von Verträgen geknüpften Bedingung, dass die Vertragspartner zusätzliche Leistungen annehmen, die weder sachlich noch nach Handelsbrauch in Beziehung zum Vertragsgegenstand stehen.“

⁴ § 19 GWB: „(1) Die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung durch ein oder mehrere Unternehmen ist verboten.

(2) Ein Missbrauch liegt insbesondere vor, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen als Anbieter oder Nachfrager einer bestimmten Art von Waren oder gewerblichen Leistungen

1. ein anderes Unternehmen unmittelbar oder mittelbar unbillig behindert oder ohne sachlich gerechtfertigten Grund unmittelbar oder mittelbar anders behandelt als gleichartige Unternehmen;
2. Entgelte oder sonstige Geschäftsbedingungen fordert, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden; hierbei sind insbesondere die Verhaltensweisen von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten mit wirksamem Wettbewerb zu berücksichtigen;
3. ungünstigere Entgelte oder sonstige Geschäftsbedingungen fordert, als sie das marktbeherrschende Unternehmen selbst auf vergleichbaren Märkten von gleichartigen Abnehmern fordert, es sei denn, dass der Unterschied sachlich gerechtfertigt ist;
4. sich weigert, einem anderen Unternehmen gegen angemessenes Entgelt Zugang zu den eigenen Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren, wenn es dem anderen Unternehmen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Unternehmens tätig zu werden; dies gilt nicht, wenn das marktbeherrschende Unternehmen nachweist, dass die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist;
5. andere Unternehmen dazu auffordert, ihm ohne sachlich gerechtfertigten Grund Vorteile zu gewähren; hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, ob die Aufforderung für das andere Unternehmen nachvollziehbar begründet ist und ob der geforderte Vorteil in einem angemessenen Verhältnis zum Grund der Forderung steht. (...)“.

Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung innehat, die möglicherweise missbraucht wird.

1. Sachliche Marktabgrenzung

Der sachlich relevante Markt oder Produktmarkt bestimmt sich im Wettbewerbsrecht üblicherweise nach dem sogenannten Bedarfsmarktkonzept⁵. Nach diesem Konzept umfasst der sachlich relevante Markt alle Waren, die aus Sicht der Nachfrager hinsichtlich ihrer Eigenschaften und Preise sowie des Verwendungszwecks als austauschbar angesehen werden⁶. Sowohl das *Bundeskartellamt (BKartA)* als auch die Rechtsprechung unterteilen den Strommarkt in einen Markt für den erstmaligen Absatz von Strom, einen separaten Regelenergiemarkt sowie einen Markt für aus erneuerbaren Energiequellen (EE) erzeugten Strom, solange die Stromverkäufe jeweils unter verschiedenen bzw. besonderen Angebots- und Nachfragebedingungen und zu unterschiedlichen Preisen erfolgen⁷. Der Erstabsatzmarkt umfasst demnach inländisch erzeugten sowie importierten Strom⁸.

Der Regelenergiemarkt sei als separater Markt zu betrachten, da auf diesem spezifische Angebots- und Nachfragebedingungen herrschten⁹. Regelenergie werde zwar von denselben Kraftwerken erbracht, die auch am Stromgroßhandel teilnahmen, die Besonderheiten von Angebot und Nachfrage von Regelenergie rechtfertigten jedoch die Annahme eines eigenständigen Marktes: Regelenergie werde allein von Netzbetreibern nachgefragt, vermarktet werde die Vorhaltung von Leistung und nicht die Strommenge, die Teilnahme erfordere eine Präqualifikation der Kraftwerke, zudem enthielten StromNZV und entsprechende Festlegungen der *Bundesnetzagentur (BNetzA)* umfangreiche Vorgaben zum Beschaffungsverfahren und es handle sich um pay-as-bid-Auktionen¹⁰. Sowohl aus Nachfrager- als auch aus Anbietersicht bestehe keine Austauschbarkeit, da sich Übertragungsnetzbetreiber nicht am Stromgroßhandel mit Regelenergie eindecken könnten und das Anbieten von Regelenergie besondere technische Voraussetzungen erfordere¹¹. Der Regelenergiemarkt sei zudem weiter in eigenständige Märkte für Primärregelenergie, Sekundärregelenergie und Minutenreserve zu unterteilen, da Angebot und Nachfrage hier etlichen Besonderheiten unterlägen¹².

⁵ *EuGH*, 14.2.1978, Rs 27/76, NJW 1978, 2439; *Jung*, in: Grabitz/Hilf, Das Recht der Europäischen Union (Stand: 11/2008), Art. 82 EGV Rn. 30.

⁶ *Europäische Kommission*, Leitlinien für vertikale Beschränkungen (ABl. C 130 v. 19.5.2010), S. 1, S. 19 Rn. 88, S. 20 Rn. 89.

⁷ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 69 ff.; *BKartA*, Beschluss vom 8.12.2011, B8-94/11 – „RWE/Stadtwerke Unna“, Rn. 23 ff., 29; *OLG Düsseldorf*, Beschluss vom 6.6.2007, Az. VI-2 Kart 7/04 (V) E.ON/Eschwege; *BGH*, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07, E.ON/Eschwege, Rn. 17 ff.

⁸ *BKartA*, Beschluss vom 30.11.2009, B8-107/09, ZNER 2010, 200, 201 Rn. 26 – *Integra/Thüga*, sowie Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 69.

⁹ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 71.

¹⁰ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 71.

¹¹ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 72.

¹² *BKartA*, Beschluss vom 8.12.2011, B8-94/11 – „RWE/Stadtwerke Unna“, Rn. 29; *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (Januar 2011), S. 53 f., 71 f.; *Kommission*, Entscheidung vom 26.11.2008 –

Als Begründung für die Abgrenzung des Marktes für EE-Strom argumentierte das *BKartA*, dass die Erzeugung und Vermarktung von EE-Strom zum Zeitpunkt der Bewertung nicht wettbewerblich organisiert gewesen sei, sondern unabhängig von Nachfrage- und Preissignalen aufgrund spezieller gesetzlicher Bestimmungen erfolgt sei (Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber gemäß EEG, AusglMechV und AusglMechAV)¹³. Die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch EE-Anlagenbetreiber solle solange nicht dem Stromgroßhandelsmarkt zugerechnet werden, bis die Erneuerbaren umfassend in den Strommarkt integriert seien und die Vermarktung nach den Marktmechanismen der allgemeinen Stromversorgung erfolge¹⁴.

