

BEITRAG VON FLEXIBILITÄTEN IM VERTEILNETZ ZUR SENKUNG DER REDISPATCHKOSTEN IN DEUTSCHLAND

Studie im Auftrag von Innogy und deutschen
Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0)

Juli 2017



INHALT

Zusammenfassung	4
1 Einleitung und Hintergrund	6
1.1 Hintergrund der Studie	6
1.2 Zielsetzung der Studie	6
1.3 Methodik und Aufbau	6
2 Status Quo – Redispatch in Deutschland	8
2.1 Was ist Redispatch?	8
2.2 Lage von Netzengpässen im deutschen Übertragungsnetz	9
2.3 Für Redispatchmaßnahmen heute genutzte Kraftwerke (2015)	12
2.4 Institutionelle Regelungen zum Redispatch	16
2.5 Abgrenzung der Kosten aus betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Perspektive	24
3 Identifikation der Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz	27
3.1 Potentiale und Kosten der dezentralen Flexibilität	27
3.2 Regionale Verteilung der dezentralen Flexibilitäten	35
3.3 Zwischenfazit zu Optimierungspotentialen durch Flexibilität im Verteilnetz	36
4 Bewertung des Einsparpotenzials durch dezentrale Flexibilität	39
4.1 Worin liegen Einsparpotenziale bei der Nutzung dezentraler Flexibilitäten?	39
4.2 Vorgehen – Bestimmung der möglichen Einsparungen „Status Quo vs. Nutzung dezentrale Flexibilitäten“	43
4.3 Kosten im Status Quo Regime	45
4.4 Kosten bei zusätzlicher Nutzung dezentraler Flexibilitäten zur Engpassbehebung	47
4.5 Bandbreite der kurzfristigen Einsparmöglichkeiten	48
4.6 Weitere Überlegungen im Kontext der dezentralen Flexibilitätsnutzung	51
5 Fazit und Ausblick	56
5.1 Fazit – Es gibt kurzfristige Einsparpotentiale aus Nutzung dezentraler Flexibilität	56
5.2 Fazit – Die Bedeutung der Nutzung dezentraler Flexibilitäten wird weiter zunehmen	57
Anhang A – Herleitung der Flexibilitätspotenzial und Kosten und der Kosten	58
A.1 Szenarioannahmen für das Jahr 2015	58
A.2 Szenarioannahmen für das Jahr 2022/2023	63

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund und Zielsetzung

Die Redispatchkosten („Kosten für Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber zur Engpassbeseitigung im deutschen Übertragungsnetz“) in Deutschland sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen und haben im Jahr 2015 erstmal 1 Mrd. € überstiegen. Die drastische Umgestaltung des deutschen Energiesystems, mit insbesondere einem massiven Ausbau der Windenergie in Norddeutschland, in Verbindung mit einem eher schleppend vorankommenden Netzausbau haben zu dieser Zunahme geführt.

Gemeinsam mit der Branche sucht das BMWi deshalb nach kurzfristig umsetzbaren Optionen, um die Redispatchkosten in Deutschland zu senken, bis der geplante Netzausbau umgesetzt werden kann. Eine vielversprechende Option ist die Nutzung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale in den Verteilnetzen („dezentrale Flexibilität“). Der heutige Redispatch erfolgt durch Eingriffe in Großanlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, sowie an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen größer 10 MW. Darüber hinaus könnten aber auch weitere Kleinanlagen in Verteilnetzen genutzt werden, die ggf. eine günstigere geographische Lage zum Engpass haben oder geringere Anpassungskosten als die Großkraftwerke aufweisen.

Die Verteilnetzbetreiber der BDEW Projektgruppe DSO 2.0 haben über Innogy Frontier Economics¹ beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie mögliche Kosteneinsparpotentiale durch die Nutzung dezentraler Flexibilitäten größenordnungsmäßig abzuschätzen und die wichtigsten Treiber zu erläutern.

Wesentliche Analyseergebnisse

Unsere Analyse zeigt deutlich:

- Es gibt signifikante Einsparpotenziale durch die Nutzung weiterer dezentraler Flexibilitäten in Ergänzung zu bisher genutzten Flexibilitäten (konventionelle Kraftwerke, an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen größer 10 MW) für den Redispatch.
- Die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten im Verteilnetz zur Auflösung von Netzengpässen im Übertragungsnetz kann über folgende Mechanismen zu Kosteneinsparungen führen:
 - **Zusätzliches Angebot** - Das Portfolio der Flexibilitätsoptionen wird durch weitere dezentrale Flexibilitäten erweitert. Der Kostenvorteil kann entweder in den Kosten der Flexibilität vor Ort oder der besseren Sensitivität (Hebel) auf den Engpass begründet sein.
 - **Bessere Sensitivitäten** - Der Bedarf an Netzreserve kann reduziert werden. Günstigere Hebel beim Runterregeln können dazu führen, dass weniger (knappe) Leistung im Süden für das Hochregeln benötigt wird.

¹ Das IAEW Aachen hat Frontier Economics als Unterauftragnehmer unterstützt.

Im Gegenzug können aber auch zusätzliche Kosten für die Erschließung und Nutzung der dezentralen Flexibilitäten entstehen:

- Erschließungskosten vor Ort bei der Flexibilitätsquelle (z.B. für erforderliche Smart Meter);
- Koordinationskosten bei ÜNB und VNB zur sicheren Kommunikation und Abwicklung.
- Aus unserer Sicht wäre es für das Jahr 2023 realistisch, insgesamt von einem Kosteneinsparpotenzial von **100 bis 150 Mio. EUR/a** auszugehen (inkl. potentieller Einsparungen in der Netzreserve). In unseren Analysen ist der Wert aus dem Dispatch von Verteilnetzflexibilitäten bewusst sehr konservativ angesetzt worden. Die im Modell berechneten Einsparungen im Dispatch von ca. **30 bis 60 Mio. EUR/a**:
 - dürften sich bei der Berücksichtigung von Anfahrtkosten zentraler thermischer Kraftwerke noch deutlich erhöhen;
 - dürften sich bei der Berücksichtigung von Fehlmengen, die in der Praxis durch Kraftwerke im Ausland oder EinsMan. gedeckt werden ebenfalls erhöhen.
- Die Höhe der realisierbaren Kosteneinsparungen hängt in der Praxis maßgeblich von Umsetzungsdetails und der Effizienz des Regulierungsrahmens ab:
 - Konkurrierende Nutzungsoptionen mit räumlich und zeitlich variierender Zahlungsbereitschaft/Nutzen für Flexibilität müssen koordiniert werden;²
 - Neben Anreizen für die einzelnen Anbieter von Flexibilität und neben Fragen der Ausgestaltung der „Smart Markets“ ist auch die Rolle der Verteilnetzbetreiber als „Flexibilitätsmanager“ zu diskutieren und entsprechende Anreize im Regulierungsrahmen sind zu durchdenken.

Die Erschließung der dezentralen Flexibilitäten lohnt sich auch perspektivisch:

- **Beitrag zum Redispatch** – Zukünftig wird die Flexibilitätslücke durch den Wegfall zentraler Kraftwerke (u.a. Kernenergieausstieg, Sicherheitsreserve) weiter zunehmen. Gleichzeitig steigen die Potenziale dezentraler Erzeugung/Verbrauchs (u.a. durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors). Wenn der Übertragungsnetzausbau sich verzögern sollte, wird es auch zukünftig mehrfach zu Engpässen kommen, die mit immer weniger zentralen Optionen gelöst werden können.
- **Koordination der Flexibilitätsnutzung** – Auch in anderen Bereichen steigt voraussichtlich der Flexibilitätsbedarf (Kurzfristmärkte, Engpassmanagement im Verteilnetz). Es lohnt sich deshalb genauer nachzudenken, wie die dezentralen Flexibilitätspotenziale sinnvoll erschlossen und für alle Anwendungszwecke effizient eingesetzt werden können.

² Die Koordinationsfrage zur Nutzung dezentraler Flexibilitäten ist unabhängig von der Frage zu diskutieren, ob die Engpassbewirtschaftung über einen markt- oder kostenbasierten Redispatch erfolgt.

1 EINLEITUNG UND HINTERGRUND

1.1 Hintergrund der Studie

Die Redispatchkosten („Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber zur Engpassbeseitigung im deutschen Übertragungsnetz“) in Deutschland sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen und haben im Jahr 2015 erstmal 1 Mrd. € überstiegen.³ Die drastische Umgestaltung des deutschen Energiesystems mit insbesondere dem massiven Ausbau der Windenergie in Norddeutschland in Verbindung mit einem eher schleppend vorankommenden Netzausbau haben zu dieser Zunahme geführt. Gemeinsam mit der Branche sucht das BMWi deshalb nach kurzfristig umsetzbaren Optionen, um die Redispatchkosten in Deutschland zu senken, bis der geplante Netzausbau umgesetzt werden kann.

Eine vielversprechende Option ist die Nutzung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale in den Verteilnetzen („dezentrale Flexibilität“): Der heutige Redispatch erfolgt durch Eingriffe in Großanlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, sowie an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen größer 10 MW. Darüber hinaus könnten prinzipiell aber auch weitere Kleinanlagen in Verteilnetzen genutzt werden, die ggf. eine günstigere geographische Lage zum Engpass haben oder geringere Anpassungskosten als die Großkraftwerke aufweisen.

1.2 Zielsetzung der Studie

Die Verteilnetzbetreiber der BDEW Projektgruppe DSO 2.0 haben über Innogy Frontier Economics⁴ beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie mögliche kurzfristige Kosteneinsparpotentiale durch die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten größenordnungsmäßig abzuschätzen und die wichtigsten Treiber zu erläutern.

Da es um die Abschätzung von Potenzialen in den nächsten Jahren geht erstreckt sich unsere Analyse auf die nächsten 5 Jahre und bis ins Jahr 2022/23.

In Folge kann dann gemeinsam mit weiteren Stakeholdern diskutiert werden, wie ein geeigneter Ordnungsrahmen im Detail aussehen sollte, damit diese Potenziale möglichst effizient genutzt werden können.

1.3 Methodik und Aufbau

Unsere Abschätzung der Einsparpotenziale für die Redispatchkosten erfolgt in fünf Arbeitsschritten, die sich in der Struktur des Berichtes widerspiegeln:

³ Im Jahr 2016 sind die Kosten leicht gesunken, aber im ersten Quartal 2017 bereits wieder kräftig angestiegen - siehe BDEW (2017) – Redispatch in Deutschland.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FF9D6CC1CA14D85C12580CD004A10B3/\\$file/2017-04-10_Bericht%20Redispatch_Stand%20April%202017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FF9D6CC1CA14D85C12580CD004A10B3/$file/2017-04-10_Bericht%20Redispatch_Stand%20April%202017.pdf)

⁴ Frontier hat die Analysen in Kooperation mit dem IAEW Aachen durchgeführt.

- **Status Quo** - wir beschreiben die heutige Situation („Status Quo“) zum Redispatch in Deutschland, inkl. Volumina, Kosten und einer kurzen Darstellung der wichtigsten Engpässe im Übertragungsnetz, sowie der wesentlichen institutionellen Regelungen (Kapitel 2).
- **Flexibilitätpotenziale** - Anschließend analysieren wir (indikativ), welche an das Verteilnetz angeschlossene Flexibilitätpotenziale als Alternative zur Nutzung von Großkraftwerken zur Verfügung stehen und welche Kosten damit einhergehen. Wir diskutieren mögliche Treiber (u.a. regulatorische Hemmnisse) zur Nutzung dieser Potenziale (Kapitel 3).
- **Abschätzung Einsparpotenziale** - Darauf aufbauend schätzen wir die möglichen Einsparungen beim Redispatch ab, wenn diese dezentralen Flexibilitätpotenziale ebenfalls (zusätzlich zu den zentralen Potenzialen in den Kraftwerken) genutzt werden. (Kapitel 4).
- **Fazit und Ausblick** - Abschließend fassen wir die Ergebnisse zusammen und erläutern, warum diese Einsparpotenziale langfristig sogar noch weiter zunehmen werden. Zudem geben wir erste Hinweise auf regulatorischen Anpassungsbedarf. (Kapitel 5).

Abbildung 1 Übersicht – Unser Analyseansatz



Quelle: Frontier Economics

2 STATUS QUO – REDISPATC H IN DEUTSCHLAND

In diesem Abschnitt beschreiben wir den Status Quo der Redispatch-Praxis in Deutschland. Hierfür gehen wir auf die folgenden Aspekte ein:

- Definition – Was ist Redispatch (Abschnitt 2.1);
- Lage von Netzengpässen in Deutschland (Abschnitt 2.2);
- Ausmaß von Redispatchmaßnahmen in Deutschland (Abschnitt 2.3);
- Überblick über heute für Redispatchmaßnahmen genutzte Kraftwerke (Abschnitt 2.3)
- Institutionelle Regelungen zum Redispatch (Abschnitt 2.4);
- Abgrenzung von betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Kosten des Redispatch (Abschnitt 2.5).

2.1 Was ist Redispatch?

Unter „Redispatch“ versteht man den Eingriff eines Übertragungsnetzbetreibers („ÜNB“) in den Fahrplan eines Kraftwerkes zur Behebung von (innerdeutschen) Netzengpässen. Der ÜNB kann Erzeugungs- und/oder Verbrauchseinheiten in Deutschland anweisen, die geplante Einspeisung oder Entnahme aus dem Übertragungsnetz kurzfristig zu erhöhen oder abzusenken, um so Netzengpässe (z.B. ein Überschreiten der technisch zulässigen Stromflüsse auf einer Leitung) zu vermeiden.

Hintergrund ist, dass der Stromhandel an der Börse⁵ (z.B. Day Ahead Markt) innerhalb der Preiszone Deutschland/Österreich (wie auch in anderen Preiszonen in Europa) unter der Fiktion, es gäbe innerhalb der Preiszone keinerlei Netzengpässe (der Markt ist eine „Kupferplatte“), stattfindet. Hierdurch sollen ein möglichst kostengünstiger Einsatz der Erzeugungseinheiten und liquide und wettbewerbliche Märkte geschaffen und erhalten werden. Kraftwerke in Schleswig Holstein sollen z.B. im Wettbewerb stehen mit Kraftwerken in Bayern.

In der Realität ist jedoch nicht unter allen Umständen der Stromtransport aus dem Norden in den Süden der Republik möglich, d.h. die ÜNB müssen die aus den Börsengeschäften resultierenden Fahrpläne nach Handelsschluss „korrigieren“, um einen netztechnisch sicheren Stromtransport gewährleisten zu können, für den sie laut Energiewirtschaftsgesetz (§12 EnWG) verantwortlich sind. Dazu werden vereinfacht gesprochen Erzeugungseinheiten vor einem Leitungsgengpass heruntergefahren und hinter einem Leitungsgengpass hochgefahren. Durch das Hoch- und Runterfahren von Anlagen bleibt das energetische Gleichgewicht erhalten und Netzengpässe werden behoben.

⁵ Dies gilt im Übrigen auch für bilaterale Stromhandelsgeschäfte OTC („Over-the-counter“) außerhalb der Börse.

Wesentlicher Treiber für Redispatch sind daher also Netzengpässe im Übertragungsnetz. Wir betrachten nun, wo in welchem Umfang Engpässe auftreten (Abschnitt 2.2) und welche Redispatchmaßnahmen daraus zuletzt resultiert haben (Abschnitt 2.3).

2.2 Lage von Netzengpässen im deutschen Übertragungsnetz

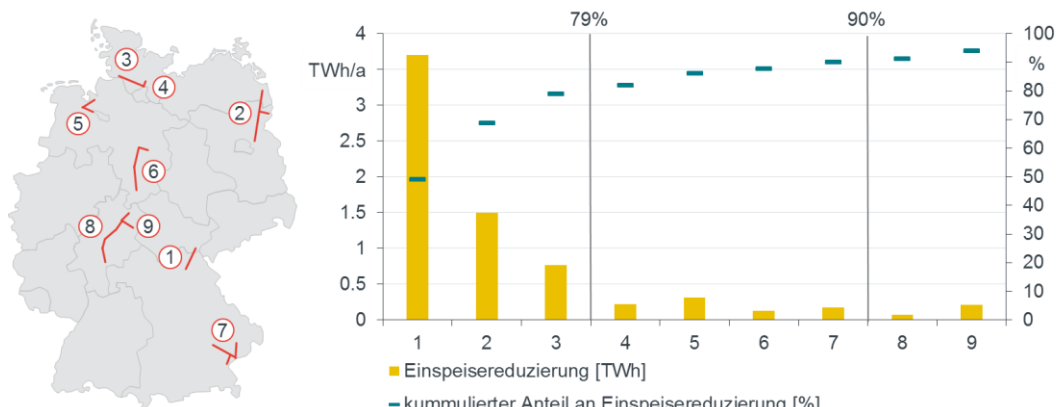
2.2.1 Heutige Netzengpässe im Übertragungsnetz

Auf Grundlage des Monitoringbericht 2016 der Bundesnetzagentur haben wir die heutigen Netzengpässe identifiziert. Im Wesentlichen entfallen die Netzengpässe auf 9 Leitungen, die insgesamt 93% des Redispatchvolumens des Jahres 2015 ausmachen.

Da der Großteil (94,5%) des Redispatchbedarfs auf strombedingte Engpässe zurückzuführen ist, werden weniger bedeutsamen spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht.

Das Gesamtvolumen der strombedingten Redispatchmaßnahmen beträgt im Jahre 2015 insgesamt 7.553 GWh, wobei 79% (5.965 GWh) auf die Leitungen 1 bis 3 und 90 % (6.808 GWh) auf die Leitungen 1 bis 7 entfallen (Abbildung 2).