2. Räumliche Marktabgrenzung

Der räumlich relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die sachlich relevanten Produkte anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch merklich andere Wettbewerbsbedingungen unterscheidet¹⁵.

In räumlicher Hinsicht ging das *BKartA* bisher von einem grenzüberschreitenden deutsch-österreichischen Marktgebiet für den Erstabsatz von Strom aus¹⁶. Es stützte diese Einschätzung auf das Fehlen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich sowie das einheitliche Markt- und Preisgebiet an der EPEX Spot¹⁷. Eine Erstreckung des Marktgebiets auf weitere angrenzende Markträume hingegen sei bei dem damaligen Stand der Integration der Märkte nicht angezeigt, vom Vorliegen eines gemeinsamen Marktes könne nicht ausgegangen werden¹⁸. Seit dem 01.10.2018 besteht keine gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone mehr, der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich ist damit nicht mehr unbegrenzt möglich, bleibt jedoch in großem Umfang erhalten¹⁹. Österreichische Kraftwerke werden auch weiterhin Redispatch in Deutschland erbringen²⁰.

Die Nachfrage nach Regelenergie war zunächst auf die betreffenden Regelzonen bzw. die jeweiligen Übertragungsnetze beschränkt, sodass sich regelzonen-individuelle Teilmärkte ergaben²¹.

COMP/ 39.388 und COMP/39.389 – Deutscher Stromgroßhandels- und Regelenergiemarkt, Rn. 46 f.; *Monopolkommission*, 49. Sondergutachten vom 15.11.2007, BT-Drs. 16/7087, Rn. 145 f. sowie 54. Sondergutachten vom 4.8.2009, BT-Drs. 16/14060 Rn. 73.

¹³ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 73; *BKartA*, Beschluss vom 8.12.2011, B8-94/11 – „RWE/Stadtwerke Unna“, Rn. 29.

¹⁴ *BKartA*, Tätigkeitsbericht 2011/2012, BT-Drs. 17/13675, S. 99; *BKartA*, Beschluss vom 23.10.2014, B8-69/14 – „RWE/DEW 21“, Rn. 244.; kritisch *Säcker*, et 2011, S. 74, 75; *Funke*, KSzW 2011, 249, 254.

¹⁵ *Europäische Kommission*, Leitlinien für vertikale Beschränkungen (ABl. C 130 v. 19.5.2010), S. 1, S. 19 Rn. 88.

¹⁶ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 74, 75.

¹⁷ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 75 f.; *BKartA*, Beschluss vom 8.12.2011, B8-94/11 – „RWE/ Stadtwerke Unna“, Rn. 36.

¹⁸ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 81 f.

¹⁹ Zurückzuführen auf *ACER*, Entscheidung Nr. 06/2016 vom 17. November 2016, Decision on the Electricity Transmission System Operators' Proposal for the Determination of Capacity Calculation Regions.

²⁰ *BNetzA*, Pressemitteilung vom 1.10.2018, Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone.

²¹ Bzgl. Sekundärregelleistung vgl. *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.389 – „Deutscher Stromgroßhandels- und Regelenergiemarkt“, Rn. 47.

Nach der Zusammenlegung dieser Teilmärkte durch die *BNetzA* zu bundesweit einheitlichen Märkten dürfte von jeweils deutschlandweiten Märkten für die Belieferung mit Primärregelenergie, Sekundärregelenergie und Minutenreserve auszugehen sein²².

3. Inc-Dec-Gaming: Separate Märkte für Stromgroßhandel und Redispatch

Die sachliche Abgrenzung eines zukünftigen Redispatch-Marktes hängt von seiner konkreten Ausgestaltung ab. Nach dem Bedarfsmarktkonzept ist insofern die produktbezogene Wettbewerbssituation bzw. Austauschbarkeit des Produkts anhand der Kriterien Produkteigenschaften und -preise sowie der Verwendungszweck aus Sicht des Kreises der Nachfrager maßgeblich. Nachgefragt würde Redispatch allein von den Netzbetreibern zum Zweck der Erhaltung der Systemstabilität. Als Anbieter von marktbasierendem Redispatch kämen nur bestimmte Erzeugungsbzw. Verbrauchsanlagen in Betracht, die sich für eine Teilnahme am Beschaffungsverfahren ggf. präqualifizieren müssten. Die Preisbildung könnte entweder wie im Stromgroßhandel im Einheitspreisverfahren erfolgen oder in Anlehnung an den Regelenergiemarkt im pay-as-bid-Verfahren, wobei letztgenannter Preisbildungsmechanismus in besonderem Maße für eine Eigenständigkeit eines Redispatch-Marktes spräche. Insgesamt bedürfte die Einführung eines Redispatch-Marktes regulatorischer Maßnahmen. Daher spricht Vieles dafür, dass ein Redispatch-Markt in Anlehnung an die obigen Ausführungen zum Regelenergiemarkt sowie zur Vermarktungspraxis von EE-Strom als eigenständiger Markt neben dem Stromgroßhandelsmarkt anzusehen wäre.

In räumlicher Hinsicht wäre der Redispatch-Markt unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Möglichkeit der Durchführung eines grenzüberschreitenden Redispatch mindestens deutschlandweit, ggf. auch grenzüberschreitend, zu denken. Der Markt würde sich jeweils dynamisch in Abhängigkeit eines regionalen Engpasses öffnen und nach Behebung des Engpasses wieder schließen.

II. Kartellverbot (Art. 101 AEUV, § 1 GWB)

Das in Art. 101 Abs. 1 AEUV bzw. § 1 GWB geregelte Kartellverbot untersagt Vereinbarungen zwischen Unternehmen und aufeinander abgestimmte Verhaltensweisen, die eine Verhinderung, Verfälschung oder Einschränkung des Wettbewerbs bezwecken oder bewirken. Der Anwendungsbereich des europäischen Kartellverbots ist nur eröffnet, wenn diese Absprachen zwischen Wettbewerbern geeignet sind, ein Mindestmaß an grenzüberschreitenden Auswirkungen innerhalb der Gemeinschaft zu entfalten²³.

²² *Stappert/Groß*, in: *Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen*, Grundriss zum Energierecht (2. Aufl. 2015), Kap. 16 Rn. 23.

²³ Vgl. Bek. der Kommission, Leitlinien über den Begriff der Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handelns in den Artikeln 81 und 82 des Vertrags (2004/C 101/07), ABl. C 101 v. 27.4.2004, S. 81, 82 Rn. 13.