Abbildung 2 Maßgebliche Leitungen die den aktuellen Redispatchbedarf verursachen (2015)



Leitung 1: Remptendorf - Redwitz

Leitung 2: Vierraden – Krajnik – Pasewalk - Neuenhagen

Leitung 3: Brunsbüttel – Hamburg Nord

Leitung 4: Hamburg Nord

Leitung 5: Unterweser – Conneforde - Huntorf

Leitung 6: Mehrum – Lehrte - Godenau - Göttingen

Leitung 7: Altheim – Pirach – Simbach – Pleinting - St. Peter

Leitung 8: Borken – Gießen – Bergshausen - Karben

Leitung 9: Dollern - Wilster

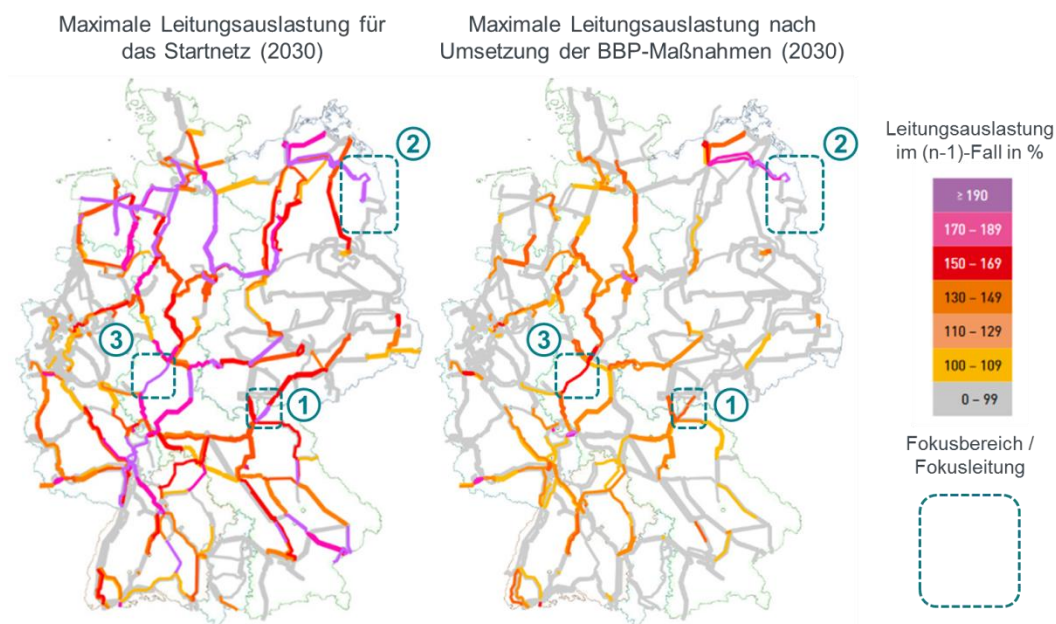
Quelle: IAEW

2.2.2 Erwartete Netzengpässe im Übertragungsnetz im Jahr 2022/2023

Zur Abschätzung der Netzengpässe im Jahr 2023 werden die erwarteten Leitungsüberlastungen für eine Versorgungsaufgabe in 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 herangezogen. Der Vergleich des heutigen Startnetzes mit einem künftigen Netz nach Umsetzung der Bundesbedarfsplan(BBP)-Maßnahmen zeigt, dass die durchgeführten Maßnahmen die Engpässe zwar eindämmen, aber nicht vollständig beheben (vgl. Abbildung 3). So können zwar manche Leitungen in einem moderaten Umfang entlastet werden, allerdings sind weiterhin Überlastungen in der Größenordnung von 149% – 169% in einzelnen Stunden zu erwarten (siehe z.B. Leitung Remptendorf-Redwitz oder auch Borken Gießen).

In Abgrenzung dazu würde für die Leitung Vierraden-Krajnik eine deutliche Verbesserung der Engpasssituation eintreten, sofern die BBP-Maßnahmen im vorgesehenen Zeitplan umgesetzt werden (Abbildung 3). In der Praxis ist die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen allerdings häufig von Verzögerungen geprägt, sodass Netzengpässe auch im Jahre 2023 auf dieser Leitung nicht wirklich ausgeschlossen werden können.

Abbildung 3 Erwartete (max.) Leitungsauslastungen vor und nach Abschluss der BBP-Maßnahmen (Netzentwicklungsplan Strom 2030)



Quelle: NEP

Bei Betrachtung des gesamtdeutschen Übertragungsnetzes werden insbesondere die in Nord-Süd-Richtung verlaufenden Transitttrassen verstärkt von Netzengpässen betroffen sein, sodass Redispatchmaßnahmen auch in Zukunft in Anspruch genommen werden müssen.

2.2.3 Auswahl der Fokusleitungen und Lastfälle für die weiteren Analysen

Auswahl von drei Fokusleitungen für die Detailanalysen

Für die weiteren Untersuchungen im Rahmen dieser Studie werden drei Leitungen näher betrachtet. Auswahlkriterien der Leitungen waren, dass sie

- einen maßgeblichen Anteil am gesamten Redispatchvolumen repräsentieren;
- im Jahr 2015 und vermutlich auch im Jahr 2023 relevant sein werden; aber auch
- räumlich differenziert angesiedelt sind.

Dadurch wird sichergestellt, dass die Untersuchungsgrundlage einerseits repräsentativ ist und gleichzeitig einen hinreichend weiten Betrachtungsbereich mit unterschiedlichen Netzstrukturmerkmalen abdeckt.

Folgende drei Leitungen wurden für unsere Detailanalysen ausgewählt:

- Fokusleitung 1: Südosten: Remptendorf – Redwitz (in Abbildung 2 Leitung 1)⁶;
- Fokusleitung 2: Nordosten: Pasewalk – Vierraden – Neuenhagen (in Abbildung 2 Leistung 2);
- Fokusleitung 3: Westen: Borken (Hessen) – Gießen (in Abbildung 2 Teil von Leitung 8).

Auswahl von vier relevanten Lastsituationen

Das Auftreten der Engpässe hängt neben der Netztopologie auch von der Belastung ab – diese wird getrieben aus dem Zusammenspielen von Einspeisung und Verbrauch. In der Praxis treten einige Netzengpässe heute bereits häufig auf (auf der Leitung Remptendorf-Redwitz im Jahr 2016 rund 3.500 h/a, auf der Leitung Vierraden-Krajnik ca. 1.700 h/a)⁷. Für unsere Analyse haben wir deshalb vier aus unserer Sicht repräsentative Zeitpunkte (Last-/Einspeisesituationen) ausgewählt in denen in der Vergangenheit Netzengpässe aufgetreten sind und welche auch unterschiedliche Flexibilitätspotenziale zur Lösung dieser Engpässe aufweisen:

- **Lastfall L1 (Hochlast/Starkwind)** – Dieser Fall repräsentiert eine Stunde am Vormittag eines Werktags im Winter (Hochlast) mit hoher Windeinspeisung.
- **Lastfall L2 (Hochlast/Schwachwind)** – Dieser Fall repräsentiert eine Stunde am Vormittag eines Werktags im Frühling (Hochlast) mit niedriger Windeinspeisung.
- **Lastfall L3 (Schwachlast/Schwachwind)** – Dieser Fall repräsentiert eine Nachtstunde eines Werktags im Sommer (Schwachlast) mit niedriger Windeinspeisung.

⁶ Hier wurden nach 2015 bereits neue Netzelemente in Betrieb genommen, die im Vgl zu den historischen Daten für 2015 entlastend wirken – es wird aber vermutlich weiterhin zu Engpässen kommen (siehe NEP und Planungskorridore der HGÜ-Leitungen).

⁷ BNetzA (2017): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in Zahlen

- **Lastfall L4 (Schwachlast/Starkwind)** – Dieser Fall repräsentiert eine Nachtstunde eines Werktags im Winter (Schwachlast) mit starker Windeinspeisung.

2.3 Für Redispatchmaßnahmen heute genutzte Kraftwerke (2015)

Für die Untersuchung der heutigen Kostenstruktur im Zusammenhang mit der Inanspruchnahme von Redispatchmaßnahmen sind relevant:

- die Zusammensetzung des Kraftwerksparks; und
- die Sensitivitäten der einzelnen Anlagen auf die Netzengpässe (Lage Kraftwerk zu Engpass).

Bei der Bestimmung optimaler Redispatchentscheidungen kommt es also auf die Kostenstruktur des deutschen Kraftwerksparks und auch auf die Auswirkungen einer Redispatchmaßnahme („Sensitivität“) auf die betroffenen Engpassleitungen an. Somit kann der Erzeugungspark zum einen „Teil des Problems“ sein und Netzengpässe bedingen, aber auch zu deren Auflösung durch Redispatchmaßnahmen beitragen.

Für die Modellrechnung (siehe auch Kapitel 4.2) werden im Status Quo an das Übertragungsnetz und an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen > 10 MW zur Ermittlung des Redispatchkosten berücksichtigt. Insgesamt entspricht dies 240 einzelnen Flexibilitätsquellen, von denen die kleinste einzelne Flexibilitätsquelle eine Leistung von 23 MW aufweist. EE-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, sind nicht flächendeckend berücksichtigt, da diese heute noch eine Ausnahme darstellen (Einspeisemanagement).

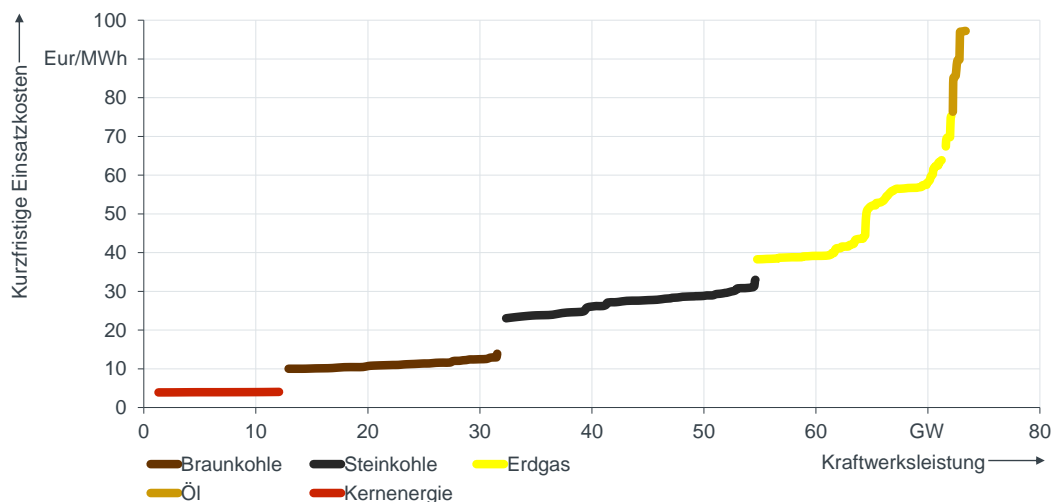
Für die Berechnung der Redispatchkosten im „Flexibilitätsfall“ werden dann die Anlagen nach Status Quo und zusätzlich flächendeckend EE-Anlagen größer und kleiner 10 MW sowie weitere, kleinere Flexibilitätsquellen (< 10 MW) im Verteilnetz (dezentralen Flexibilitäten) und auch nachfrageseitige Flexibilitäten (Wärmepumpen, Elektromobilität) berücksichtigt.

2.3.1 Die Erzeugungsstruktur ist wichtig für die Kostenstruktur der Redispatchmaßnahmen

Die Erzeugungsstruktur der Kraftwerke in Deutschland 2015 wird durch einen differenzierten Kraftwerkspark mit einer breiten Bandbreite an Grenzkosten geprägt (Abbildung 4):

- Neben 55 GW an Grund- und Mittellastkraftwerken sind rund 18 GW Spitzenlastkraftwerke installiert.
- Damit umfasst die Bandbreite an Grenzkosten 3,9 EUR/MWh (Grundlastkraftwerke) bis 97,2 EUR/MWh (z.B. mit Öl gefeuerte Kraftwerke).

Abbildung 4 Merit Order thermischer Kraftwerke (2015)



Quelle: IAEW

Die in Abbildung 4 dargestellten Kosten stellen die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung in EUR/MWh am Kraftwerk dar (exkl. Anfahrtskosten). Die Kosten „pro MWh Engpassauflösung“ können dabei deutlich höher sein – je nach Sensitivität der Kraftwerkseinspeisung auf die Entlastung des Stromflusses der engpassbehafteten Leitung. Auf diesen Aspekt gehen wir im Folgenden näher ein.

2.3.2 Die Redispatchkosten hängen auch von den Sensitivitäten der Kraftwerke in Bezug auf die Netzengpässe ab

Für die Frage nach den Kosten des Redispatches ist es wichtig, die geographische Lage von Kraftwerken relativ zu den Netzengpässen zu beachten. Je näher Kraftwerke an den engpassbehafteten Leitungen liegen, desto effektiver können sie zur Behebung von Netzengpässen beitragen. Um neben den kraftwerksspezifischen Kosten auch die regionale Verteilung (und damit den Einfluss von Redispatchmaßnahmen auf die Netzengpässe) in unsere Analysen einzubeziehen, werden die Grenzkosten der Kraftwerke auf die errechneten Leitungssensitivitäten bezogen. Die sich ergebenden gewichteten Grenzkosten geben den Kostenbestandteil an, der bei einer Entlastung bzw. zusätzlichen Belastung der Engpassleitung um 1 MW anfällt. Dabei wirken zwei gegenläufige Effekte:

- zusätzliche Kosten, die bei dem Kraftwerksbetreiber unterhalb des Engpasses für das Hochfahren von Kraftwerkskapazität anfallen (Auszahlungen des ÜNB).
- Eingesparte Kosten bei einem Kraftwerksbetreiber oberhalb des Engpasses für das Herunterfahren von Kraftwerkskapazität (Einsparungen von Brennstoffen und Einkünfte des ÜNB).

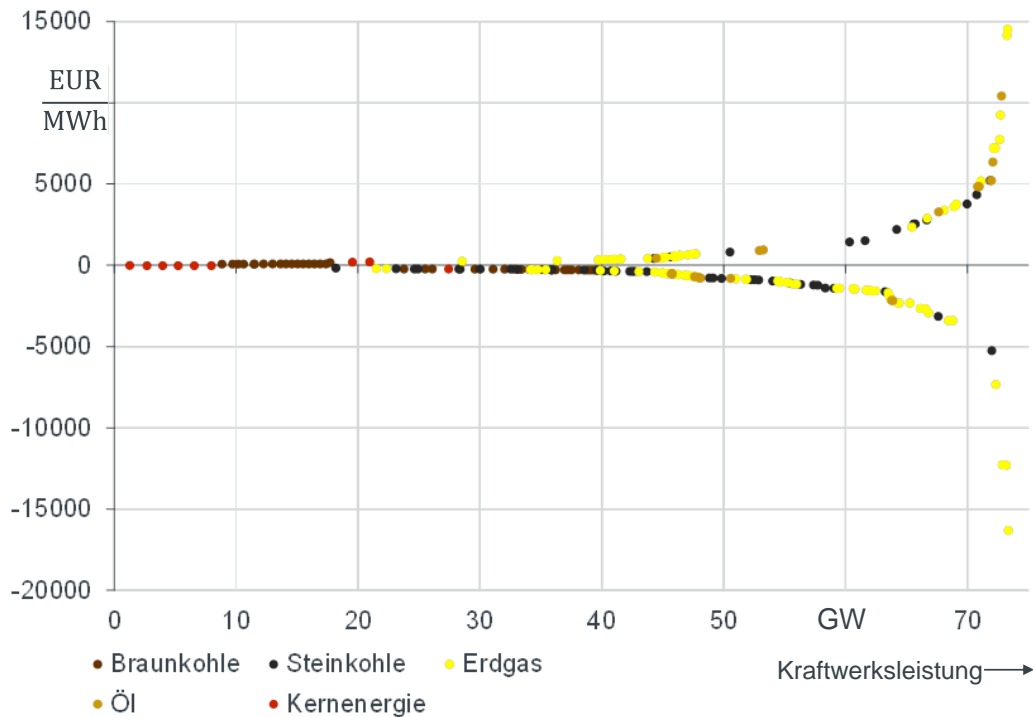
In der so mit den Leitungssensitivitäten gewichteten Merit Order wird die rein grenzkostenbasierte Rangfolge der Kraftwerke durcheinander gewürfelt (Abbildung 5). So ist es denkbar, dass einzelne Gaskraftwerke mit eigentlich vergleichsweise hohen variablen Kosten (Abbildung 4) unter Berücksichtigung

ihrer vorteilhaften Ansiedlung im Netz vergleichsweise geringe Redispatchkosten verursachen. Genauso können bestimmte Kohlekraftwerke trotz geringer variabler Kosten aufgrund einer ungünstigen lokalen Ansiedlung hohe Redispatchkosten aufweisen.

Für alle drei betrachteten Engpässe machen Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke häufig die günstigsten Redispatchoptionen unter den thermischen Kraftwerken aus. Für darauf folgende steinkohle-, gas- und ölbefeuerten Erzeugungsanlagen kann ein differenzierter Abtausch, in Abhängigkeiten der Leitungssensitivitäten, beobachtet werden.