1. Wettbewerbsbeschränkende Verhaltenskoordinierung

Zentrale Grundlage des Verbotstatbestandes ist die Verhaltenskoordinierung der Unternehmen²⁴, die bewusst eine praktische Zusammenarbeit an die Stelle des mit Risiken verbundenen Wettbewerbs treten lässt²⁵. Die verbotene Verhinderung, Einschränkung oder Verfälschung des Wettbewerbs kann sowohl durch Absprachen – insbesondere über Preise für Kunden – als auch durch sonstige abgestimmte Verhaltensweisen zwischen Wettbewerbern über ihr konkretes Marktverhalten bezweckt oder bewirkt werden. Im Falle von einseitigen Maßnahmen würde es dagegen an dem einer Koordinierung immanenten gemeinsamen Willen fehlen²⁶. Ob eine Vereinbarung den Wettbewerb beschränkt, bestimmt sich nach den tatsächlichen Wettbewerbsgegebenheiten, die bestünden, wenn die Vereinbarung mit ihren vermuteten Beschränkungen nicht praktiziert würde²⁷.

2. Inc-Dec-Gaming: Verhaltenskoordinierung keine Voraussetzung

Die Durchführung von Inc-Dec-Gaming setzt jedoch kein kollusives Zusammenwirken von Unternehmen voraus, sondern kann durch einen einzelnen Marktakteur betrieben werden. Inwieweit sich darüber hinaus Marktakteure in Kartellabsicht zusammenschließen könnten, ist damit Frage des Einzelfalls und nicht abstrakt rechtlich zu bewerten.

III. Missbrauchsverbot (Art. 102 AEUV, §§ 19, 29 GWB)

Das in Art. 102 S. 2 lit. a AEUV, §§ 19 Abs. 1, 2 Nr. 2, 29 GWB geregelte Missbrauchsverbot untersagt marktbeherrschenden Unternehmen, diese Stellung zu ihren Gunsten missbräuchlich auszunutzen. Ein insoweit relevanter Ausbeutungs- oder Preishöhenmissbrauch liegt vor, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen als Anbieter einer bestimmten Art von Waren Entgelte fordert, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden (§ 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB). Maßgeblich ist, ob der Einsatz der Marktmacht wegen seiner Auswirkungen auf den Wettbewerb oder die Marktgegenseite bei Abwägung der Interessen aller Beteiligten als missbräuchlich einzustufen ist. § 29 GWB statuiert ein energiespezifisches Missbrauchsverbot (Preiskontrolle), das die allgemeine Verhaltenskon-

²⁴ Paschke, in: Münchener Kommentar zum europäischen und deutschen Wettbewerbsrecht (Kartellrecht), Band 1 Europäisches Wettbewerbsrecht, 2007, Art. 81 EG Rn. 4 f.

²⁵ Grundlegend EuGH, Urteil vom 16.12.1975, 40/73 – „Suiker Unie“, Rn. 26.

²⁶ Vgl. EuGH, 11.1.1990, Rs. C 277/87 – Sandoz prodotti, Slg. 1990, I-45; EuGH, 8.7.1999, Rs. C-49/92 P – Anic Partecipazioni, Slg. 1999, I-4125, 4200 ff. Rn. 108 ff.; Bek. der Kommission, Leitlinien zur Anwendung von Artikel 81 Absatz 3 EG-Vertrag (2004/C 101/08), ABl. C 101 v. 27.4.2004, S. 97, 98 Rn. 14. Zu den Anforderungen an eine Abstimmung vgl. im Einzelnen Bek. der Kommission, Leitlinien zur Anwendung von Artikel 81 Absatz 3 EG-Vertrag (2004/C 101/08), ABl. C 101 v. 27.4.2004, S. 97, 98 Rn. 15 m.w.N.; vgl. auch Bechtold/Bosch/Brinker/Hirsbrunner, EG-Kartellrecht, 2. Aufl. 2009, Art. 81 EG Rn. 51 ff. m.w.N.

²⁷ Vgl. Bek. der Kommission, Leitlinien zur Anwendung von Artikel 81 Absatz 3 EG-Vertrag (2004/C 101/08), ABl. C 101 v. 27.4.2004, S. 97, 99 f. Rn. 17 ff., 24 m.w.N.

trolle marktbeherrschender Unternehmen gem. §§ 19, 20 GWB für die leitungsgebundene Versorgung mit Energie durch Schutz der Marktgegenseite vor unangemessenen, nicht wettbewerblichen Entgelten verschärft.

1. Marktbeherrschung

Ein bestimmtes Verhalten eines Marktteilnehmers stellt nur dann eine Gefahr für die Entstehung bzw. Aufrechterhaltung des Wettbewerbs auf dem sachlich und räumlich relevanten Markt dar, wenn das Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung innehat. Nicht marktbeherrschende Unternehmen unterliegen bei ihren Preisforderungen keinen Einschränkungen durch das wettbewerbsrechtliche Missbrauchsverbot.

a) Bestimmung von Marktmacht im Stromgroßhandel

Nach der Definition des *Europäischen Gerichtshofs (EuGH)* ist ein Unternehmen marktbeherrschend, wenn es aufgrund seiner wirtschaftlichen Machtstellung in der Lage ist, auf dem relevanten Markt wirksamen Wettbewerb zu verhindern und sich im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern, seinen Abnehmern und letztlich den Verbrauchern in nennenswertem Umfang unabhängig zu verhalten²⁸. § 18 Abs. 1 GWB enthält eine Legaldefinition der Marktbeherrschung. Demnach ist ein Unternehmen marktbeherrschend, soweit es als Anbieter oder Nachfrager einer bestimmten Art von Waren oder gewerblichen Leistungen auf dem sachlich und räumlich relevanten Markt a) ohne Wettbewerber ist oder keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt ist, oder b) eine im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat. § 18 Abs. 3 GWB nennt einen Katalog von Kriterien, die bei der Bewertung der Marktstellung eines Unternehmens im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern zu berücksichtigen sind²⁹. Nach § 18 Abs. 4 GWB wird vermutet, dass ein Unternehmen marktbeherrschend ist, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat.

Das Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung soll sich insgesamt aus dem Zusammentreffen mehrerer Umstände ergeben, die jeweils für sich genommen nicht ausschlaggebend sein müssen, wobei der Höhe der Marktanteile erhebliche Bedeutung zukommt³⁰. Nach Ansicht der *EU-Kommission* kann auch ein Unternehmen, dessen Marktanteil geringer als 40 Prozent ist, marktbeherrschend sein, wenn Wettbewerber aufgrund besonderer Umstände nicht in der

²⁸ St. Rspr. des *EuGH*, Entscheidung vom 14.2.1978, Rs. 27/76 – „United Brands“, Rn. 63 ff.; Urteil vom 1.7.2008, C-49/07 – „MOTOE“, Rn. 37.

²⁹ Marktanteil; Finanzkraft; Zugang zu den Beschaffungs- oder Absatzmärkten; Verflechtungen mit anderen Unternehmen; rechtliche oder tatsächliche Schranken für den Marktzutritt anderer Unternehmen; tatsächlicher oder potenzieller Wettbewerb durch Unternehmen, die innerhalb oder außerhalb des Geltungsbereichs dieses Gesetzes ansässig sind; Fähigkeit, Angebot oder Nachfrage auf andere Waren oder gewerbliche Leistungen umzustellen; Möglichkeit der Marktgegenseite, auf andere Unternehmen auszuweichen.

³⁰ Vgl. auch *Bechtold/Bosch/Brinker/Hirsbrunner*, EG-Kartellrecht, 2. Aufl. 2009, Art. 82 EG Rn. 17 ff. m.w.N.; *Möschel*, in: *Immenga/Mestmäcker* (Hrsg.), Wettbewerbsrecht: EG/Teil 1, 4. Aufl. 2007, Art. 82 EGV Rn. 63 ff.

Lage sind, das Verhalten des Unternehmens wirksam einzuschränken³¹. Im Ergebnis wird die Marktbeherrschung eines Unternehmens daher primär anhand seiner Marktanteile bestimmt, ergänzend gilt das Konzept der sog. Pivotalanalyse (dazu sogleich).

In Bezug auf den Stromgroßhandelsmarkt gingen die Gerichte und Kartellbehörden zunächst von einer gemeinsamen Marktbeherrschung der Unternehmen *E.ON* und *RWE* aus³². Das *BKartA* nahm in seiner Sektoruntersuchung von 2011 eine Beherrschung³³ des deutschen Stromgroßhandelsmarktes durch drei bzw. vier individuell marktbeherrschende Versorgungsunternehmen an³⁴. Nach Ansicht des *Bundesgerichtshofs* (*BGH*) ist jedes von mehreren Unternehmen individuell als marktbeherrschend anzusehen, wenn sie neben- oder unabhängig voneinander die Möglichkeit haben, wirksamen Wettbewerb auf einem Markt zu verhindern³⁵. Die Annahme der Einzelmarktbeherrschung durch mehrere Unternehmen folgte aus der Anwendung der bereits genannten Pivotalanalyse. Im Rahmen einer solchen Analyse wird der Frage nachgegangen, wie groß die verfügbare Kapazität eines Anbieters im Verhältnis zu der jeweiligen Gesamtnachfrage ist³⁶. Sobald ein Anbieter unverzichtbar zur Deckung der gesamten Stromnachfrage sei („pivotal“), würden die Abnehmer bereits unterhalb hoher Marktanteile (< 40 %) von diesem Handelspartner abhängig, sodass jeder Anbieter zu jedem Zeitpunkt, in dem seine Kapazität zur Deckung der Gesamtnachfrage notwendig sei, erhebliche Marktmacht besitze³⁷. Im Ergebnis hätten sich mindestens drei, wahrscheinlich sogar vier Unternehmen in einer Position befunden, die es ihnen ermöglichte, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von Wettbewerbern, Abnehmern und Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabatzmarkt zu beeinträchtigen³⁸. In den Jahren 2007 und 2008 habe in einer signifikanten Anzahl von Stunden die Nachfrage nach Strom ohne die Kapazitäten von jeweils *E.ON*, *RWE*, *Vattenfall* und *EnBW* nicht gedeckt werden können, sodass jedes Unternehmen für sich in einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar gewesen sei³⁹.

Aufgrund der Entwicklungen in den vergangenen Jahren kann aktuell wohl nicht mehr davon ausgegangen werden, dass ein Anbieter eine marktbeherrschende Stellung besitzt. So stellten *BNetzA* und *BKartA* in ihrem Monitoringbericht 2018 fest, dass die Marktmacht der größten konventionellen Stromerzeugungsunternehmen in den letzten Jahren deutlich abgenommen

³¹ *Europäische Kommission*, Erläuterungen zu den Prioritäten der Kommission bei der Anwendung von Artikel 82 des EG-Vertrags auf Fälle von Behinderungsmissbrauch durch marktbeherrschende Unternehmen (5.12.2008), KOM(2008) 832 final, Rn. 14.

³² § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB; *OLG Düsseldorf*, Beschluss vom 06.06.2007, Az. VI-2 7/04 – „E.ON/ Stadtwerke Eschwege“; *BGH*, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07 – „E.ON/Stadtwerke Eschwege“, Rn. 25 ff.; *BKartA*, Beschluss vom 12.09.2003, B8-21/03 – „E.ON/Stadtwerke Eschwege“, Rn. 58 ff.; *Kommission*, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.389 – „Deutscher Stromgroßhandels- und Regelenergiemarkt“, Rn. 13 ff., 25.

³³ § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB.

³⁴ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 17, 88 ff.

³⁵ *BGH*, Beschluss vom 3.3.2009, Az. KZR 82/07 – Reisestellenkarte, Beschlussausfertigung S. 13; *EuGH*, Urteil vom 6.4.1995, Rs. C-241/91 und C-242/91 – „Magill“.

³⁶ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 18.

³⁷ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 97.

³⁸ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 19, 113.