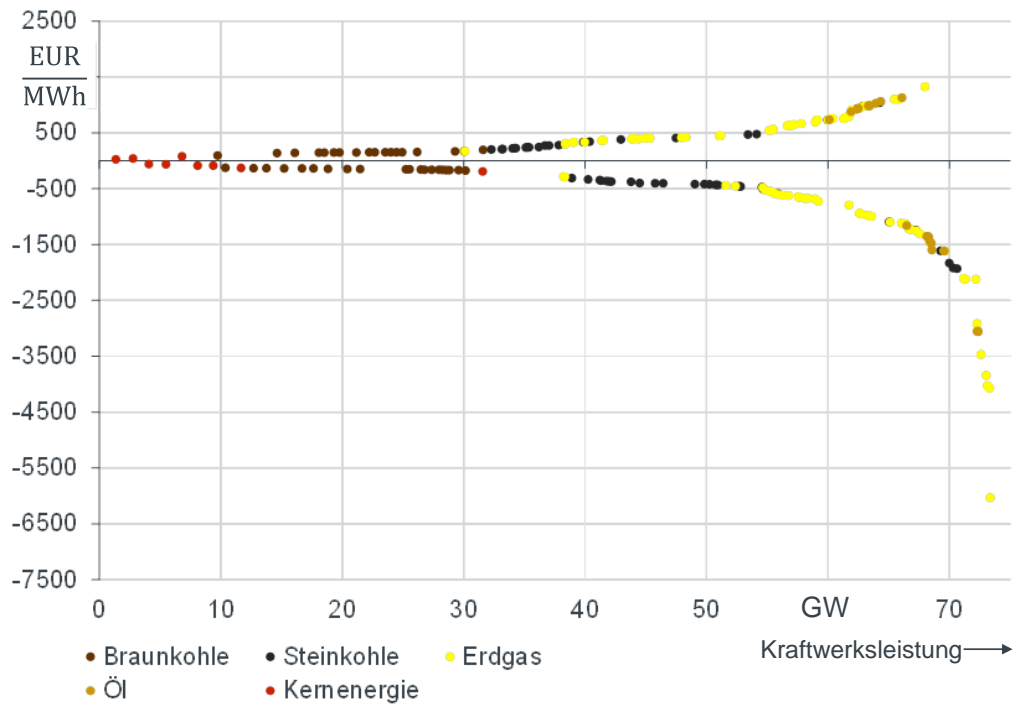
In Abbildung 5 bis Abbildung 7 werden die engpassbezogenen Merit Order Redispatchkosten (EUR/MWh Engpassentlastung) für die drei Fokusleitungen indikativ aufgeführt. Unterstellt ist jeweils der Kraftwerkspark des Jahres 2015 in GW flexible Kraftwerksleistung. Kosten für das Hochfahren sind als negative Werte abgetragen, eingesparte Kosten für das Herunterfahren durch positive Werte.

Abbildung 5 Gewichtete Grenzkosten für Remptendorf – Redwitz (2015)



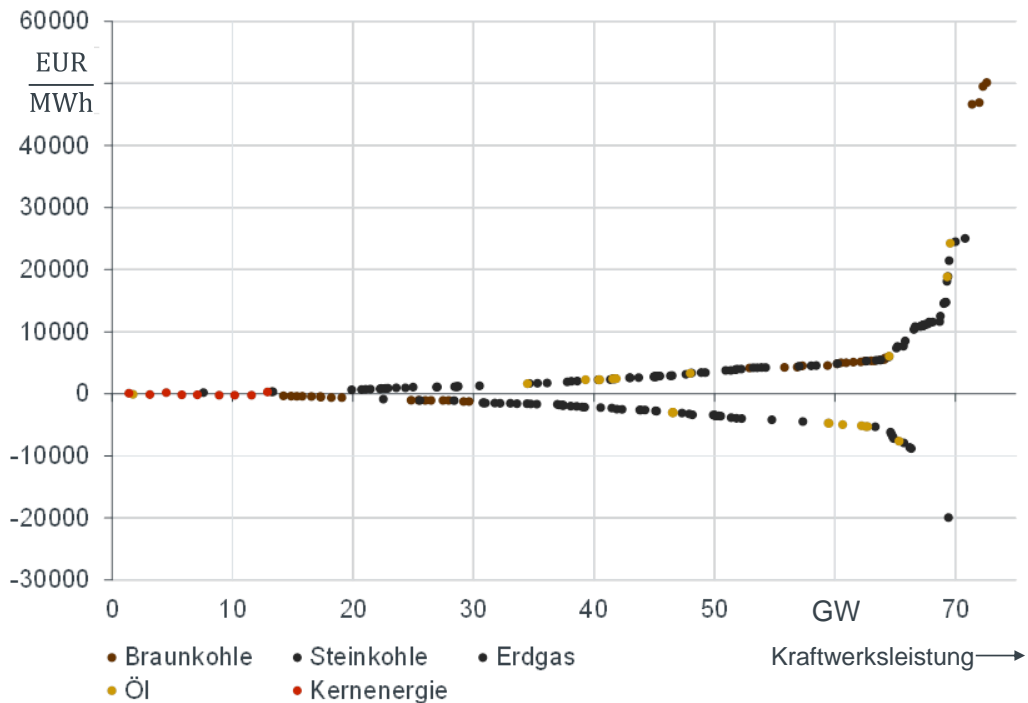
Quelle: IAEW

Abbildung 6 Gewichtete Grenzkosten für Borken – Gießen (2015)



Quelle: IAEW

Abbildung 7 Gewichtete Grenzkosten für Pasewalk – Vierraden (2015)



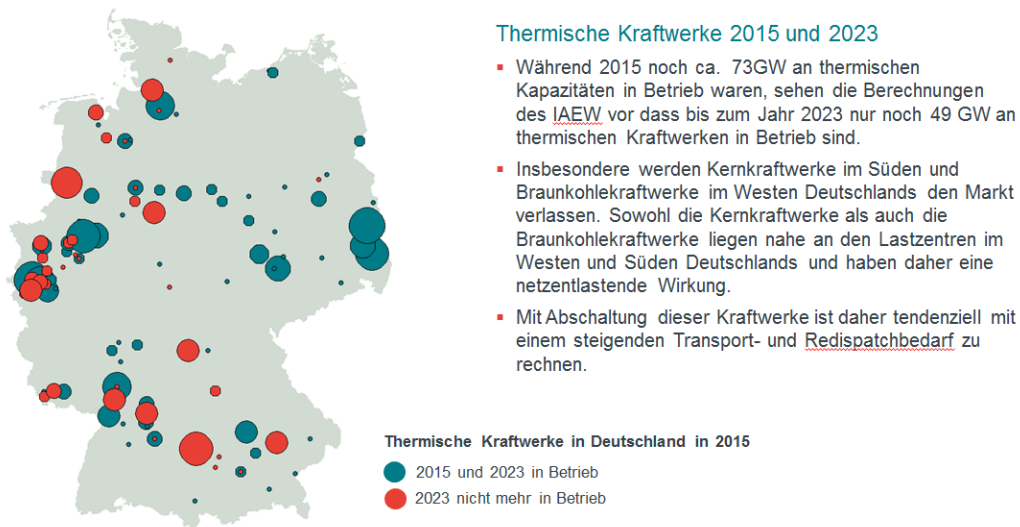
Quelle: IAEW

2.3.3 Entwicklung der konventionellen Erzeugungsstruktur bis zum Jahr 2023

Bis zum Jahr 2023 werden einige der heute noch aktiven Kraftwerke für den Redispatch nicht mehr zur Verfügung stehen, können aber auch nicht mehr zu Engpässen beitragen. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass insbesondere viele Nord-Süd-Engpasssituationen aufgrund von Erzeugungsüberschüssen aus Windenergie auch ohne Einspeisung aus thermischen Kraftwerken bereits entstehen.

Abbildung 8 zeigt, welche zentralen Flexibilitätspotenziale aus Kraftwerken im Jahr 2015 vorhanden sind und wie diese bis zum Jahr 2023 ausgedünnt werden (angegeben ist die installierte Leistung der Kraftwerke). Die Kraftwerksschließungen bis zum Jahr 2023 sind aus dem Alter der Anlagen und typische Lebensdauern für Kraftwerke abgeleitet.

Abbildung 8 Wegfall thermischer Erzeugung bis 2023



Quelle: Frontier Economics

Insgesamt fallen in den kommenden Jahren ca. 25 GW an Kraftwerksleistung weg – davon auch ein großer Teil im Süden der Republik. Dies passt zu den Planungen der BNetzA, die kurzfristig von einer weiteren Ausdehnung der Netzreserve auf über 10 GW ausgeht⁸. Mit einer Aufteilung der Gebotszone D/AT und der angenommenen Fertigstellung einiger wichtiger Netzausbauprojekte sinkt der Bedarf an Netzreserve laut Bericht der BNetzA im Jahr 2018/2019 auf knapp 4 GW.

2.4 Institutionelle Regelungen zum Redispatch

Ergänzend zu den physischen Eckdaten des Redispatch in Deutschland beschreiben wir im Folgenden die heutigen institutionellen Regelungen zum

⁸ Für das Jahr 2017/2018 wird ein Bedarf von 10-11GW festgestellt.

Redispatch in Deutschland. Einzelne dieser Regelungen müssten ggf. angepasst werden, um eine bessere Integration von Flexibilität aus Verteilnetzen für das Engpassmanagement nutzbar zu machen. Mit dieser Fragestellung möglicher Änderungen des institutionellen Rahmens setzen wir uns später noch auseinander, nachdem wir im Folgekapitel (Abschnitt 3) zunächst das technische Potential für eine bessere Integration von Flexibilität aus Verteilnetzen ermittelt (Abschnitt 3) haben. Im Folgenden diskutieren wir:

- Die verschiedenen Eingriffsarten von Redispatch (Abschnitt 2.4.1);
- Die Berechnung und Umlage der Kosten, die durch Redispatch entstehen (Abschnitt 2.4.3).

2.4.1 Übersicht – Die vier Eingriffsarten der Netzbetreiber

Das EnWG weist den ÜNB die Systemverantwortung zu und erlaubt den ÜNB im hierfür nach §13 verschiedene Formen von „Eingriffen“ in den Strommarkt (zum Engpassmanagement), damit sie dieser Aufgabe auch gerecht werden können. Das EnWG kennt insgesamt vier „Eingriffsarten“⁹:

- **Netzbezogene Maßnahmen (§13 (1) Nr.1 EnWG)** – Diese Maßnahmen umfassen vor allem Netzschaltungen – Dies **betrifft** die angeschlossenen **Kraftwerke/Verbraucher** kommerziell in der Regel **nicht**.
- **Marktbezogene Maßnahmen (§13 (1) Nr.2 EnWG)** – Dies umfasst den Eingriff in die geplante Erzeugung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie > 10 MW sowie den Abruf von vertraglich vereinbarten zu oder abschaltbaren Lasten. Hierunter fällt auch der sog. „kostenbasierte Redispatch“ mit einer angemessenen Vergütung der Leistung (Details siehe Abschnitt 2.4.2).

EEG Anlagen und KWK Anlagen sind vor diesen Eingriffen zunächst geschützt. D.h. der ÜNB darf erst in die Erzeugung dieser Anlagenklasse eingreifen, wenn alle anderen Optionen bei konventionellen Kraftwerken ausgeschöpft worden sind (siehe Ausführungen zu §13 (2) EnWG).

- **Einsatz von zusätzlichen Reserven (§13 (1) Nr. 3 EnWG)** - Dies umfasst den Abruf von positiver Flexibilität (zusätzliche Einspeisung) aus vorher kontrahierten Kraftwerken (insbesondere die **Netzreserve** nach § 13d EnWG und die **Kapazitätsreserve** nach § 13e).
- „**Notfalleinsatz**“ nach **§13 (2) EnWG** – Erst wenn der Engpass durch die oben genannten Eingriffe aus §13 (1) EnWG nicht behoben ist, darf der ÜNB Anpassungen an der Einspeisung/Abnahme der Netznutzer als eine Art „last resort“ nach §13 (2) EnWG anweisen. Im Falle solcher Anpassungsmaßnahmen erfolgt in der Regel keine Kompensation der betroffenen Anlagen. Ausnahme gelten für den Eingriff in EEG oder KWK Erzeugung (sog. „Einspeisemanagement“¹⁰ (**EinsMan.**)). EEG Anlagen erhalten dann eine Kompensation aus der EEG Härtefallregelung (§14 EEG bzw. nach §3 KWK-G). Diese Anlagen erhalten eine entsprechende

⁹ Von diesen wiederum betreffen die drei letztgenannten Eingriffsarten Kraftwerke und Verbraucher. Diese stehen im Fokus dieser Studie – Netzbezogene Maßnahmen stehen nicht im Fokus der Studie.

¹⁰ Beim Einspeisemanagement hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, die betroffenen Anlagen in drei Schaltstufen abzuregeln - auf 60%, 30% oder auf 0%

Kompensation für die durch das „Runterregeln“ entgangene Einspeisevergütung. Dies betrifft z.B.

- **Einspeisemanagement von Anlagen im EEG mit Einspeisetarif** – Alte EEG Anlagen im EEG Einspeisetarif erhalten ihre Vergütung nach gemessener Einspeisung. Durch den ÜNB Eingriff sinkt diese Einspeisung – die Vergütung erfolgt dann auf die Menge, die ohne den Eingriff eingespeist worden wäre (deren Feststellung erfolgt nach BNetzA Leitfaden für das Einspeisemanagement¹¹).
- **Einspeisemanagement von Anlagen im EEG (Prämienmodell)** – Diese Anlagen erhalten ihre Erlöse aus der Vermarktung an der EEX (wie konventionelle Kraftwerke und eine EEG-Prämie). Wie konventionelle Kraftwerke können die EEG Anlagen die Verkaufserlöse an der EEX-Vermarktung behalten, müssen aber keine eingesparten Brennstoffkosten etc. an den ÜNB zurückerstatten (siehe dazu auch Kapitel 2.4.2).
- **Einspeisemanagement von Anlagen nach KWK-G** – Auch KWK Anlagen genießen wie EEG Anlagen einen Schutz vor kostenbasierten Redispatcheingriffen nach §13 (1) EnWG. Wird bei der KWK Erzeugung als „last resort“ Maßnahme nach §13 (2) EnWG eingegriffen, erhalten sie wie die EEG Anlagen ebenfalls eine Kompensation (allerdings nach §3 KWK-G).

Die Statistiken des BDEW und der Bundesnetzagentur¹² weisen die Eingriffe der ÜNB deshalb in den folgenden Kategorien aus

- Redispatch („Erhöhungen und Reduzierungen von Einspeisung“ aus konventionellen Anlagen und Speichern) – inkl. „angemessener“ Vergütung¹³;
- Einspeisung aus abgerufenen und vorab kontrahierten Netzreservekraftwerken (inkl. vereinbarter Vergütung);
- Einspeisemanagement (Reduktion der Einspeisung aus EEG oder KWK Anlagen) (inkl. Kompensation nach Härtefallregelung); und
- Anpassung von Stromeinspeisung und Entnahme (erfolgt ohne Kompensation der Betroffenen).

Beispielhaft sei hier dargestellt die Übersicht der BNetzA aus ihrem Quartalsbericht und Jahresbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das Jahr 2016 (publiziert Mai 2017).

¹¹ Derzeit gilt Version 2.1, die Version 3.0 ist in Konsultation.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html;jsessionid=4B39399F8964D960C37EC81A772B1358#doc266382bodyText4

¹² Siehe z.B. Quartalsbericht der BNetzA zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2

¹³ Angemessene Vergütung erfolgt nach der Logik des „kostenbasierten Redispatches“ (Siehe Kapitel 2.3)

Abbildung 9 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2016

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	§ 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG: Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen (ÜNB) ⁴ : Q1 2016: 3.895 GWh Q2 2016: 1.939 GWh Q3 2016: 1.452 GWh Q4 2016: 4.189 GWh Gesamt: 11.475 GWh	Ausfallarbeit ² (ÜNB und VNB): Q1 2016: 1.524 GWh Q2 2016: 534 GWh Q3 2016: 551 GWh Q4 2016: 1.134 GWh Gesamt: 3.743 GWh	Anpassungsmaßnahmen ² (ÜNB und VNB): Q1 2016: 6,6 GWh Q2 2016: 2,2 GWh Q3 2016: 0,6 GWh Q4 2016: 4,9 GWh Gesamt: 14,3 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ^{1,2} : Q1 2016: 51,8 Mio. Euro Q2 2016: 22,3 Mio. Euro Q3 2016: 27,0 Mio. Euro Q4 2016: 117,6 Mio. Euro Gesamt: 218,8 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ^{2,3} von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2016: 149,1 Mio. Euro Q2 2016: 54,4 Mio. Euro Q3 2016: 56,0 Mio. Euro Q4 2016: 113,2 Mio. Euro Gesamt: 372,7 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

¹ Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

² Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

³ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

⁴ korrigierte Werte für Q1-Q3 2016 (Stand April 2017)
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Quelle: BNetzA - Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016

2.4.2 Zahlungsströme und Weiterreichung der Redispatchkosten

Die mit einem Redispatch verbundenen Zahlungsströme des ÜNB variieren mit der Art des Eingriffs und dem betroffenen Kraftwerk:

Redispatch konventioneller Anlagen

- **Erhöhung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen** – Weist der ÜNB konventionelle Anlagen (z.B. Gaskraftwerke oder Pumpspeicher im Süden der Republik) an, ihre geplante Einspeisung zu erhöhen, muss eine angemessene Vergütung erfolgen. Diese umfasst
 - Direkte Kosten der zusätzlichen Einspeisung (z.B. Brennstoffkosten, CO₂ Kosten) und Anfahrtskosten; und

- zukünftig auch Opportunitätskosten (z.B. entgangene Optionswerte auf dem Intradaymarkt)¹⁴.

Es erfolgt also eine Zahlung vom ÜNB an den Kraftwerksbetreiber.

- **Absenkung der geplanten Einspeisung aus konventionellen Anlagen** - Weist der ÜNB konventionelle Anlagen (z.B. Steinkohlekraftwerke oder Pumpspeicher im Norden der Republik) an, ihre geplante Einspeisung zu verringern, muss eine angemessene Vergütung „kostenbasiert“ erfolgen. Im Falle des Absenkens umfasst dies
 - eingesparte Kosten der verminderten Einspeisung (z.B. Brennstoffkosten, CO₂ Kosten oder auch eingespartes Wasser im Oberbecken); und
 - zukünftig auch Opportunitätskosten (z.B. entgangene Optionswerte auf dem Intradaymarkt)¹⁵.

Die Kraftwerke haben ihre Erzeugung bereits an der Börse vermarktet und behalten den Verkaufserlös – allerdings müssen sie die durch die verringerte Produktion eingesparten Kosten an den ÜNB zahlen. Der ÜNB ersetzt die am Markt verkaufte Produktionsmengen indem er andere Kraftwerke hochfährt (und diese dann seinerseits bezahlt – siehe oben). Es erfolgt also eine Zahlung vom Kraftwerksbetreiber an den ÜNB.