³⁹ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 20, 114.

habe⁴⁰. Auch im Hinblick auf die Gebotszonentrennung habe sich der Grad der Marktkonzentration verringert⁴¹. Der Rückgang der Marktmachttendenzen beruhe – neben einer Verringerung der Marktanteile der großen Erzeuger – auf dem Umstand, dass die Erzeugungskapazitäten seit Jahren die Nachfrage überstiegen und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Nachfragedeckung gestiegen sei⁴².

b) Inc-Dec-Gaming ohne Marktmacht auf Großhandelsmarkt und Redispatch-Markt: Kein Wettbewerbsverstoß

Normadressat des Missbrauchsverbots sind allein marktbeherrschende Unternehmen. Erst die Marktmacht versetzt das Unternehmen in die Lage, den Wettbewerb auf dem relevanten Markt zu gefährden. Das Ausüben von Inc-Dec-Gaming erfordert keine Marktmacht, sondern dieses kann grundsätzlich von jedem Marktteilnehmer durchgeführt werden⁴³. Ohne Marktmacht auf dem Stromgroßhandels- und dem Redispatch-Markt ist ein Verstoß gegen Wettbewerbsrecht ausgeschlossen.

c) Inc-Dec-Gaming ohne Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt, aber mit Marktmacht auf dem Redispatch-Markt: Wettbewerbsverstoß möglich

Im Fall von Inc-Dec-Gaming ist der Stromgroßhandel der relevante Markt, auf dem das Gebotsverhalten eines Marktteilnehmers von den Grenzkosten in potenziell missbräuchlicher Weise abweichen kann. Dort dürfte aber – wie dargestellt – derzeit aufgrund der Verringerung der Marktanteile (keine Marktanteile > 40 %) und der bestehenden Überkapazitäten (d.h.: kein Anbieter pivotal) kein Stromerzeuger Marktmacht besitzen. Zudem ist Inc-Dec-Gaming auch gänzlich ohne (auch lokale) Marktmacht möglich. Das Bieten eines nicht marktbeherrschenden Unternehmens wird vom Tatbestand des Missbrauchsverbots nicht erfasst und ist auf jeden Fall wettbewerbsrechtlich unbedenklich (vgl.o.).

Fraglich ist jedoch, ob sich eine wettbewerbsrechtliche Relevanz ergibt, wenn ein Stromanbieter im Redispatch-Markt marktbeherrschend ist, eine möglicherweise wettbewerbswidrige Handlung aber auf dem Stromgroßhandelsmarkt stattfindet. In diesem Fall käme es zu einem Auseinanderfallen von Marktbeherrschung (Redispatch-Markt) und fraglichem Bieterverhalten (Stromgroßhandelsmarkt).

⁴⁰ Der kumulierte Marktanteil der fünf größten Stromerzeuger auf dem deutschen-österreichischen Stromer Absatzmarkt sei von 69,4 Prozent in 2016 auf 67,5 Prozent in 2017 gesunken, *BNetzA/ BKartA*, Monitoringbericht 2018 (November 2018), S. 7, 42.

⁴¹ Der kumulierte Marktanteil der fünf größten Anbieter auf dem deutschen Stromer Absatzmarkt sei von 76,5 Prozent in 2016 auf 75,5 Prozent in 2017 gesunken, *BNetzA/ BKartA*, Monitoringbericht 2018 (November 2018), S. 7.

⁴² *BNetzA/ BKartA*, Monitoringbericht 2018 (November 2018), S. 45.

⁴³ Auf das angehängte Dokument „INC-DEC ohne Marktmacht“ von NEON Neue Energieökonomik, 22.10.2018, wird verwiesen.

Wendet man die Pivotalanalyse auf den Redispatch-Markt an, wäre eine Marktbeherrschung aufgrund der Engpassbezogenheit dieses Marktes zumindest denkbar. Im Rahmen der Analyse wird, wie dargestellt, das Verhältnis zwischen verfügbarer Stromerzeugungskapazität eines bestimmten Anbieters und der Gesamtnachfrage nach Strom im Markt untersucht, um festzustellen, ob ein bestimmter Anbieter mit seinen Erzeugungskapazitäten zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Deckung des jeweiligen Strombedarfs unverzichtbar war⁴⁴. Die Anwendung dieser Analyse könnte dazu führen, dass ein kleiner Anbieter, dessen Erzeugungsanlagen zur Behebung des Engpasses im konkreten Fall aufgrund seiner örtlichen Lage im Netz von besonderer Relevanz und damit notwendig sind, marktbeherrschend wird. Die Unverzichtbarkeit seiner Erzeugungsanlage zur Behebung des Engpasses könnte in einem solchen Fall eine Hebelwirkung entfalten, die ihm eine marktbeherrschende Stellung auf dem Redispatch-Markt einräumen könnte.

Nach den Maßstäben des europäischen Wettbewerbsrechts ist ein Verstoß gegen das Missbrauchsverbot auch dann möglich, wenn der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung auf einem *anderen* als dem beherrschten Markt erfolgt⁴⁵. Das Missbrauchsverbot trifft keine Anforderungen bezüglich der Lokalisierung des missbräuchlichen Verhaltens auf dem Produktmarkt; der Missbrauch muss also nicht zwangsläufig auf dem beherrschten Markt stattfinden, um einen Wettbewerbsverstoß zu begründen⁴⁶. Beim Marktmachttransfer auf Verbundmärkte – auch Leveraging genannt – überträgt ein marktbeherrschendes Unternehmen seine Marktmacht auf einen anderen als den beherrschten Markt (Koppelungsgeschäfte, Kosten-Preis-Schere)⁴⁷. Das kartellrechtliche Koppelungsverbot zielt entsprechend darauf ab, den Wettbewerb auf dem Markt für gekoppelte Produkte (Sekundärmarkt) gegen Verfälschungen zu schützen, um eine Verdrängung von Wettbewerbern auf dem Sekundärmarkt durch das Unternehmen in beherrschender Stellung und eine Übertragung der Marktmacht von dem bereits beherrschten auf den benachbarten Markt für das gekoppelte Produkt zu verhindern⁴⁸. Die Besonderheit der sogenannten Kosten-Preis-Schere als Unterfall des Marktmachttransfers auf Verbundmärkten besteht im Bezug der beanstandeten Verhaltensweisen auf einen anderen als den beherrschten Markt⁴⁹. Tritt die wettbewerbswidrige Wirkung des beanstandeten Verhaltens auf einem anderen als dem beherrschten Markt ein, bedarf die Verantwortung des beherrschenden Unternehmens für wirksamen Wettbewerb einer gesonderten Begründung, die struk-

⁴⁴ *Stappert/Groß*, in: *Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen*, Grundriss zum Energierecht, 2. Aufl. 2015, Kap. 16 Rn. 62.

⁴⁵ *Weiß*, in: *Säcker* (Hrsg.), *Energierecht* (Band 2) (3. Aufl. 2014), Art. 102 AEUV Rn. 26, 44.

⁴⁶ *Kommission*, Entscheidung vom 24.07.1991, ABl. 1992 Nr. L 72/1, Rn. 104 (Tetra Pak); EuG, Rs. T-83/91, Slg. 1994, II-755, Rn. 113 (Tetra Pak/Kommission).