Abruf von konventionellen Anlagen aus der Netzreserve

In den letzten Jahren sind in Folge des Strompreisverfalls und des Kernenergieausstiegs vermehrt konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gegangen. Dies hat dazu geführt, dass die ÜNB (die von der BNetzA auch als berechtigt anerkannte) Sorge haben, im Zweifel nicht ausreichend Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands zu haben, die für eine kurzfristige Erhöhung der Einspeisung zur Verfügung stehen. Unter Mitarbeit der BNetzA wurden deshalb einige konventionelle Kraftwerke in Deutschland und im Ausland (z.B. Österreich, Polen und Italien) kontrahiert, die als Netzreserve für das deutsche Stromsystem zur Verfügung stehen und im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt werden können. Diese Kraftwerke erhalten

- eine fixe Vergütung für die Vorhaltung der Leistung (unabhängig vom Abruf); und
- bei Abruf eine zusätzliche Vergütung für die zusätzliche Einspeisung¹⁶.

Bei der Netzreserve handelt es sich ausschließlich um zusätzliche Einspeisungen und es erfolgen Zahlungen vom ÜNB an die Kraftwerke.

¹⁴ In den aktuellen Kostenangaben sind diese Kosten noch nicht vollständig enthalten, da die BNetzA in der Vergangenheit nur direkte Kosten der Kraftwerke anerkennen wollte, aber in einem Verfahren vor dem OLG gezwungen wurde, die entsprechenden Vergütungsregeln anzupassen. Siehe auch „Aufhebung der Festlegung“ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_001bis099/BK6-11-098/BK6-11-098-A_Aufhebungsbeschluss.html

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Siehe auch: BNetzA Ausführungen zur Netzreserve unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html.

Einspeisemanagement von EEG und KWK Anlagen

Bei Eingriffen nach §13 (2) EnWG in Verbindung mit der Härtefallregelung des EEG bzw. KWK-G weisen die ÜNB die EEG/KWK Anlagen an, die Einspeisung zu reduzieren. Da EEG Anlagen in der Regel keine Brennstoffeinsparungen aufweisen können, aber durch die Einspeisung Fördermittel verlieren, erfolgt die Zahlungsrichtung auch hier vom ÜNB an die Anlagen – trotz der Absenkung der Einspeisung¹⁷. Der ÜNB zahlt also letztlich EEG- und KWK-Förderung für „nicht gelieferte Energie“.

Anpassungsmaßnahmen

Als letztes Mittel kann der ÜNB die Anpassung der Einspeisungen und Entnahmen anordnen ohne diese zu kompensieren. Anpassungsmaßnahmen verursachen somit keine Zahlungsströme beim ÜNB. Die betroffenen Produzenten und Verbraucher bleiben auf den Kosten sitzen. Wie in Abschnitt 2.4.3 dargestellt wird, sind die Volumina an unentgeltlichen Anpassungsmaßnahmen insgesamt aber gering.

Wälzen der Kosten auf die Netznutzungsentgelte

Der ÜNB wird netto immer mehr auszahlen müssen als er bei einem Redispatcheingriff einnimmt, da am Markt erfolgreiche, günstigere Kraftwerke herunter und teurere hochgefahren werden müssen. Zudem können weitere Kosten (Anfahrtskosten) anfallen. Im Rahmen der Härtefallregelung muss der ÜNB auch Geld an Kraftwerke (EEG/KWK) auszahlen, die ihre Einspeisung angepasst haben. Die Vorhaltekosten der Netzreserve führen ebenfalls aus Sicht des ÜNB zu Ausgaben.

Die Regulierung in Deutschland sieht vor, dass der ÜNB das Saldo der Redispatchkosten auf die Netznutzungsentgelte umlegen und an die Netznutzer weiterreichen kann. Dies hat in den letzten Jahren insbesondere bei TenneT und 50Hz (und zukünftig vermutlich auch bei Amprion und TransnetBW) zu einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte geführt¹⁸.

2.4.3 Historische Kosten- und Volumenentwicklungen

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig Berichte zum Stand der Redispatchvolumina und Kosten¹⁹ sowie zum Bedarf der Netzreserve²⁰. Basierend auf diesen Angaben veröffentlicht der BDEW regelmäßige

¹⁷ Details zur Vergütung von EEG und KWK Anlagen werden derzeit im Rahmen der Diskussionen um den Leitfadens 3.0 konsultiert.

¹⁸ Siehe hierzu <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/tennet-und-50hertz-erhoehen-netzentgelte-a-1113741.html>

¹⁹ Im Folgenden gehen wir auf die wesentlichen Angaben ein – weitere Details können in den jeweiligen Berichten nachgelesen werden.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2

²⁰ Siehe „Tabellarische Übersicht des festgestellten Bedarfs an Reservekraftwerksleistung“
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html#doc266870bodyText2

Auswertungen. Abbildung 10 zeigt im Überblick die Redispatchvolumina und damit einhergehenden Kosten (aus Sicht des ÜNB) für die Jahre 2015 und 2016.

Abbildung 10 Übersicht Redispatchkosten und Volumina 2015 bis 2017

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2017 (einschl. Reservekraftwerke)

	Redispatch		Reservekraftwerke				EinsMan		Menge Anpassungen von Strom-einspeisung/-abnahme in GWh
	Gesamtmenge (Erhöhungen + Reduzierungen) in GWh	Kosten ¹ in Mio. Euro	Menge (Erhöhungen) in GWh	Kosten ² Abruf in Mio. Euro	Leistung ³ in MW	Vorhaltekosten ⁴ in Mio. Euro	Menge (Reduzierungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungsansprüche ⁵ in Mio. Euro	
2015	15.436	411,9	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478	26,5
Quartal 1	3.329		95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811		53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336		0				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961		403				2.036	201,8	6,6
2016	11.475	218,8	1.209	78,9	8.383	177,4	3.743	373	14,4
Quartal 1	3.895	51,8	695	55,7			1.524	149,1	6,6
Quartal 2	1.939	22,3	146	11,7			534	54,4	2,2
Quartal 3	1.452	27	2	2,1			551	56	0,6
Quartal 4	4.189	117,6	365	[9,4]			1.134	113,2	5
2017					[11.290]	[106]			

Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

1) Quartale 2016: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Jahr 2015: Zahl gemäß Monitoringmeldung.

2) Jahr 2015: Zahl gemäß Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019. Quartale 2016: Vorläufige Kostenschätzung für Abruf der Netzreserve (Abschätzung der Arbeitskosten; ohne Vorhaltekosten) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Hinweis Q4 2016: Wert noch nicht vollständig.

3) Summierte Leistung in- und ausländischer Reservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12., Wert für 2017 Prognose auf Basis festgestellter Bedarf.

4) Vorhaltekosten Reservekraftwerke im In- und Ausland. Hinweis: Wert für 2017 derzeitiger Informationsstand und noch nicht abschließend, da nur eine Teilmenge vorliegt. Der finale Wert wird höher sein.

5) Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Quelle: BNetzA - Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016

Redispatch

Die reinen Redispatchkosten lagen

- im Jahr 2015 bei ca. 410 Mio EUR/a (bei ~ 15 TWh Eingriffsvolumen²¹)
- im Jahr 2016 bei ca. 220 Mio EUR/a (bei ~ 11 TWh Eingriffsvolumen).

Hierunter fallen die Zahlungen der ÜNB an die Kraftwerke als auch (als Gutschrift) Zahlungen der Kraftwerke an die ÜNB für das Herunterregeln.

- Im Jahr 2015 betrug das Saldo der reinen Redispatchkosten rund 40% der jährlichen Gesamtkosten von 1,1 Mrd. EUR.
- Im Jahr 2016 betrug das Saldo der reinen Redispatchkosten rund 20% der jährlichen Gesamtkosten von 0,85 Mrd. EUR.

Netzreserve

Die Kosten der Netzreserve umfassen sowohl **Kosten der Vorhaltung** (EUR/MW und Jahr) als auch die Kosten des Abrufs (reine Energielieferungen, keine Einsenkungen). Die Kosten der Netzreserve lagen

²¹ Dies ist die Summe aus hochgefahrener und heruntergefahrener Energie.

BEITRAG VON FLEXIBILITÄTEN IM VERTEILNETZ ZUR SENKUNG DER REDISPATCHKOSTEN IN DEUTSCHLAND

- im Jahr 2015 bei ca. 230 Mio. EUR/a (davon ca. 160 Mio. EUR/a eine Vorhaltung); und
- im Jahr 2016 bei ca. 260 Mio. EUR/a (davon ca. 180 Mio. EUR/a eine Vorhaltung).

Je **abgerufene MWh aus der Netzreserve** betragen die Kosten aus Sicht der ÜNB also

- im Jahr 2015 bei ca. 120 EUR/MWh (reine Abrufkosten) bzw. ca. 410 EUR/MWh (Abruf und Vorhaltekosten); und
- im Jahr 2016 bei ca. 65 EUR/MWh (reine Abrufkosten) bzw. ca. 210 EUR/MWh (Abruf und Vorhaltekosten)

Die Abrufmenge aus der Netzreserve hat sich dabei von ca. 550 GWh/a im Jahr 2015 auf 1.200 GWh/a verdoppelt. Die Vorhaltekosten der Netzreserve belaufen sich auf ca. 20.000 EUR/MW und Jahr.

Einspeisemanagement

Die Kosten für Einspeisemanagement umfassen die Zahlungen der ÜNB bzw. VNB an Erneuerbare Energien (EE) bzw KWK Anlagen (KWK), die aufgrund von Netzengpässen abgeregelt wurden und kompensiert werden. Rund 96% der abgeregelten EE-Mengen waren an das Verteilnetz angeschlossen. Auf das Einspeisemanagement entfielen im Jahr 2015 rund 40% und im Jahr 2016 rund 30% der Engpassmanagementkosten. Die Kosten betragen

- im Jahr 2015 ca. 101 EUR/MWh bei einer Menge von ca. 4,7 TWh/a; und
- im Jahr 2016 ca. 99 EUR/MWh bei einer Menge von ca. 3,7 TWh/a.

Abbildung 11 Übersicht - Engpassmanagementkosten in Deutschland 2015/2016

	Redispatch		Reservekraftwerk		EinsMan	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Gesamt	15.436 GWh	11.475 GWh	551 GWh	1.209 GWh	4.722 GWh	3.743 GWh
Reduzierungen	5.633 GWh	4.471 GWh			4.722 GWh	3.743 GWh
Erhöhungen	9.804 GWh	7.005 GWh	551 GWh	1.209 GWh		
Annahme: Zahlungsbereitschaft für Herunterfahren entspricht 90% des durchschnittl. jährlichen Strompreises (31,6 €/MWh für 2015 und 28,99 €/MWh für 2016). Die Kosten für das Hochfahren entsprechen dem Brutto der Gesamtkosten zuzüglich der Einnahmen für das Herunterfahren						
Spez. Kosten Gesamt	26,7 €/MWh	19,1 €/MWh	413,4 €/MWh	212 €/MWh	101,2 €/MWh	99,7 €/MWh
Spez. Einnahmen Reduzierungen	28,4 €/MWh	26,1 €/MWh	Davon 119 EUR/MWh reine Abrufkosten und 294 EUR/MWh aus auf Abruf umgelegte Vorhaltekosten			
Spez. Kosten Erhöhungen	58,4 €/MWh	47,9 €/MWh	413,4 €/MWh	212 €/MWh	101,2 €/MWh	99,7 €/MWh

Quelle: Frontier basierend auf BNetzA

Verteilung der Redispatchmengen auf ausgewählte Leitungen

Wie dargestellt verteilen sich diese Engpasskosten auf unterschiedliche Engpassleitungen. Für die der von uns beispielhaft analysierten Netzengpässe ergaben sich im Jahr 2016 folgende Kennzahlen bezüglich der Überlastungszeiträume.

- **Leitung Remptendorf - Redwitz** - Die Leitung wies in ca. 3.500 h des Jahres 2016 einen Engpass auf und es wurden jeweils knapp 3 TWh/a an Einspeisung herauf- bzw. herabgeregelt (im Jahr 2015 waren es sogar ca. 4.100 h/a).
- **Leitung Gebiet Vierraden - Krajnik**²² - Die Leitung wies in ca. 1.750 h des Jahres 2016 einen Engpass auf und es wurden jeweils knapp 1 TWh/a an Einspeisung in Deutschland herabgeregelt (im Jahr 2015 waren es ca. 2.800 h/a)²³.
- **Leitung Borken - Gießen** - Die Leitung wies in ca. 165 h des Jahres 2016 einen Engpass auf und es wurden jeweils knapp 70 GWh/a an Einspeisung herauf- bzw. herabgeregelt (im Jahr 2015 waren es sogar ca. 270 h/a).

Eine klare Allokation der Engpasskosten zu den Engpässen ist nicht ohne weiteres möglich, da häufig Engpässe simultan auftreten und vom ÜNB dann auch simultan optimiert gelöst werden. Es ist aber offensichtlich, dass die beiden Leitungen **Remptendorf – Redwitz** und **Leitung Gebiet Vierraden – Krajnik** heute erhebliche Engpässe darstellen. Die **Leitung Borken - Gießen** hat in der Vergangenheit eher moderate Engpassvolumina aufgewiesen, die Prognosen des IAEW zeigen aber, dass in dieser „Netzregion“ zukünftig vermehrt mit Engpässen zu rechnen sein wird (siehe Kapitel 2.2.2).

2.5 Abgrenzung der Kosten aus betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Perspektive

Für die weitere Diskussion der Kosteneinsparungen aus der Nutzung von dezentralen Flexibilitäten im Verteilnetz ist es wichtig zu differenzieren, welche Kosten genau gemeint sind. Ist es z.B. Ziel,

- die Kosten des ÜNB Kontos (also den Nettowert aus Auszahlungen minus Einnahmen) zu senken, oder
- die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten zu senken?

Häufig werden Kostensenkungspotenziale in beiden Sichtweisen zu Kostensenkungen führen (z.B. Rückzahlung der runtergeregelten Kraftwerke an den ÜNB (betriebswirtschaftliche Sicht des ÜNB Kontos) für eingesparte Brennstoffe sind auch volkswirtschaftliche Einsparungen). Es gibt aber insbesondere bei der Behandlung von Einspeisemanagement (EEG und KWK) einen deutlichen Unterschied, wie folgendes Beispiel zeigt:

²² Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen

²³ Gegengeschäfte fanden im Ausland statt.

BEISPIEL - VWL VS BWL SICHT BEI EINSPEISEMANAGEMENT WINDEINSPEISUNG UND HOCHFAHREN EINES GUD

Im fiktiven Beispiel nehmen wir an, dass ein ÜNB

- ein Windrad, das im Jahr 2012 angeschlossen wurde (Einspeisevergütungssatz nach EEG 2012 mit einer Anfangsvergütung 90 EUR/MWh) aufgrund von Netzengpässen heruntergeregelt und der entgangene Einspeisevergütungstarif vom ÜNB ausgezahlt wird; und
- der ÜNB ein Gaskraftwerk im Süden hochfährt und 100 EUR/MWh zahlt.

Wie stellt sich nun die Kostensituationen dar?

- Aus **betriebswirtschaftlicher Sicht** des Windrads ist die Vergütung angemessen und es wird kommerziell so gestellt, als hätte der Eingriff nicht stattgefunden.
- Das ÜNB Konto würde mit 90 EUR/MWh Zahlung an das Windrad plus 100 EUR/MWh an die Gasturbine belastet.
- Aus **volkswirtschaftlicher Sicht** entstehen beim Abregeln des Windrades zunächst weder Kosten noch wird etwas eingespart – allerdings entstehen 100 EUR/MWh für das Anfahren des Gaskraftwerkes im Süden.
- Langfristig betrachtet könnte man jedoch argumentieren: “ *Wenn Windstrom regelmäßig ohne Kompensation abgeregelt wird, gibt es weniger bis keine Investitionsanreize mehr zum Neubau von Anlagen (sofern die Förderung pro eingespeiste kWh nicht entsprechend steigt)*“. Somit kämen zu den 100 EUR/MWh für das Gaskraftwerk noch Kosten für den Zubau eines Windkraftwerks (im Süden) dazu. Aus heutiger Sicht wären – dank des technischen Fortschritts - die langfristigen Grenzkosten einer MWh Windstrom aus einer modernen Windkraftanlage eher im Bereich von 50 EUR/MWh.
- Somit ergäben sich dann je nach Betrachtungsweise volkswirtschaftliche Gesamtkosten des Eingriffs von
 - 100 EUR/MWh (nur Ansatz der Kosten des Gaskraftwerks), oder
 - 150 EUR/MWh (Ansatz Gaskraftwerk plus Wiederbeschaffung neues Windrad zu heutiger Technologie im Süden²⁴)

Das obige Beispiel zeigt die Komplexität der Fragestellung und auch den vorhanden Interpretationsspielraum und die Bedeutung eines politischen Zielkataloges:

- Ist volkswirtschaftlich gesehen „Strom=Strom“?
- Ist Windstrom mehr wert als Graustrom?
- Ist Strom aus einem alten Windrad mehr wert als Strom aus einem neuen Windrad?

²⁴ Ggf. fallen hier noch Kosten an für einen besseren oder schlechteren Standort.

Für unsere Kurzstudie legen wir deshalb fest:

- Wir stellen auf die Einsparungen bei **volkswirtschaftliche Kosten** ab (nicht auf die Verringerung des ÜNB Kostenkontos).
- Wir bewerten die Kosten des Einspeisemanagements zu den **langfristigen Grenzkosten der alternativen Erzeugung hinter dem Engpass** (inkl. der Wiederbeschaffung von Windstrom zur Erfüllung der EEG Quote).