⁴⁷ *Eilmansberger/Kruis*, in: *Streinz*, EUV/AEU (3. Aufl. 2018), Art. 102 Rn. 121.

⁴⁸ *Emmerich*, in: *Dauses/Ludwigs*, Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts (45. EL Juli 2018), Art. 102 Rn. 132.

⁴⁹ *Mestmäcker/Schweitzer*, in: *Mestmäcker/Schweitzer*, Europäisches Wettbewerbsrecht (3. Aufl. 2014), § 19 Rn. 35.

turelle Verbindungen zwischen den relevanten Märkten voraussetzt, die marktübergreifende Strategien ermöglichen und die Zurechnung zur beherrschenden Stellung rechtfertigen⁵⁰.

Dass zwischen dem Stromgroßhandels- und einem Redispatch-Markt strukturelle Verbindungen bestehen, die marktübergreifende Strategien ermöglichen, zeigen bereits die Ausführungen zum Untersuchungsgegenstand. Das Vorgehen beim Inc-Dec-Gaming besteht im Wesentlichen darin, beim Bieten auf dem Stromgroßhandelsmarkt Erlöse aus dem Redispatch-Markt als Opportunitäten einzupreisen. Das fragliche Bieterverhalten findet somit auf dem Stromgroßhandelsmarkt statt, die Strategie des Einpreisen betrifft aber auf einem anderen Markt zu erwirtschaftende Opportunitäten. Gleichzeitig ist es möglich, durch das Bieterverhalten auf dem Stromgroßhandelsmarkt den Bedarf an Redispatch-Leistung zu beeinflussen. Stromgroßhandels- und Redispatch-Markt stellen Teile eines Systems zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs dar. Zwischen Stromgroßhandels- und Redispatch-Markt besteht somit eine strukturelle Verbindung, die das Ausüben marktübergreifender Strategien ermöglicht. Sollte ein Marktteilnehmer daher aufgrund seiner Unverzichtbarkeit zur Behebung eines Engpasses marktbeherrschend werden, so könnte zumindest nicht ausgeschlossen werden, dass er durch sein Gebotsverhalten am separaten Stromgroßhandelsmarkt gegen (europäisches) Wettbewerbsrecht verstößt – vorausgesetzt, das Gebotsverhalten erweist sich als missbräuchlich (dazu sogleich).

Ob im Übrigen auch *Nachfrager* marktbeherrschend i.S.d. Wettbewerbsrechts sein können, bedürfte einer tiefergehenden Untersuchung. Die bisherigen Methoden zur Bewertung von Marktmacht auf den Strommärkten zielen auf die Betrachtung von Kapazitätsanbietern und deren Einfluss auf den Wettbewerb ab. Aufgrund der Notwendigkeit der Ausgeglichenheit von Angebot und Nachfrage ließe sich aber argumentieren, dass auch eine Verbrauchsanlage marktmächtig werden könnte, sobald ihre Nachfrage zur Behebung des jeweiligen Engpasses notwendig würde und der Wettbewerb deshalb eingeschränkt wäre.

2. Missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung

Nach der Rechtsprechung erfasst der Begriff der missbräuchlichen Ausnutzung alle Handlungen eines marktbeherrschenden Unternehmens, die die Struktur eines Marktes beeinflussen können, auf dem der Wettbewerb bereits wegen der Anwesenheit des fraglichen Unternehmens geschwächt ist und die die Aufrechterhaltung des auf dem Markt noch bestehenden Wettbewerbs durch die Verwendung von Mitteln behindern, die von den Mitteln eines normalen, auf

⁵⁰ Mestmäcker/Schweitzer, in: Mestmäcker/Schweitzer, Europäisches Wettbewerbsrecht (3. Aufl. 2014), § 19 Rn. 36.

Leistung basierenden Produktwettbewerbs abweichen⁵¹. Art. 102 S. 2 AEUV enthält Regelbeispiele für Missbrauchsfälle⁵².

a) Angemessenheit der Preishöhe

Den Kontrollmaßstab zur Untersagung missbräuchlichen Verhaltens bildet der Grundsatz des als-ob-Wettbewerbs, wonach die von einem marktbeherrschenden Unternehmen geforderten Entgelte nicht höher sein dürfen als diejenigen Entgelte, die sich bei wirksamem Wettbewerb eingestellt hätten (wettbewerbsanaloger Preis)⁵³. Im Fall des Preismissbrauchs ist derjenige Preis bzw. diejenige Spanne zwischen Preis und Kosten maßgeblich, die sich am Markt durchsetzen ließe, wenn das Unternehmen keine marktbeherrschende Stellung für seine Leistungen besäße, sondern den Preis im funktionierenden Wettbewerb mit anderen Anbietern bilden müsste⁵⁴. Ein Unternehmen handelt wettbewerbsanalog, wenn es durch das von ihm geforderte Entgelt die effizienten Kosten abdeckt und ggf. einen angemessenen, den Besonderheiten der jeweiligen Marktverhältnisse entsprechenden Gewinn erzielt⁵⁵. Die von einem marktbeherrschenden Unternehmen geforderten Preise dürfen nicht höher sein als die sich bei wirksamem Wettbewerb ergebenden Preise⁵⁶. Bei vollkommenem Wettbewerb entspricht der erzielbare Preis den kurzfristigen variablen Grenzkosten⁵⁷ desjenigen Kraftwerks, das die letzte Einheit produziert, die zur Deckung der Gesamtnachfrage notwendig ist (einheitlicher markträumender Preis)⁵⁸.

Funktioniert der Wettbewerb im Stromgroßhandel, handeln alle Marktteilnehmer als Preisnehmer⁵⁹. Das bedeutet, dass der Marktpreis als gegeben akzeptiert wird und die Marktteilnehmer lediglich die von ihnen angebotene oder abgenommene Strommenge dem jeweiligen

⁵¹ Vgl. *EuGH*, 13.2.1979, Rs. 85/76, Slg. 1979, 461, 463 – „Hoffmann-La Roche“; *EuGH*, 3.7.1991, Rs. 62/86, Slg. 1991, I-3359 Rn. 69 – „Akzo“; vgl. auch *OLG Düsseldorf*, 20.6.2006, VI-2 Kart 1/06 (V), 2 Kart 1/06 (V) Rn. 100.