Fazit - Es gibt Handlungsbedarf

Die Netzengpässe und (sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftliche) Engpasskosten sind, trotz der Kostensenkungen im Jahr 2016, immer noch erheblich. Zudem deuten vorläufige Zahlen für 2017 bereits darauf hin, dass die Kostenreduktion von 2016 nur temporär war). Neben den geplanten Netzmaßnahmen sind auch andere Optionen zu prüfen, die ggf. schneller umsetzbar sind. Hierzu zählt die stärkere Nutzung von Flexibilitätsquellen, die im Verteilnetz angesiedelt sind. Der Nutzen dieser Flexibilität könnte liegen in

- **Kosten der Flexibilität vor Ort** – Die Kosten der Flexibilität vor Ort treiben die Redispatchkosten. Günstige Flexibilitätsoptionen (zusätzlich Kraftwerken) könnten also (selbst bei gleicher relativer Lage zum Engpass) die Engpasskosten senken.
- **Lage der Flexibilitäten zum Engpass (Sensitivität/Hebel)** - Je nach Lage der Flexibilitätsquelle zur engpassbehafteten Leitung muss ein Vielfaches der Leistung reduziert werden, um die Lastflüsse auf einer Leitung auf ein zulässiges Niveau zu reduzieren. Eine günstige Lage von Verteilnetzflexibilitäten zum Engpass könnte somit Kosten deutlich senken.

Diese Analyse erscheint auch mit Blick auf die mittel- bis langfristigen Entwicklungen in Deutschland angebracht, da

- nicht zuletzt durch den Kernenergieausstieg und die Braunkohlsicherheitsbereitschaft erhebliche Flexibilitätsquellen mittelfristig für den Redispatch nicht mehr zur Verfügung stehen²⁵; und
- mit der Elektrifizierung von Wärme- und Verkehrssektor neue dezentrale Flexibilitäten in das System kommen (Elektrofahrzeuge, Ladesäulen, Wärmepumpen,...).

Im Folgenden haben wir deshalb die einzelnen Verteilnetzflexibilitäten und deren Lage zu den Engpässen anhand der drei repräsentativen Engpässen (Fokusleitungen) identifiziert. Diese Potenziale nutzen wir dann um die möglichen Einsparpotenziale abzuschätzen (Kapitel 4).

²⁵ Je nach Lage und Einspeisesituation werden durch den Wegfall von Kraftwerken ggf. auch Engpässe reduziert.

3 IDENTIFIKATION DER FLEXIBILITÄTSPOTENZIALE IM VERTEILNETZ

In diesem Abschnitt identifizieren wir die Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz, die sich auch für den Redispatch nutzen lassen. Dabei gehen wir wie folgt vor:

- Wir charakterisieren generell die Potenziale und Kosten der dezentralen Flexibilität vor Ort (Abschnitt 3.1).
- Wir analysieren, welche theoretischen Flexibilitätspotenziale es (zentral und dezentral) im Jahr 2023 geben wird (getrennt für das Hochfahren und Runterfahren von Einspeisung/Entnahme).
- Wir schätzen ab, welcher Anteil der theoretischen potenziale im Jahr 2023 tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotenziale darstellen (für eine pessimistische und eine optimistische Schätzung).
- Wir analysieren die Kosten, die mit der Nutzung dieser Flexibilität vor Ort verbunden sind.
- Wir analysieren die räumliche Verteilung dieser Flexibilität (Abschnitt 3.2). relativ zu den Übertragungsnetzengpässen im Jahr 2023, d.h. wie gut ist deren „Hebel“ zur Engpassauflösung (insbesondere im Vergleich zu den dann noch vorhandenen zentralen Flexibilitäten)?
- Auf dieser Basis nehmen wir eine erste qualitative Einschätzungen bezüglich der nutzbaren Flexibilitäten vor (Abschnitt 3.3).

3.1 Potentiale und Kosten der dezentralen Flexibilität

3.1.1 Welche dezentralen Flexibilitätspotenziale gibt es grundsätzlich im Verteilnetz?

In den Verteilnetzen gibt es eine Fülle an unterschiedlichen Flexibilitätspotenzialen. Für unsere Analyse berücksichtigen wir die folgenden Flexibilitätsquellen:

- Erneuerbare Energien (Wind, PV, Biomasse);
- Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK);
- Traditionelle Nachfrage Haushalte;
- Nachfrage Gewerbe;
- Nachfrage Industrie;
- Elektromobilität, Wärmepumpen, Heimspeicher.

Erneuerbare Energien (Wind, PV, Biomasse)

Viele Erneuerbare Energien sind in den Verteilnetzen angeschlossen. Wir berücksichtigen „Übertragungsnetzknottenscharf“ und für jeden repräsentativen Lastfall (L1 bis L4) die jeweils verfügbare Flexibilität. Hierbei unterscheiden wir

nach Wind, PV und Biomasse. Im Rahmen der Kurzstudie gehen wir vereinfacht davon aus, dass die Wind- und PV- Flexibilitäten nur heruntergeregelt werden können (aber nicht herauf, da sie dargebotsabhängig sind)²⁶. Biomasse erhält dagegen sowohl positive als auch negative Flexibilität – je nach Betriebszustand.

Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Neben den EE-Anlagen gibt es in den Verteilnetzen auch dezentrale (häufig gasbefeuerte) KWK-Anlagen, z.B. in Nahwärmenetze oder als BHKW beim Verbraucher. Wir berücksichtigen „Übertragungsnetzknottenscharf“ und für jeden repräsentativen Lastfall (L1 bis L4) die jeweils verfügbare Flexibilität. Hierbei wird nicht zwischen Anlagentypen differenziert. Allerdings berücksichtigen wir explizit die Wärmenachfrage – d.h. die Flexibilität aus KWK Anlagen steht vornehmlich im Winter zur Verfügung (und nur sehr limitiert im Sommer)²⁷.

Traditionelle Nachfrage durch Haushalte

Ein Großteil der Last in Verteilnetzen besteht aus Haushaltsstromnachfrage. Hierunter fällt der „konventionelle Haushaltsstrom“ also für Warmwasser, Beleuchtung, Kühlung, Kochen, Waschen etc. Nicht enthalten sind hier Flexibilitäten aus Wärmepumpe, Elektromobilität oder Heimspeicher, die separat ausgewiesen werden (und annahmegemäß aber erst im Jahr 2023 im größeren Umfang relevant werden). Für die nutzbare Flexibilität im Haushaltsbereich setzen wir voraus:

- Es werden nur vollständige automatisierte und „pufferbare“ Prozesse betrachtet; und
- Flexibilisierbare Prozesse („mit Puffer“) wie Raumwärme- oder Kälteanwendungen (inkl. Warmwasser).

Sonstige Flexibilitäten („Weisse Ware“ oder Beleuchtung, Kochen, etc.) werden als Flexibilitätsquelle ausgeblendet.

Wir berücksichtigen „Übertragungsnetzknottenscharf“ und für jeden repräsentativen Lastfall (L1 bis L4) die jeweils verfügbare Flexibilität innerhalb der jeweils am Knotenpunkt (bzw. dem darunter liegenden Verteilnetz) angeschlossenen Haushalte.

Haushaltsnachfrage kann eine Regelung in beide Richtungen unterstützen, also eine Absenkung oder ein Anhebung der Nachfrage. Im Extremfall kann die Nachfrage theoretisch völlig eingestellt werden. Die Anhebung der Nachfrage ist durch die Leistung der installierten Verbraucher (und die Sinnhaftigkeit) einer Mehrnachfrage begrenzt.

Nachfrage Gewerbe

Das prinzipielle Vorgehen zur Abschätzung der Potenziale entspricht dem bei den Haushalten:

²⁶ Strenggenommen könnten Biomassekraftwerke in manchen Situationen auch hochgeregelt werden – hiervon wird jedoch im Rahmen der Kurzstudie abstrahiert.

²⁷ Dies gilt aufgrund der fehlenden Wärmesenke im Sommer sowohl für positive als auch negative Flexibilität.

- Es werden Wärme- und Kältepotenziale berücksichtigt (Verschiebung der Stromnachfrage).
- DSM durch Flexibilisierung von Produktionsprozessen wird nicht als nutzbares Potenzial angesetzt (die Kosten vor Ort sind derzeit relativ teuer und es gibt hohe organisatorische Hürden in laufende Produktionsprozesse einzugreifen).

Allerdings gehen wir bei Gewerbe von einer höheren Durchdringung bei der Automatisierung aus (in Anlehnung an das Digitalisierungsgesetz, das ab dem Jahr 2021 einen Smart Meter ab einem Stromverbrauch von 6.000 kWh/a vorschreibt).

Nachfrage Industrie

Auch hier entspricht das Vorgehen zur Abschätzung der Potenziale dem bei den Haushalten. Allerdings ist ein Großteil der Industrie direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen – dieser Anteil wird vom nutzbaren Potenzial abgezogen und nicht als „dezentrales Potenzial“ berücksichtigt.

Elektromobilität, Wärmepumpen, Heimspeicher

Neue Anwendungen bringen neues dezentrales Flexibilitätspotenzial in das System – und zwar sowohl positives als auch negatives Potenzial.

Wir berücksichtigen „Übertragungsnetzknottenscharf“ und für jeden repräsentativen Lastfall (L1 bis L4) die jeweils verfügbare Flexibilität innerhalb der jeweils am Knotenpunkt (bzw. dem darunter liegenden Verteilnetz) angeschlossenen Wärmepumpen, Heimspeicher und Elektroautos. Die regionale Verteilung der Wärmepumpen und Elektroautos erfolgt anhand der regionalen Verteilung der Haushaltslast. Die regionale Verteilung der Heimspeicher erfolgt analog zur Verteilung der PV-Anlagen.

Details der einzelnen Annahmen zu den theoretischen Potenzialen können im Anhang eingesehen werden.

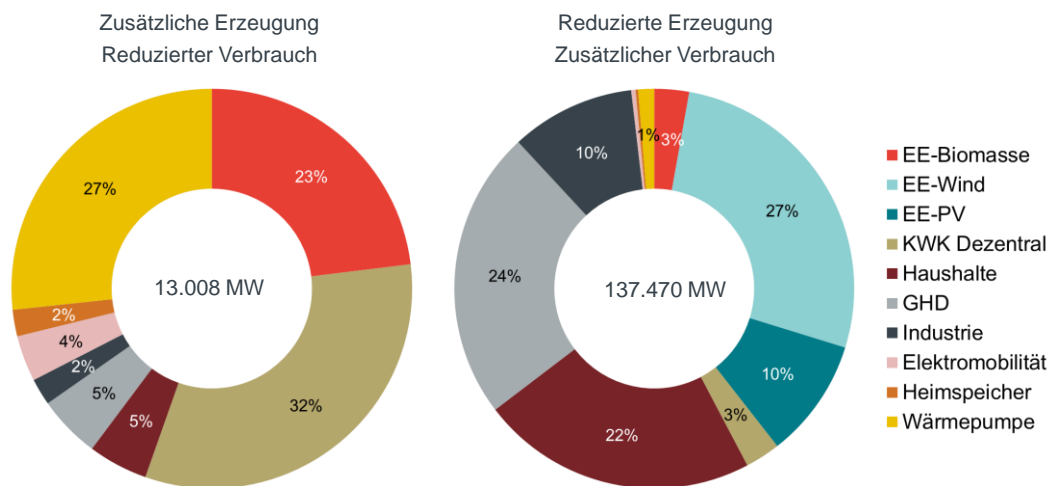
Fazit - Theoretisches Potenzial im Verteilnetz

Abbildung 12 fasst die theoretischen Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz – unterschieden nach Richtung und Lastzeitpunkt zusammen.

Es wird folgendes deutlich:

- Die theoretischen Flexibilitätspotenziale sind groß und im Bereich vieler GW.
- Im Verteilnetz „schlummern“ insbesondere nutzbare Flexibilitäten zur Absenkung (d.h. reduzierte Erzeugung bzw. zusätzlicher Verbrauch), aber auch positive Flexibilitätspotenziale (zusätzliche Erzeugung bzw. reduzierter Verbrauch) von mehr als 10 GW (entspricht der installierten Leistung von 10 großen Kernkraftwerken bzw. mehr als die derzeitige Netzreserve). Allerdings ist zu bedenken, dass dies zunächst nur die über ganz Deutschland verteilten theoretischen Potenziale widerspiegelt (und nicht die nutzbaren Potenziale im Süden der Republik).

Abbildung 12 Theoretisches Flexibilitätspotenzial im Verteilnetz – Deutschland (2023)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt ist das theoretische Flexibilitätspotenzial für Lastfall 1

Die theoretischen Potenziale überschätzen die tatsächlich nutzbaren Potenziale allerdings bei weitem – die Nutzung erfordert z.B. die Erschließung (mittels Smart Meter und IKT) und auch regulatorische oder praktische Hemmnisse beim Abruf müssen bedacht werden. Daher haben wir entsprechende „Filter“ abgeschätzt, um den tatsächlichen Anteil der nutzbaren Potenziale jeder Flexibilitätsquelle herausfiltern zu können. Im Folgenden erläutern wir unser Vorgehen und die Logik der einzelnen Filter.

3.1.2 Verteilnetzflexibilitäten - vom theoretischen Potenzial zum nutzbaren Potenzial

Wir wenden insgesamt fünf „Filter“ an, um - basierend auf den ermittelten theoretischen Potenzialen - die nutzbaren Potenziale abzuschätzen:

- **Akzeptanzrate/Erschließungsrate (Filter 1)** – Der Filter berücksichtigt, dass nicht alle theoretischen Flexibilitäten an einem Knoten tatsächlich erschlossen werden. Aspekte wie Smart Meter und Fernsteuerbarkeit von EE Anlagen werden hier berücksichtigt. Auch implizite „Herausnahme“ von Flexibilität durch konkurrierende Anreize (z.B. Eigenverbrauchsoptimierung) fließen in den Filter ein²⁸.
- **Technische Einschränkungen vor Ort (Filter 2)** – Der zweite Filter spiegelt die technischen Flexibilitätseinschränkungen vor Ort wieder. Dies können z.B. Einschränkungen bei Speichervolumen (MWh) sein, praktische Einschränkungen im Haushalt (z.B. der nicht flexible Anteil des

²⁸ Wir weisen eine Bandbreite der Einsparpotenziale aus – diese wird maßgeblich getrieben durch die angesetzten Filterwerte. Im optimistischen Szenario nimmt man beispielsweise an, dass durch Änderung des Regulierungsrahmens die konkurrierenden Anreize aus Eigenverbrauchsoptimierung wegfallen, während im pessimistischen Szenario ein Großteil der Flexibilität durch diese Anreize ungenutzt bliebe.

Haushaltsstromverbrauchs) oder auch wärmeseitige Einschränkungen bei KWK Prozessen.

- **Anteile Verbrauch an Verteilnetz (Filter 3)** – Einige Anwendungen (z.B. Industrie, große KWK) sind nicht am Verteilnetz angeschlossen – diese werden herausgefiltert.
- **Restriktion aus Verteilnetzengpässen (Filter 4)** – Die Bereitstellung von Flexibilität aus dem Verteilnetz kann in besonders „knappen“ Verteilnetzen zu Engpässen im Verteilnetz führen (siehe auch BMWI Verteilnetzstudie). Der Filter soll (getrennt für positive und negative Flexibilität) diese Restriktion berücksichtigen (regional differenziert).
- **Hebel der Flexibilität innerhalb des Verteilnetzes (Filter 5)** - Ähnlich wie im Übertragungsnetz kann es auch innerhalb des Verteilnetzes eine Sensitivität „von der Flexibilitätsquelle auf den Übertragungsnetzanschlusspunkt“ geben. In der Regel sind Verteilnetze weniger vermascht und „hängen“ oft an einem Übertragungsnetzknotten, so dass die Sensitivität innerhalb des Verteilnetzes deutlich höher als auf Übertragungsebene ist. In der Praxis wird dieser „Hebel“ auch von der Mitwirkung der Verteilnetzbetreiber abhängen.

Ergebnis der Analyse sind „Filtermatrizen“ wie sie in Abbildung 13 exemplarisch dargestellt sind.

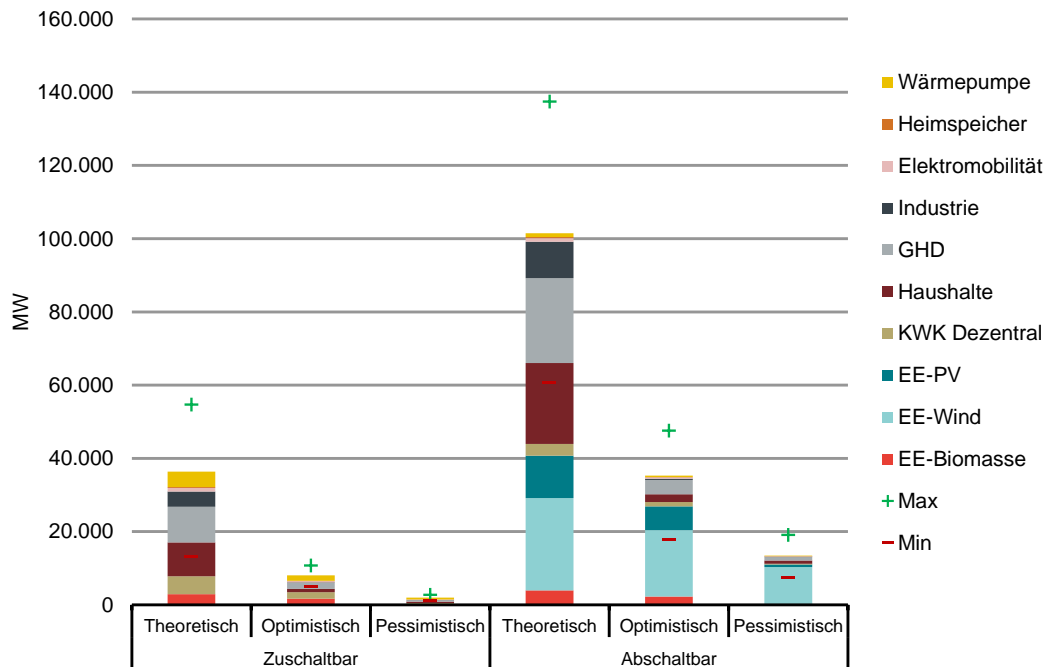
Abbildung 13 Spezifische Filter zur Abschätzung des nutzbaren Potenzials für den optimistischen und pessimistischen Fall

	Filter 1 (opt./pes.)	Filter 2 (opt./pes.)	Filter 3	Filter 4	Filter 5
Biomasse	90%/80%	80%/10%	100%	80%	100%
Wind	90%/80%	80%/50%	100%	100%	100%
PV	70%/30%	80%/20%	100%	100%	100%
KWK Dezentral	90%/80%	50%/10%	100%	80%	100%
Haushalte	60%/50%	20%/10%	100%	80%	100%
GHD	70%/50%	30%/10%	100%	80%	100%
Industrie	80%/70%	30%/10%	20%	80%	100%
Elektromobilität	90%/50%	50%/30%	100%	80%	100%
Heimspeicher	90%/50%	50%/30%	100%	80%	100%
Wärmepumpe	90%/50%	50%/30%	100%	80%	100%

Quelle: Frontier Economics

Die Abbildung 14 zeigt die theoretischen Potenziale und die (deutlich geringeren) nutzbaren Potenziale nach Anwendung der Filter für den pessimistischen Fall und den optimistischen Fall für die einzelnen Lastfälle – ausgedrückt in MW und als % des theoretischen Potenzials.

Abbildung 14 Vergleich von theoretischen und realisierbarem Potential im optimistischen und pessimistischen Fall (Durchschnitt der vier Lastfälle – und Bandbreiten „- und +“)- Deutschland 2023



Quelle: Frontier Economics

Trotz erheblicher Abschläge auf die Potenziale durch die Filter (Erschließungsrate, technische Einschränkungen etc.) gibt es immer noch ein signifikantes Flexibilitätspotenzial in einer Größenordnung von 2 bis 10 GW „Hochfahren“ und 20 bis knapp 40 GW zum „Herunterfahren“.

Die jeweiligen Potenziale variieren je nach Lastfall: in Starklastzeiten ist die Flexibilität zur Verbrauchsabsenkung beispielsweise deutlich höher als bei Niedriglast – allerdings steht dann im Gegenzug mehr freie dezentrale Erzeugungsleistung zur Verfügung. Zudem können z.B. Flexibilitäten aus Wärmeprozessen nur in der Heizperiode gehoben werden.

3.1.3 Wie sind die Kostenstrukturen von Flexibilitäten im Verteilnetz?

Fokus auf langfristige volkswirtschaftliche Kosten

Nachdem die einzelnen Potenziale hergeleitet sind, werden für die Modellierung der Einsparpotenziale noch die mit den Flexibilitätsquellen verbundenen Kosten benötigt. Hierbei stellen wir auf die **volkswirtschaftlichen Kosten** der Flexibilität ab. Wie erläutert, sind kurz- und langfristige volkswirtschaftliche Kosten zu unterscheiden²⁹:

²⁹ Nicht abgebildet werden die betriebswirtschaftlichen Kosten der abgeregelten Windräder, die unter anderem von der Leistung der Anlage und dem Jahr der Inbetriebnahme abhängen und somit von den volkswirtschaftlichen Wiederbeschaffungskosten abweichen.

- **Kurzfristige volkswirtschaftliche Kosten** – Die Kosten für das Abregeln eines Windrades werden in der kurzfristigen Perspektive mit „0“ angesetzt (Kosten für den Redispatch entstehen allein durch das Hochfahren von Erzeugung hinter dem Engpass).
- **Langfristige volkswirtschaftliche Kosten** – Durch das Abregeln von Wind fehlt ein Beitrag zum Erreichen der EE-Quote (bzw. bei Abregelung von KWK der KWK-Quote). In der langfristigen Perspektive werden deshalb zusätzlich zu den „Hochfahrkosten“ die Wiederbeschaffungskosten für neue EE-Anlagen an netztopologisch günstigeren Standorten ohne Engpasseinschränkung angesetzt (bewertet mit dem Preis für 1 MWh Wind- bzw. PV-Erzeugung, heute je nachdem, welche Technologie abgeregelt wurde).

Analog zu den bisherigen Diskussionen um das Thema Redispatchkosten setzen wir für unsere Bewertung die langfristigen volkswirtschaftlichen Grenzkosten für die Abregelung von EE- oder KWK-Strom an.

Direkte Kosten und Opportunitätskosten

Eine weitere Diskussion zu Redispatchkosten kursiert rund um das Thema „Opportunitätskosten“. Hierzu gab es in der Vergangenheit Streit zwischen der Bundesnetzagentur und den betroffenen Kraftwerksbetreibern, die neben den direkten Kosten (aus unserer Sicht berechtigterweise) auch die Opportunitätskosten aus dem Redispatcheingriff erstattet bekommen wollten:

- **Direkte Kosten des Redispatcheingriffs** – Direkte Kosten sind z.B. die Kosten für zusätzliches Gas oder (bei langfristiger Betrachtung) das zusätzliche Investment in ein Windrad im Süden (siehe oben). Direkte Kosteneinsparungen sind eingesparte Brennstoffkosten durch das Herunterfahren.
- **Opportunitätskosten** – Streng genommen könnte die zentrale oder dezentrale Flexibilität auch auf anderen Märkten verkauft werden (z.B. auf dem Intradaymarkt oder als Minutenreserve,...). Diese Märkte sind aber „volumenrestringiert“, so dass hier auch eine detaillierte Analyse zu den Volumina notwendig wäre. Dies würde den Rahmen dieser Kurzstudie allerdings übersteigen. Weitere Beispiele für Opportunitätskosten sind die Kostenstrukturen von Pumpspeichern oder Batterien (Heimspeicher, Elektromobilität): Hier gehen wir vereinfacht von Base/Peak Spreads als Indikator für Opportunitätskosten aus, die durch die zeitliche Verlagerung von Erzeugung/Einspeicherung aus der Flexibilitätsbereitstellung entstehen würden.

Übersicht – Kostenannahme für die einzelnen Flexibilitäten

Basierend auf den obigen Überlegungen schätzen wir die relevanten Kosten für die Nutzung der dezentralen Flexibilitäten approximativ ab:

- **Kosten für verbrauchsseitige Flexibilität (Haushalt, Gewerbe, Industrie)** – Wie beschrieben fokussieren wir hier auf DSM-Maßnahmen im Sinne von Lastverschiebung (In der Regel Wärme- oder Kälteprozesse). Der kurzfristige Verzicht auf Strombezug, z.B. durch Anpassung von Produktionsprozessen ist nicht in dieser Kategorie abgebildet. Wir setzen die Kosten für eine

Abweichung vom ex ante geplanten Verbrauchsprofil approximativ in Höhe von 26 EUR/MWh an – dies entspricht grob dem Kostenunterschied zwischen einem Off-Peak und Peak-Bezug. Wir gehen in beiden Richtungen (positiv und negativ) davon aus, dass die kurzfristige Abweichung vom Verbrauchsprofil zu Mehrkosten führt (d.h. es ist in dieser Logik egal, ob man zuerst absenkt und dann aufholt oder umgekehrt).

- **Kosten für Einsenkung von EE (Wind, PV)** – Diese Kapazitäten können nur zur Einsenkung der Einspeisung verwendet werden und haben keine positive Flexibilität (können also kurzfristig nicht die Einspeisung erhöhen). Bei Einsenkung wird kein Brennstoff gespart und es muss (zusätzlich zum Hochfahren von thermischen Kraftwerken) noch der Widerbeschaffungswert für eine zusätzliche MWh dieser Stromquelle eingerechnet werden (langfristige Sichtweise inkl. Zuschreibung eines Werts für Beitrag zur EEG Quote eingerechnet).
- **Biomasse und andere KWK Dezentral** – Der Preis für zusätzliche Erzeugung aus Biomasseanlagen orientiert sich an die Kosten zur Herstellung des Brennstoffes. Dieser wurde mit 65 €/MWh abgeschätzt. Kosten für eine reduzierte Einspeisung wurden nicht angesetzt. Dies basiert auf der Annahme, dass entgegen Windkraft- und Solaranlagen, Brennstoffe zu einem anderen Zeitpunkt eingesetzt werden können und die Erneuerbaren Ziele damit unberührt bleiben. Analog zur Flexibilität aus Biomasseanlagen wird für KWK Anlagen angenommen, dass die Produktion zu einem gewissen Grad politisch gewollt und daher gefördert wird. Die zusätzliche Erzeugung von KWK Anlagen wurde daher mit 60 €/MWh bepreist, während eine reduzierte Erzeugung zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden muss, sodass hier die Brennstoffkosten nicht angerechnet werden können.
- **Kosten für verbrauchsseitige Flexibilität (neue Anwendungen wie Wärmepumpe, Elektrofahrzeug und Heimspeicher)** – Analog zu den Überlegungen zu Flexibilitäten im Haushaltsbereich setzen wir auch für diese Flexibilitäten „Verschiebekosten“ auf Großhandelspreisniveau an.

Abbildung 15 Kosten für die Nutzung von Flexibilitäten (Kosten vor Ort)³⁰

	zusätzliche Erzeugung reduzierter Verbrauch	zusätzlicher Verbrauch reduzierte Einspeisung
Biomasse	65 €/MWh	0 €/MWh
Wind	-	50 €/MWh
PV	-	80 €/MWh
KWK Dezentral	60 €/MWh	0 €/MWh
Haushalte	26 €/MWh	26 €/MWh
GHD	26 €/MWh	26 €/MWh
Industrie	26 €/MWh	26 €/MWh
Elektromobilität	26 €/MWh	26 €/MWh
Heimspeicher	26 €/MWh	26 €/MWh
Wärmepumpe	26 €/MWh	26 €/MWh

Quelle: Frontier Economics

³⁰ Darstellung der Kosten für Lastfall 1. Weitere Details zu den Annahmen können im Anhang eingesehen werden.

Die dargestellten Kosten sind die Kosten „vor Ort“ – nicht enthalten ist der „Hebel“ pro MW Engpassbehebung, der von der Lage der Flexibilitätsquelle relativ zum Engpass bestimmt wird.

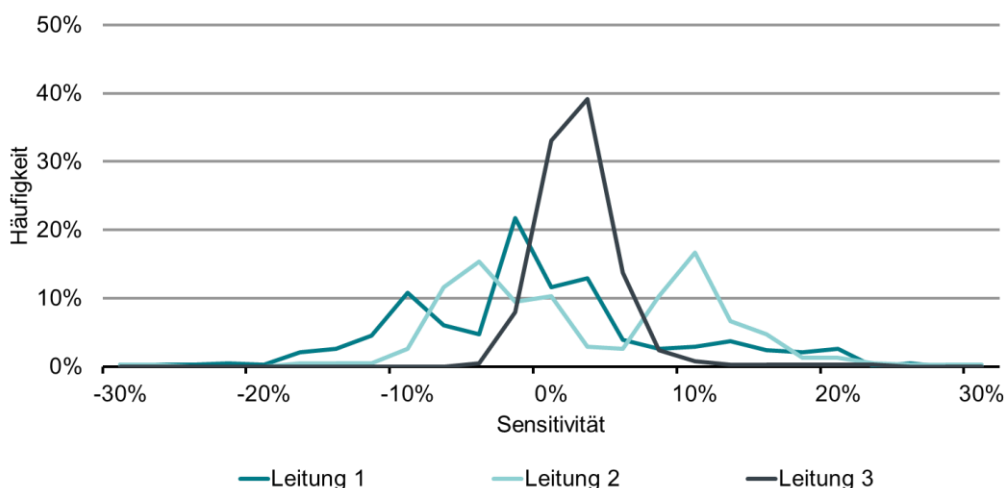
3.2 Regionale Verteilung der dezentralen Flexibilitäten

Eine wichtige Rolle - neben den Kosten an der Flexibilitätsquelle vor Ort – spielt die Lage der Flexibilitätsquelle relativ zum Engpass, die den Einfluss einer 1 MW Flexibilität auf die Engpassbehebung bestimmt.

Dieser „Wirkhebel“ oder als Kehrwert auch „Sensitivität“ genannt kann je nach Netzknoten (Lage zum Engpass) sehr unterschiedlich sein.

Abbildung 16 zeigt die Verteilung der Sensitivitäten von Netzknoten mit zentralen Flexibilitäten auf die Engpässe 1 bis 3.

Abbildung 16 Verteilung von Sensitivitäten auf Engpässe nach Netzknoten



Quelle: Frontier Economics/IAEW

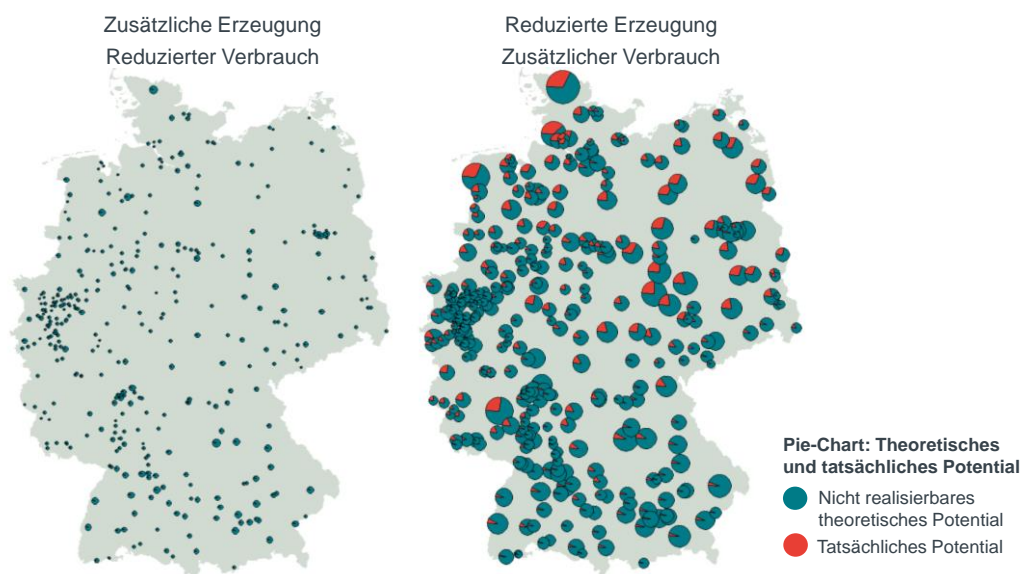
Während es einige Netzknoten gibt, bei denen eine Sensitivität im Bereich von 20% bis 30% erzielbar wäre, sind jeweils auch viele Netzknoten vorhanden, bei denen eine deutlich geringere „Hebelwirkung“ zu erwarten ist. Insbesondere bei Leitung 3 müssen schnell schlechtere „Hebel“ gezogen werden, wenn man sich auf inländische Kraftwerksflexibilität konzentriert. Dies kann teuer werden: Ein um Faktor 2 schlechterer Hebel verursacht bei identischen Flexibilitätsquellen und Kosten vor Ort schon doppelt so hohe Redispatchkosten.

3.3 Zwischenfazit zu Optimierungspotentialen durch Flexibilität im Verteilnetz

Sowohl das theoretische als auch das praktisch nutzbare Potenzial an Verteilnetzflexibilität ist in signifikantem Umfang vorhanden, wie Abbildung 17 zeigt.

Zudem sind die dezentralen Potenziale recht weit verteilt – auch wenn es jeweils Ballungen in den Lastzentren gibt (Erzeugungsabsenkung) bzw. in den EE-Erzeugungsschwerpunkten (Absenkung von Wind im Norden oder PV im Süden).

Abbildung 17 Regionale Verteilung der theoretischen und der nutzbaren dezentralen Potenziale (optimistischer Fall)



Quelle: Frontier Economics basierend auf IAEW Daten und eigenen Analysen

Zudem liegt das Verteilnetzpotenzial auch relativ günstig in Relation zu den Engpässen (insbesondere wenn man dies mit der Lage der zentralen Flexibilitäten vergleicht.)

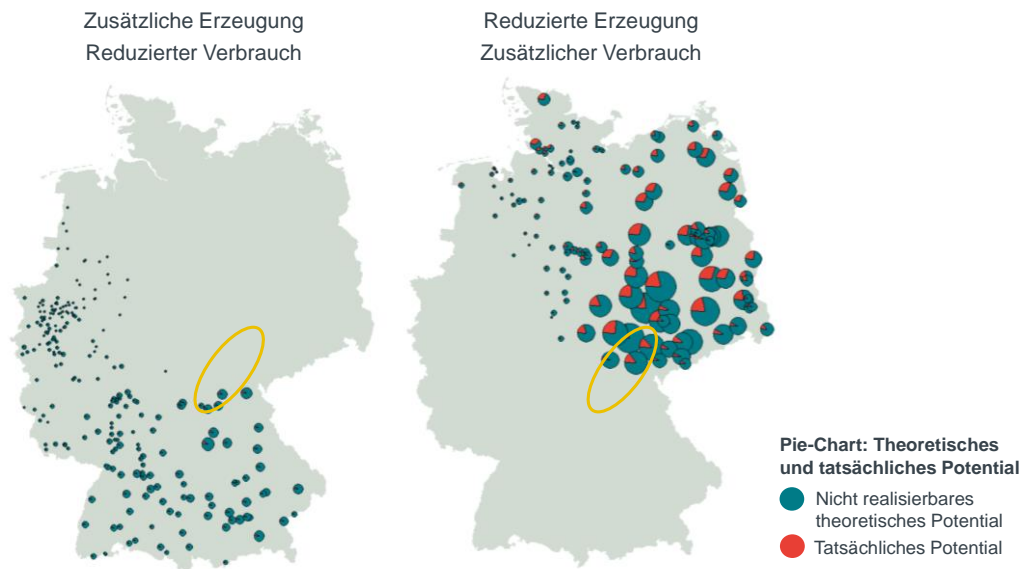
Abbildung 18 vergleicht die „sensitivitätsgewichteten“ zentralen und dezentralen Potenziale an den einzelnen Netzknoten für den Engpass „Remptendorf-Redwitz“. Es wird offensichtlich, dass die relative Lage zum Engpass eine sehr bedeutende Rolle spielt – die größten Beiträge in Abbildung 18 liegen nahe am Engpass – und dies obwohl es insgesamt deutlich größere Flexibilitätspotenziale in anderen Regionen gäbe (siehe Abbildung 17).