⁵² **§ 102 AEUV**: „Mit dem Binnenmarkt unvereinbar und verboten ist die missbräuchliche Ausnutzung einer beherrschenden Stellung auf dem Binnenmarkt oder auf einem wesentlichen Teil desselben durch ein oder mehrere Unternehmen, soweit dies dazu führen kann, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.“

Dieser Missbrauch kann insbesondere in Folgendem bestehen:

- a) der unmittelbaren oder mittelbaren Erzwingung von unangemessenen Einkaufs- oder Verkaufspreisen oder sonstigen Geschäftsbedingungen;
- b) der Einschränkung der Erzeugung, des Absatzes oder der technischen Entwicklung zum Schaden der Verbraucher;
- c) der Anwendung unterschiedlicher Bedingungen bei gleichwertigen Leistungen gegenüber Handelspartnern, wodurch diese im Wettbewerb benachteiligt werden;
- d) der an den Abschluss von Verträgen geknüpften Bedingung, dass die Vertragspartner zusätzliche Leistungen annehmen, die weder sachlich noch nach Handelsbrauch in Beziehung zum Vertragsgegenstand stehen.“

⁵³ *Mohr*, in: Säcker (Hrsg.), *Energierecht* (Band 2) (3. Aufl. 2014), § 29 GWB Rn. 34.

⁵⁴ *Mohr*, in: Säcker (Hrsg.), *Energierecht* (Band 2) (3. Aufl. 2014), § 29 GWB Rn. 34.

⁵⁵ *Mohr*, in: Säcker (Hrsg.), *Energierecht* (Band 2) (3. Aufl. 2014), § 29 GWB Rn. 37.

⁵⁶ *Mohr*, in: Säcker (Hrsg.), *Energierecht* (Band 2) (3. Aufl. 2014), § 29 GWB Rn. 152.

⁵⁷ Unter Grenzkosten sind die Kosten zu verstehen, die durch die Produktion einer weiteren Einheit eines Produkts entstehen, *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56, 161.

⁵⁸ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 38, 56.

⁵⁹ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56.

Marktpreis anpassen, bis die Grenzerlöse den Grenzkosten entsprechen⁶⁰. In einem solch vollkommenen Markt wäre es für jeden Anbieter rational, seine Erzeugungskapazitäten zu den jeweiligen Grenzkosten anzubieten⁶¹. Böte er unterhalb seiner Grenzkosten an, liefe der Marktteilnehmer Gefahr, einen negativen Deckungsbeitrag zu erzielen; böte der Marktteilnehmer hingegen oberhalb seiner Grenzkosten, setzte er sich der Gefahr aus, dass Erzeugungskapazitäten, die einen positiven Deckungsbeitrag erzielen könnten, nicht zum Zuge kommen⁶².

Abweichungen vom Grundsatz, dass alle Kraftwerke eingesetzt werden, deren Grenzkosten kleiner oder gleich dem Strompreis sind, können u.a. auf Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten, Portfolioeffekten oder Einsatzkalkülen für bestimmte Betriebswege basieren. Einen weiteren rechtmäßigen Grund für Preise über dem Marktpreis betrifft das Verhältnis zwischen day-ahead- und intraday-Markt. Hält ein Versorgungsunternehmen einen diversifizierten Kraftwerkspark, kann es insgesamt wirtschaftlich optimal sein, einzelne Kraftwerke einzusetzen, obwohl sie nicht im Geld sind⁶³. Kann der Kraftwerksbetreiber seine erzeugten Stromkapazitäten nämlich auf dem der day-ahead-Auktion nachgelagerten intraday-Markt zu einem höheren Preis als auf dem day-ahead-Markt verkaufen, liegen seine Grenzkosten über dem Marktpreis, ohne dass dies missbräuchlich wäre⁶⁴.

Das Kartellrecht kennt zwei Methoden zur Beantwortung der Frage, ob ein Preishöhenmissbrauch vorliegt: Das Vergleichsmarktkonzept und das Gewinnbegrenzungskonzept. Das Vergleichsmarktkonzept wendet den Kontrollmaßstab des als-ob-Wettbewerbs an, wonach die von einem marktbeherrschenden Unternehmen geforderten Entgelte im Einzelfall nicht höher sein dürfen als diejenigen Entgelte, die sich bei wirksamem Wettbewerb ergeben würden (hypothetischer Wettbewerbspreis/wettbewerbsanaloger Preis, vgl.o.). Wird der Erstabatzmarkt für Strom – wie in Deutschland – mindestens bundesweit abgegrenzt (zonaler Markt), stößt das Vergleichsmarktkonzept aber mangels Existenz eines vergleichbaren Marktes an seine Grenzen, sodass stattdessen das Gewinnbegrenzungskonzept Anwendung findet. In dessen Rahmen wird der hypothetische Wettbewerbspreis anhand einer Gewinnkontrolle ermittelt⁶⁵, indem die Kosten- und Gewinnsituation des jeweiligen Versorgungsunternehmens analysiert wird. Das Gewinnbegrenzungskonzept betrachtet das Verhältnis zwischen den Preisen bzw. Erlösen des marktbeherrschenden Unternehmens und den (wettbewerbsanalogen) Selbstkosten für das jeweilige Produkt⁶⁶. Bei diesem Konzept ist im ersten Schritt eine Kostenkontrolle durchzuführen, um die (wettbewerbsanalogen) Selbstkosten festzustellen (Ermittlung der Kosten); im

⁶⁰ BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56.

⁶¹ BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56.

⁶² BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56, 58, 59.

⁶³ BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 62.

⁶⁴ BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 24, 62; Konar, Wettbewerbskonforme Stromgroßhandelspreise (2015), S. 23.

⁶⁵ Gewinnspannenbegrenzung, § 29 S. 1 Nr. 2 GWB.

⁶⁶ Stappert, VEnergR 128, 197 ff.

zweiten Schritt ist zu prüfen, ob die erzielten Gewinne die festgestellten Kosten unangemessen überschreiten (Angemessenheit der Gewinne)⁶⁷.