Der Engpass ist in Nord-Süd Richtung, d.h. wie in Abbildung 18 gezeigt werden im Nord/Osten Einspeisungen in das Übertragungsnetz reduziert (reduzierte EE-Einspeisung oder erhöhter Verbrauch vor Ort) und im Süden würde zusätzliche Flexibilität zur Rückspeisung in das Übertragungsnetz benötigt (zusätzliche Einspeisung oder reduzierter Verbrauch).

Rot dargestellt ist das tatsächlich nutzbare Potenzial (hier Lastfall 1) als Bruchteil der theoretisch verfügbaren dezentralen Potenziale. Die Größe der Punkte zeigt die Höhe der Potenziale an. Je näher diese am Engpass liegen desto höher ist

der „Hebel“ und desto größer ist tendenziell das Potenzial zur Entlastung des betrachteten Engpasses.

Abbildung 18 Verteilung der theoretischen und der nutzbaren dezentralen Potenziale (optimistischer Fall) – gewichtet mit der Sensitivitätswirkung auf den Engpass Remptendorf-Redwitz

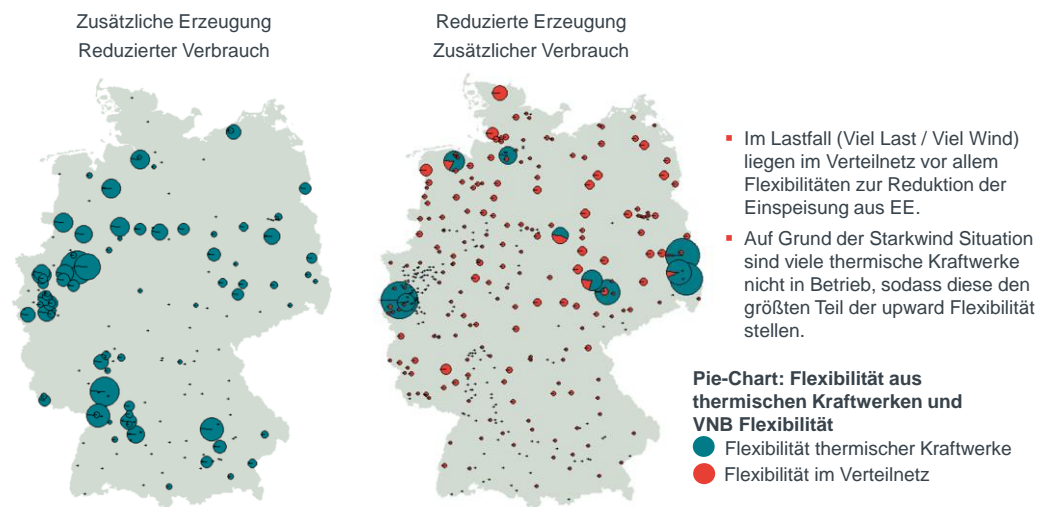


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Leistungen nördlich des Engpasses haben bei einer Leistungserhöhung keine engpassreduzierende Wirkung. Analog hierzu haben Leistungen südlich des Engpasses bei einer Leistungsreduktion keine in der Regel engpassreduzierende Wirkung.

Interessant ist auch das Verhältnis und das Zusammenspiel von dezentralen und zentralen Flexibilität. Abbildung 19 zeigt exemplarisch das Zusammenspiel von zentraler und dezentraler Flexibilität im Jahr 2023 (nutzbares Potenzial) für den Lastfall Hochlast/Starkwind.

Abbildung 19 Zusammenspiel von zentraler und dezentraler Flexibilität



Quelle: Frontier Economics

Hierbei sind die Hebelwirkungen auf die Engpässe noch nicht berücksichtigt. Interessant ist insbesondere die Nutzung dezentraler Absenkungen im Norden („oberhalb“ des Engpasses) – dank besserer „Hebel“ können diese die Redispatchmengen und den Bedarf an positiver Flexibilität hinter dem Engpass deutlich absenken. Zusätzlich stehen auch weitere positive Flexibilitäten aus dezentralen Quellen zur Verfügung (nutzbar wären je nach Lastfall annahmegemäß 2 bis 10 GW).

Im Folgenden ermitteln wir nun überschlägig, welche Kosteneinsparpotenziale im Jahr 2023 zu erwarten sind, wenn die oben genannten Verteilnetzpotenziale ergänzend zu den dann vorhandenen zentralen Redispatchpotenzialen genutzt werden würden.

4 BEWERTUNG DES EINSARPOTENZIALS DURCH DEZENTRALE FLEXIBILITÄT

Nachdem wir in Abschnitt 3 die dezentralen Flexibilitätspotenziale grundsätzlich charakterisiert haben, bewerten wir das Einsparpotential nun quantitativ. Dazu gehen wir wie folgt vor:

- Wir erläutern prinzipiell, woraus sich die Einsparungen ergeben können (Erweiterung Flexibilitätsportfolio, Erhöhung der räumlichen Auflösung und Verminderung/Vermeidung der Netzreserve) (Abschnitt 4.1);
- Wir erläutern unsere Methode für die quantitative Bewertung (Abschnitt 4.2);
- Wir quantifizieren die Einsparpotenziale (Abschnitt 4.3 und Abschnitt 4.4).

4.1 Worin liegen Einsparpotenziale bei der Nutzung dezentraler Flexibilitäten?

Die aus einem Engpass resultierenden Redispatchkosten setzen sich zusammen als Nettoeffekt aus Hoch- und Runterfahren von Flexibilitäten (den möglichen Einsparungen beim Runterfahren stehen höhere Kosten für das Hochfahren entgegen). Die Redispatchkosten setzen sich wie beschrieben jeweils zusammen aus

- Kosten der Flexibilität vor Ort ($\text{EUR}/\text{MW}_{\text{Flex}}$); und
- der Sensitivität der Flexibilität (Lageabhängig) auf den Engpass – diese ist eine Kombination aus Runter- und Hochfahren.

Zur Bestimmung der Einsparpotenziale sind die Vor- und Nachteile der Verwendung dezentraler Flexibilitäten zu bedenken:

- **Vorteile** - Die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten im Verteilnetz zur Auflösung von Netzengpässen im Übertragungsnetz stellen ein zusätzliches Flexibilitätsangebot dar - das Portfolio der Flexibilitätsoptionen wird erweitert. Der Kostenvorteil kann entweder in den Kosten der Flexibilität vor Ort oder der besseren Sensitivität (Hebel) liegen.
- **Nachteile** - Im Gegenzug können aber auch zusätzliche Kosten für die Erschließung und Nutzung der dezentralen Flexibilitäten entstehen:
 - Erschließungskosten vor Ort bei der Flexibilitätsquelle (z.B. für erforderliche Smart Meter);
 - Koordinationskosten bei ÜNB und VNB zur sicheren Kommunikation und Abwicklung.

Im Folgenden erläutern wir kurz die oben genannten Effekte.

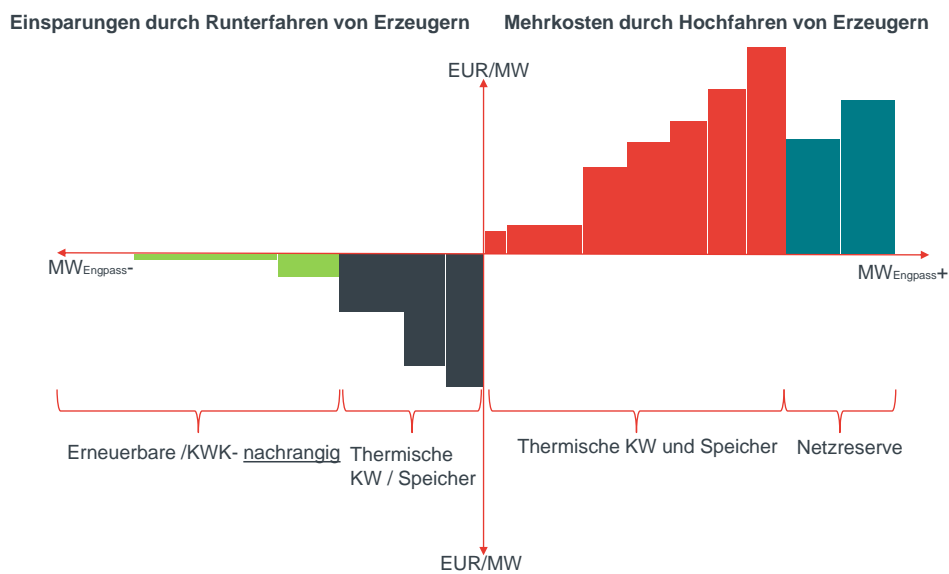
4.1.1 Portfolio der Flexibilitätsoptionen wird erweitert

Kosteneinsparungen durch zusätzliche, günstige Flexibilitäten vor Ort

Der erste Einspareffekt kann in der Nutzung zusätzlicher günstiger Flexibilitätsoptionen liegen. Ist beispielsweise eine DSM Maßnahme günstiger als das Hochfahren eines Kraftwerkes würde es bereits am gleichen Knotenpunkt (und bei gleicher Sensitivität auf den Engpass) zu Kosteneinsparungen kommen.

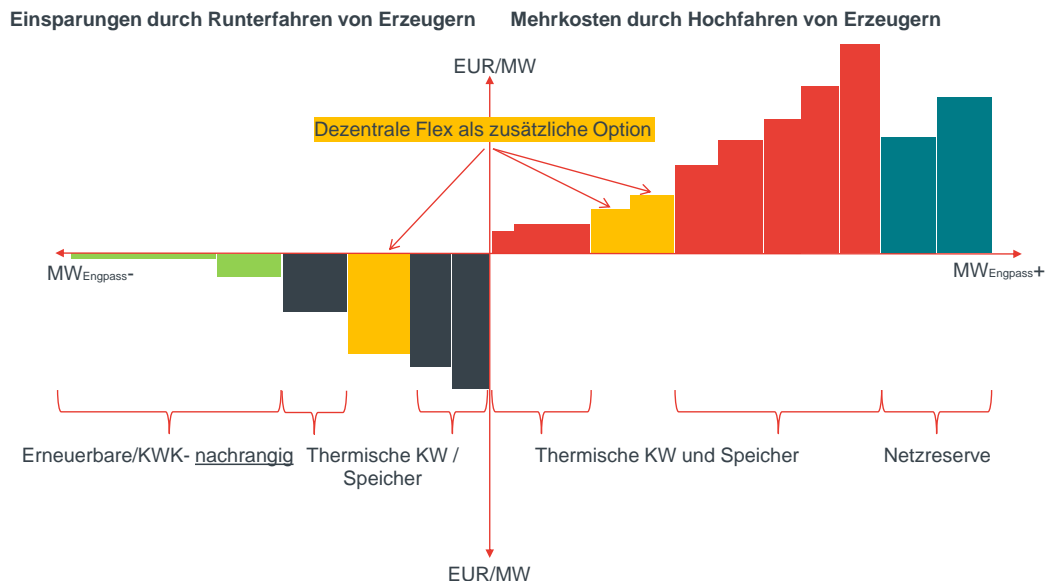
Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen diesen Effekt – die günstigen dezentralen Optionen sortieren sich in die „Merit order“ der Flexibilitäten ein.

Abbildung 20 Flexibilitätsoptionen – ausschließlich zentral



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 21 Flexibilitätsoptionen – zentrale Optionen, ergänzt um dezentrale Optionen



Quelle: Frontier Economics

Kosteneinsparungen beim Hochfahren dank günstigerer Sensitivitäten

Ein zweiter Effekt kann ebenfalls zu Einsparpotenzialen führen: die günstige Lage zum Engpass. Selbst wenn die Flexibilitätsquelle „vor Ort“ genauso teuer wäre wie die Flexibilität aus dem Übertragungsnetz kann die günstigere Lage der dezentralen Flexibilität zu Kosteneinsparungen führen (siehe Kapitel 3.3).

Dieser „Hebel“ auf den Engpass kann dramatisch unterschiedlich sein – je nach Lage zum Engpass. Eine Sensitivität von 30% bedeutet, dass (je MW Engpassleistung) ca. 3 MW Einspeisung an der Flexibilitätsquelle zu bestimmten Kosten vom ÜNB abgerufen wird – bei einer Sensitivität von 8% wären es schon 12 MW je MW Engpassleistung – die Kosten würden sich bei gleicher Art der Flexibilitätsquelle in schlechterer Lage also vervierfachen.

4.1.2 Bedarf an Netzreserve wird beschränkt

Ein weiterer Vorteil der Nutzung dezentraler Flexibilitäten kann in der Limitierung des Bedarfs an Netzreserve in Süddeutschland liegen. Die Netzreserve wurde eingeführt, um sicherzustellen, dass den ÜNB hinter dem Engpass (vornehmlich im Süden Deutschlands) ausreichend Kapazitäten für das Hochfahren zur Verfügung stehen. Wie die Berichte der Bundesnetzagentur zeigen, sind diese Kapazitäten in Deutschland knapp – es werden zur Netzreserve auch Anbieter aus dem Ausland (z.B. Österreich) kontrahiert. Derzeit sind ca. 4GW an ausländischer Kraftwerksleistung als Netzreserve für Deutschland kontrahiert. Insgesamt liegt die vorgehaltene Netzreserveleistung derzeit bei ca. 8,3 GW.

Abbildung 22 Leistung der reservierten Reservekraftwerke 2017

Jahr	Leistung		Summe
	Reservekraftwerke Inland	Reservekraftwerke Ausland	
2011/2012	535	937	1.472
2012/2013	1.622	937	2.559
2013/2014	1.572	1.373	2.945
2014/2015	2.240	784	3.024
2015/2016	3.312	4.348	7.660
2016/2017	4.458	3.925	8.383
	6.594 (Prognose)	4.696 (Prognose)	11.290 (Prognose)
2017/2018			(Bedarf 10.400 MW)
	6.594 (Prognose)	0 (Prognose)	6.594 (Prognose)
			(Bedarf 3.700 MW mit Engpassmanagement DE-AT bzw. 7.700 MW ohne Engpassmanagement DE-AT)
2018/2019			

Quelle: BNetzA – Feststellung Reservekraftwerksbedarf 2017

Im Januar 2017 wurden in Einzelstunden bis zu 3.324 MW an Netzreserve (verteilt auf deutsche und ausländische Kapazitäten) abgerufen.

Um Netzreservekraftwerke zu ersetzen bzw. den zukünftigen Bedarf an zusätzlicher Netzreserve zu limitieren, müssen die dezentralen Flexibilitäten entsprechende Verfügbarkeitsanforderungen erfüllen. Für einzelne Flexibilitäten dürfte dies vermutlich sehr herausfordernd sein – für einen Pool, in dem sich dezentrale Flexibilitäten gegenseitig absichern, könnte dies (ähnlich wie bei Poolösungen für Minutenreserve) durchaus möglich sein.

4.1.3 Koordinationsaufwand steigt – bei der Flexibilitätsquelle als auch bei den Netzbetreibern

Den oben genannten Vorteilen bei der Nutzung von dezentralen Flexibilitäten stehen auch zusätzliche Kosten gegenüber. Diese Kosten sind z.B.

- Kosten für die Erschließung von Flexibilität vor Ort (beim dezentralen Erzeuger/Verbraucher) wie z.B. Smart Meter und IKT; und
- Kosten im Verteilnetz, da der lokale Verteilnetzbetreiber (VNB) ebenfalls den Abruf und die Lieferung von Flexibilität „nach oben“ an den Übertragungsnetzbetreiber koordinieren muss.

Gleichzeitig kommt die erschlossene Flexibilität ja nicht nur dem Redispatch auf Übertragungsebene zu Gute – sie kann z.B. auch genutzt werden für

- Arbitrage auf dem Day Ahead Markt oder dem Intradaymarkt;
- als Flexibilität auf Kapazitätsmärkten (sofern vorhanden und zugelassen);
- als Systemdienstleistung (Frequenz und/oder Spannungshaltung) für ÜNB (und zukünftig ggf. auch auf Verteilnetzebene, falls - wie im jüngst veröffentlichten EU Winterpaket angeregt, solche Produkte etabliert werden sollten).

Zudem ist zu diskutieren, inwiefern bestimmte rechtliche Vorgaben bestimmte Verbraucher/Erzeuger ohnehin dazu verpflichten, „ansteuerbar“ zu sein, sodass keine Mehrkosten für die „Erschließung zum Zwecke des Redispatch“ entstehen. Hier wären z.B. Regelungen zu bedenken wie

- das EEG, das für manche Anlagen die Fernsteuerbarkeit als Grundvoraussetzung für Förderung macht; oder
- das Digitalisierungsgesetz, das Smart Meter für bestimmte Verbraucher ohnehin vorschreibt.

Insgesamt lässt sich ohne weiteres keine eindeutige Zuordnung der Erschließungskosten treffen – daher wird in Kapitel 4 eine Bandbreite der Einsparpotenziale ausgewiesen.