Das *BKartA* wendete das Gewinnbegrenzungskonzept im Verfahren gegen *RWE* und *E.ON* wegen Einpreisung von Opportunitätskosten unentgeltlich zugeteilter CO₂-Zertifikate in die Stromgroßhandelspreise an und betonte dabei die Bedeutung einer sachgerechten Grenzkostenbildung⁶⁸. Das *BKartA* hegte den Verdacht, dass *RWE* und *E.ON* die Einführung des CO₂-Zertifikatehandels ausnutzten, um die Strompreise für Industriekunden in die Höhe zu treiben und windfall-profits in beachtlicher Höhe zu erzielen⁶⁹. CO₂ emittierenden Unternehmen wurden durch die Deutsche Emissionshandelsstelle im Rahmen der ersten Handelsperiode des Zertifikatmarktes unentgeltlich Zertifikate zugeteilt. *RWE* hatte den Wert dieser Zertifikate als Opportunitätskosten in ihre Stromverkaufspreise gegenüber Industriekunden eingepreist. Das *BKartA* wertete die Praxis der Berücksichtigung dieses einzelnen Kostenbestandteils jedenfalls im Hinblick auf die Strom-Grundlastbänder und die Stromvollversorgung im bilateralen Geschäft als Ausbeutungsmisbrauch der beherrschenden Stellung von *RWE* auf den bundesweiten Strommärkten, soweit in den Preisen mehr als 25 Prozent des im Gesamtpreis anteilig enthaltenen CO₂-Zertifikatwerts umgelegt wurde⁷⁰. Opportunitätskosten bestimmen – neben den Kosten der Produktion einer zusätzlichen Einheit (wie Brennstoffkosten) – die Höhe der Grenzkosten von Erzeugungsanlagen⁷¹. Das Konzept der Opportunitätskosten sieht vor, dass bei einer ökonomischen Entscheidung grundsätzlich diejenigen Kosten einzubeziehen sind, die den entgangenen Nutzen bewerten, den ein eingesetzter Faktor in einer alternativen Verwendung gehabt hätte⁷². Nach Ansicht des *BKartA* ist es betriebswirtschaftlich rational und für eine freie Marktwirtschaft prägend, dass sich unternehmerische Entscheidungen über den Produktionsmitteleinsatz an Opportunitätskosten orientieren⁷³. Kalkulatorisch erfolgt der Ansatz von Opportunitätskosten, indem zuzüglich zu den reinen Zuwachskosten i.S.v. Kosten, die für die Produktion einer weiteren Einheit aufgewandt worden sind, Schattenpreise berücksichtigt werden⁷⁴. Die Berechnung basiert regelmäßig auf Terminmarktpreisen, die als Indikator für zukünftig zu erwartende Preise fungieren⁷⁵. Schattenpreise folgen aus komplexen Optimierungsrechnungen, in die Prognosen über die zu erwartenden Marktpreise einfließen⁷⁶.

Der Ansatz von Opportunitätskosten ist wettbewerbsrechtlich *im Grundsatz* nicht verboten, da es kein Verhalten darstellt, das von den Mitteln eines normalen Produktwettbewerbs abweicht und einem marktbeherrschenden Unternehmen allein oder gerade wegen seiner Marktmacht

⁶⁷ *Stappert/Groß*, in: *Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen*, Grundriss zum Energierecht, 2. Aufl. 2015, Kap. 16 Rn. 96.

⁶⁸ *BKartA*, Tätigkeitsbericht 2005/2006, BT-Drs. 16/5710, S. 30, sowie Beschluss vom 26.9.2009, B8-88/05-2 – „CO₂-Verfahren“.

⁶⁹ *BKartA*, Tätigkeitsbericht 2005/2006, BT-Drs. 16/5710, S. 30.

⁷⁰ *BKartA*, Beschluss vom 26.9.2009, B8-88/05-2 – „CO₂-Verfahren“, Rn. 4.

⁷¹ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56, 162.

⁷² *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 56, 187.

⁷³ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 187.

⁷⁴ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 188.

⁷⁵ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 188.

⁷⁶ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 188.

möglich wäre⁷⁷. Der Ansatz von Opportunitätskosten unterliegt dennoch Schranken: Einen Unwert erlangt das Verhalten z.B., wenn *künstlich überhöhte* Schattenpreise angesetzt werden⁷⁸. Ob die Kalkulation von Opportunitätskosten sachgerecht erfolgte, kann jedoch nur in Ansehung der besonderen Gegebenheiten der jeweiligen Erzeugungseinheit nachvollzogen werden⁷⁹. Die von *RWE* geforderten Preise seien insofern von solchen Preisen abgewichen, die sich bei wirklichem Wettbewerb gebildet hätten⁸⁰.

b) Inc-Dec-Gaming: Kein Wettbewerbsverstoß bei Einpreisung normaler Opportunitäten

Ob ein Ausbeutungs- bzw. Preismissbrauch vorliegt, wird im Hinblick auf das Inc-Dec-Gaming – wie dargestellt – anhand des Gewinnbegrenzungskonzepts beurteilt, das bewertet, ob den Produktionskosten ein angemessener Gewinn gegenübersteht. Die Einpreisung von Opportunitätskosten ist sowohl aus ökonomischer als auch aus wettbewerbsrechtlicher Perspektive rational und nicht zu beanstanden, solange die Preisbildung sachgerecht erfolgt und keine überhöhten Schattenpreise angesetzt werden (vgl.o.). Im Rahmen von Inc-Dec-Gaming ist damit ein Bieten auf dem Stromgroßhandelsmarkt unter Berücksichtigung der „normalen“ Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt selbst dann nicht verboten, wenn das handelnde Unternehmen Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt oder dem Redispatch-Markt innehat.

c) Inc-Dec-Gaming: Wettbewerbsverstoß durch Einpreisung überschießender Opportunitäten

Das Einpreisen von Opportunitätskosten aus dem Redispatch-Markt auf dem Stromgroßhandelsmarkt gelangt jedoch an seine Grenzen, sobald oberhalb der redispatchbedingten Grenzkosten geboten wird und überschießende Opportunitäten eingepreist werden. Das *BKartA* hat im CO₂-Verfahren klargestellt, dass die Einpreisung von Opportunitätskosten *grundsätzlich* zulässig ist, die Höhe der Einpreisung sich allerdings an den Grenzkosten bzw. dem Marktwert zu orientieren habe. Daher fragt sich, was beim Redispatch die Grenzkosten bzw. der Marktwert der Redispatch-Leistung sind. Diese entsprechen wohl dem markträumenden Preis eines marktbasierten Redispatch. Das Einpreisen überschießender Opportunitäten, die keine Basis im Redispatch-Markt finden, dürfte demnach unzulässig sein. Dieses Verhalten ist jedoch nur relevant, wenn entweder Marktmacht direkt im Stromgroßhandel oder im Redispatch-Markt besteht.

⁷⁷ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 189.

⁷⁸ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 189.

⁷⁹ *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (Januar 2011), S. 189.

⁸⁰ *BKartA*, Tätigkeitsbericht 2005/2006, BT-Drs. 16/5710, S. 30.