4.2 Vorgehen – Bestimmung der möglichen Einsparungen „Status Quo vs. Nutzung dezentrale Flexibilitäten“

4.2.1 Ansatz im Überblick

Für die drei definierten Engpässe („Fokusleitungen“) und die vier definierten Lastzeitpunkte (L1 bis L4 - Details siehe Kapitel 2.2.2) im Jahr 2023 werden die Redispatchkosten bestimmt und die rein zentrale Lösung mit dem Fall der zusätzlichen Nutzung dezentraler Flexibilitäten verglichen:

- **Redispatchkosten im Status Quo** - Berechnung der Redispatchkosten bei ausschließlicher Nutzung von an das Übertragungsnetz und an das Verteilnetz angeschlossener Anlagen > 10 MW. EE-Anlagen > 10 MW, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, sind nicht flächendeckend berücksichtigt, da diese heute noch eine Ausnahme darstellen. Im Status Quo stehen im Modell somit ca. 240 Flexibilitätsquellen mit einer Einzelleistung am Übertragungsnetzknotten von 23 MW bis zu über 1.000 MW zur Verfügung.
- **Redispatchkosten bei Nutzung dezentraler Flexibilitäten** – Berechnung der Redispatchkosten bei Nutzung der Anlagen nach Status Quo und **zusätzlich** flächendeckender Nutzung von EE Anlagen größer und kleiner 10 MW sowie weiterer, kleinerer Flexibilitäten (< 10 MW) im Verteilnetz (dezentrale Flexibilitäten).
- **Hochrechnen auf Jahreswerte** – Basierend auf den Ergebnissen für die vier Zeitpunkte erfolgt eine zeitgewichtete Hochrechnung auf Jahreskosten.
- **Differenzbildung Zentral vs. zentral/dezentraler Ansatz** – Wir vergleichen die Kosten aus beiden Ansätzen – die Differenz entspricht den Kosteneinsparpotenzialen. Diese können dann anschließend noch erhöht oder abgesenkt werden, um Effekte abzubilden aus
 - anrechenbare Erschließungskostenanteile (senkt das oben berechnete Einsparpotenzial); und/oder
 - anrechenbare Einsparungen aus Netzreserveeinsparungen (Leistung) (erhöht das oben berechnete Einsparpotenzial).

Abbildung 23 zeigt noch einmal die Logik unseres Vorgehens im Überblick.

Abbildung 23 Ansatz: Abschätzung des Kosteneinsparpotenzials



Quelle: Frontier Economics

4.2.2 Wichtige Annahmen/Details für die Modellierung

Folgende Annahmen wurden für die Modellierung der Redispatchkosten in den jeweiligen Fällen hinterlegt:

- Es wurde der deutsche Kraftwerkspark für das Jahr 2023 unterstellt – die Einspeisesituation (und damit die Flexibilitätspotenziale) variieren je nach Lastfall 1 bis Lastfall 4.
- Es wurden die drei genannten Fokusleitungen analysiert - es wurden jeweils die Sensitivitäten zu den drei Engpassleitungen berücksichtigt.
- Anfahrtkosten thermischer Kraftwerke sind vereinfachend nicht berücksichtigt.
- Ausländische Flexibilitäten (Countertrading oder Netzreserve) und Nutzung von Einspeisemanagement werden nicht modelliert – stattdessen werden für den Fall, dass ein Engpass mit Hilfe von inländischen Flexibilitäten nicht vollständig aufgelöst wird, die Kosten für die „Fehlmenge“ (verbleibendes Engpassvolumen) mit den Durchschnittskosten der Engpassbehebung hochgerechnet. Dies tritt nur im Fall mit Redispatch beschränkt auf zentrale Kraftwerke auf und ist im Sinne unserer Analyse eine sehr konservative Annahme – in der Praxis dürften diese Kosten deutlich über den Durchschnittskosten eines Redispatches liegen wie z.B. ein Vergleich der Abrufkosten der Netzreserve mit den Abrufkosten des konventionellen Redispatch nahelegt.
- Die vier analysierten Lastfälle werden so zeitgewichtet, dass ein Jahresredispatchvolumen von ca. 15 TWh/a (Summe aus Hoch- und Runterfahren) erreicht wird (dies entspricht der reinen Redispatchmenge des Jahres 2015 und liegt leicht oberhalb der Redispatchmenge des Jahres 2016³¹). Die Engpässe werden simultan optimiert aufgelöst. Die so erhaltenen

³¹ Im Rahmen der Studie konnten keine komplexeren Strommarktmodellierungen zur Herleitung der Redispatchmengen im Jahr 2023 unter Annahmen neuer Leitungen, bestimmter Windprofile, Kraftwerksausfällen etc. hergeleitet werden.

Kosten des Redispatches für ein Gesamtvolumen von ca. 15 TWh sollen dann die Redispatchkosten in Deutschland – also auch für andere Engpässe abbilden.

- Die dezentralen Potenziale unterscheiden sich je nach Lastfall. Die Potenziale der Flexibilitäten hängen dabei vom Betrachtungszeitpunkt innerhalb des Jahres 2023 ab. Wärmepumpen können beispielsweise nur im Winter einen nennenswerten Beitrag leisten, da sie im Sommer nicht in Betrieb sind (und auch im Sommer nicht hochgefahren werden können, da sonst die Gebäude überhitzen). Ebenso ist auch die Haushalts- oder Gewerbestromnachfrage an einem Werktag nachts deutlich geringer als tagsüber. Hierbei berücksichtigen wir auch die unterschiedlichen Betriebszustände der Flexibilitätsquellen zu den relevanten Zeitpunkten (L1 bis L4), beispielsweise Aspekte wie
 - Betriebszustand von Wärmepumpen (Sommer/Winter, Gleichzeitigkeiten);
 - Elektromobilität (Tageszeit, Gleichzeitigkeiten);
 - Nachfrage (Sommer/Winter und Tageszeit).
- Im Modell ermitteln wir die Kosten und Einsparpotenziale beim Einsatz der dezentralen Flexibilitäten. Nicht enthalten sind in diesem ersten Schritt also mögliche Kosteneffekte aus Erschließungskosten und Einsparungen bei der Vorhaltung von Netzreserve – diese werden in Kapitel 4.5 bei der Herleitung der Kosteneinsparungen diskutiert und berücksichtigt.

Fazit - Die im Folgenden ausgewiesenen Redispatchkosten und die Einsparungen aus dem Einsatz der Verteilnetzflexibilitäten stellen also - selbst im optimistischen Fall, in dem die Verteilnetzpotenziale eher optimistisch abgeschätzt werden, eine konservative Abschätzung dar.

4.3 Kosten im Status Quo Regime

4.3.1 Kosten im Status quo (u.a. Kraftwerksdaten 2015)

Für das Jahr 2015 ergeben sich für Deutschland (hochgerechnet auf Jahreswerte) für die ausschließliche Nutzung zentraler Flexibilitäten (ohne Anfahrtskosten) folgende Effekte im Modell:

- Insgesamt ergeben sich im Modell für die betrachteten Engpässe und bei ausschließlicher Nutzung zentraler Flexibilitäten volkswirtschaftliche Redispatchkosten für Deutschland in Höhe von **170 Mio. EUR/a** (reine Redispatchkosten – auf Jahreswerte und deutschlandweit hochskaliert).
- Hierbei steht einem Engpassvolumen von 1.515 GWh/a der Einsatz von zentralen Flexibilitäten in Höhe von 15.000 GWh/a gegenüber. Die durchschnittliche „Sensitivität“ der eingesetzten Flexibilitäten beträgt somit also 10,1 %³².
- Die durchschnittlichen Kosten der eingesetzten Flexibilität (über alle Lastfälle) betragen im Modell
 - Positive Flexibilität 34,33 EUR/MWh; und

³² Als „Sensitivität“ wird hier das Verhältnis von Engpassmenge zu Gesamtmenge an Eingriffen (Summe aus positiven und negativen Anpassungen) definiert.

- Negative Flexibilität -11,63 EUR/MWh.

Die Redispatchkosten im Modell sind also niedriger als die von den ÜNB gemeldeten Redispatchkosten (2015: ca. 400 Mio. EUR/a, 2016 ca. 220 Mio. EUR/a) – dies liegt u.a. an der Nichtberücksichtigung von Anfahrkosten im Modell, dem günstigen Hochskalieren der „Fehlmengen“ sowie der Annahme vollkommener Voraussicht des Modells unter Standardbedingungen³³. Das Modell schätzt also die Kosten im „Status Quo“ bei reiner Nutzung von zentralen Kapazitäten sehr konservativ ab (was auch dazu führt, dass der inkrementelle Nutzen der Verteilnetzflexibilitäten tendenziell konservativ niedrig abschätzt).

4.3.2 Kosten im Status quo – nur zentrale inländische Flexibilitäten und Kraftwerkspark 2023

Im Jahr 2023 steigen die Kosten für Redispatch im Modell leicht an – dies ist insbesondere getrieben durch den Wegfall einiger zentraler Flexibilitäten durch das Ausscheiden von Kraftwerken. Mit Hilfe des Modells schätzen wir für die drei repräsentativen Engpassleitungen und die vier zeitgewichteten Lastfälle unter ausschließlicher Nutzung der zur Verfügung stehenden zentralen Flexibilitäten (Kraftwerkspark 2023) folgende Effekte ab:

- Insgesamt ergeben sich im Modell für die betrachteten Engpässe und bei ausschließlicher Nutzung zentraler Flexibilitäten volkswirtschaftliche Redispatchkosten in Höhe von **172 Mio. EUR/a**.
- Hierbei stehen einem angesetzten Engpassvolumen von 1.515 GWh/a der Einsatz von zentralen Flexibilitäten in Höhe von 14.699 GWh/a³⁴ gegenüber. Die durchschnittliche „Sensitivität“ der eingesetzten Flexibilitäten beträgt also ca. 10,3 %
- Die durchschnittlichen Kosten der eingesetzten Flexibilität betragen
 - Positive Flexibilität 34,96 EUR/MWh; und
 - Negative Flexibilität -11,57 EUR/MWh.

Im Vergleich zum Jahr 2015 nehmen die „Fehlmengen“ (also die Engpassflüsse, die nicht alleine mit dem deutschen Kraftwerkspark aufgelöst werden können) deutlich zu - ungefähr 10% des Engpassvolumens kann nicht mehr aufgelöst werden. Bei einer Sensitivität von ca. 10% (Hebel „Kraftwerkseingriffsvolumen“ auf „Engpassvolumen“) entspricht dies grob einem Einsatz der Kraftwerke von ca. 1,5 TWh/a.

Diese fehlenden Redispatchmengen (die in der Realität aus dem Ausland beschafft werden müssen) wurden hier in beiden Modellläufen (2015 und 2023) jeweils mit in einem sehr konservativen Ansatz den Durchschnittskosten des Redispatcheinsatzes bewertet. Um es explizit zu machen: die Engpässe wären im Modell unter den gegeben (aus unserer Sicht realistischen) Annahmen zum Kraftwerkspark nicht vollständig und allein mit zentralen Kraftwerken in Deutschland zu lösen gewesen.

³³ Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass der Wert der zusätzlichen Verteilnetzflexibilität konservativ abgeschätzt wird.

³⁴ Summe aus Leistungserhöhung und –absenkung.

Dieser Punkt untermauert den Ansatz, dass Verteilnetzflexibilitäten durchaus einen Teil der Netzreserve ersetzen bzw. deren „Wachstum“ begrenzen könnten (Verfügbarkeitsanforderungen wären zu beachten - siehe Diskussion in Kapitel 4.5).

4.4 Kosten bei zusätzlicher Nutzung dezentraler Flexibilitäten zur Engpassbehebung

4.4.1 Kosten bei Erschließung dezentraler Flexibilität 2022/2023

Zur Abschätzung der möglichen Einsparungen aus der zusätzlichen Nutzung von dezentralen Flexibilitäten (in Ergänzung zum deutschen Kraftwerkspark 2023) wurden die identischen Engpässe noch einmal modelliert – allerdings nun inkl. der dezentralen Lösungsoptionen. Hierbei haben zwei Fälle unterschieden:

- **Pessimistische Schätzung** – eher konservativer Ansatz der nutzbaren dezentralen Flexibilitätspotenziale; und
- **Optimistische Schätzung** - eher optimistischer Ansatz der nutzbaren dezentralen Flexibilitätspotenziale.

Es sei an dieser Stelle noch einmal betont: aufgrund der Methodik (keine Anfahrtkosten thermischer Kraftwerke, Hochskalieren von Fehlmengen zu Durchschnittskosten) sind in beiden Fällen die Einsparungen für die angenommenen Menge von ca. 15 TWh/a eher konservativ abgeschätzt.

Folgende Effekte auf die Redispatchkosten konnten beim Einsatz der dezentralen Flexibilitäten beobachtet werden:

Pessimistische Schätzung - Einsparung beim Einsatz im Jahr 2023

- Insgesamt ergeben sich im Modell bei Nutzung der dezentralen **und** der zentralen Flexibilitäten volkswirtschaftliche Redispatchkosten in Höhe von 144 Mio. EUR/a. Die Kosteneinsparung beträgt also rein auf den Dispatch der Flexibilitäten bezogen ca. **28 Mio. EUR/a**.
- Hierbei steht einem Engpassvolumen von 1.515 GWh/a der Einsatz von zentrale und dezentrale Flexibilitäten in Höhe von 12.525 GWh/a gegenüber. Die durchschnittliche „Sensitivität“ der eingesetzten Flexibilitäten beträgt also 12,1% (eine Verbesserung der Sensitivität im Vergleich zu ca. 10% im zentralen Fall).
- Die durchschnittlichen Kosten der eingesetzten Flexibilität betragen
 - Positive Flexibilität 29,64 EUR/MWh; und
 - Negative Flexibilität -6,69 EUR/MWh.

Den höheren Flexibilitätskosten vor Ort stehen also deutlich „bessere Hebel“ gegenüber (12,5 GWh/a vs. ~15,GWh/a), die zu den angegeben Einsparungen von knapp 30 Mio. EUR/a im System führen.

Optimistische Schätzung - Einsparung beim Einsatz

Die gleiche Rechnung wurde wiederholt – nun mit optimistischer Annahme zu den nutzbaren, dezentralen Flexibilitätspotenzialen.

- Insgesamt ergeben sich im Modell bei Nutzung der dezentralen und der zentralen Flexibilitäten volkswirtschaftliche Redispatchkosten in Höhe von 117 Mio EUR/a. Die Kosteneinsparung beträgt also rein auf den Dispatch der Flexibilitäten bezogen ca. **55 Mio EUR/a**.
- Hierbei steht einem Engpassvolumen von 1.515 GWh/a der Einsatz von zentralen und dezentralen Flexibilitäten in Höhe von 11.903 GWh/a gegenüber. Die durchschnittliche „Sensitivität“ der eingesetzten Flexibilitäten beträgt also 12,7 %
- Die durchschnittlichen Kosten der eingesetzten Flexibilität beträgt
 - Positive Flexibilität 28,10 EUR/MWh
 - Negative Flexibilität -8,38 EUR/MWh

Die höheren Potenziale im optimistischen Fall senken die Redispatchkosten weiter ab – sowohl über einen bessern Hebel als über eine weitere Kostenverbesserung für die Flexibilitäten selbst. Es zeigt sich aber auch der „abnehmende Grenznutzen“ der Potenziale. Obwohl die Potenziale mehr als doppelt so hoch waren wie im pessimistischen Fall, hat sich die Einsparung nicht ganz verdoppelt (von 28 auf 55 Mio. EUR/a). Anders ausgedrückt: „die ersten MW“ Verteilnetzflexibilität an der richtigen Stelle haben einen sehr hohen Wert, sehr hohe Potenziale können dann darüber hinaus nur zusätzlichen Wert stiften, wenn es zu sehr extremen Engpässen kommt.

Somit kann schon bei „Teilerschließung“ von Verteilnetzpotenzialen an der richtigen Stelle im Netz eine signifikante Einsparung realisierbar sein.

4.5 Bandbreite der kurzfristigen Einsparmöglichkeiten

4.5.1 Mögliche Abschläge durch Erschließungskosten

Wie in Kapitel 3 ausgeführt, ist die Nutzung dezentraler Flexibilität nicht nur mit Kosteneinsparungen verbunden, sondern es fallen auch Erschließungskosten (vor Ort im Haushalt und beim koordinierenden Netzbetreiber) an. Schätzungen variieren und sind u.a. auch stark dadurch getrieben, ob neben dem Smart Meter und der Ansteuerung ausgewählter Prozesse (z.B. Wärmepumpe oder punktuelle Verbraucher) auch komplette „Smart Home“ Steuerungen („mit Ansteuern des Kühlschranks und des Toasters“) erfolgen.

In unserer Studie gehen wir vereinfacht von Erschließungskosten von ca. 200 bis 500 EUR pro Haushalt/Gewerbekunde aus. Bei einer Nutzungsdauer der Smart Meter über mehrere Jahre würde dies (je nach Ansatz der Verzinsung und Abschreibungsdauer) **jährliche Erschließungskosten von rund 20 bis 50 EUR/a und Anschluss** entsprechen.

Die entscheidende Frage ist dann, welcher Anteil dieser Erschließungskosten dem Redispatch zuzuordnen wäre, da wie ausgeführt ja einerseits rechtliche Vorschriften für einige Anlagen ohnehin die Erschließung (Stichwort

Fernsteuerbarkeit als Voraussetzung für EEG-Förderung oder Digitalisierungsgesetz) einfordern. Andererseits können die Anlagen (wenn erschlossen) diese erschlossene Flexibilität auch auf anderen Märkten anbieten (z.B. als Intradayoption oder als Sekundärregelung/Minutenreserve). Es ist also nicht trivial, den Erschließungskostenanteil abzuschätzen, der der Redispatchnutzung zuordnenbar wäre. Eine eindeutige Zuordnung ist im Rahmen dieser Studie (und auch generell) nicht möglich – vereinfacht gehen wir davon aus

- **Optimistische Schätzung der Kosteneinsparungen** – Die Erschließungskosten bei den Verbrauchern/Erzeugern sind „versunken“ (z.B. ohnehin erforderlich aufgrund EEG, Digitalisierungsgesetz) bzw. werden über andere Märkte eingespielt (Intradayvermarktung, Minutenreserve) – in unserer Betrachtung könnten sie also vernachlässigt werden. Das Gleiche gilt für die Kosten im Verteilnetz (z.B. um Engpässe im Verteilnetz managen zu können) oder andere Märkte (SDL Produkte etc.) erschließen zu können.
- **Pessimistische Schätzung der Kosteneinsparungen** – Ein Teil der Erschließungskosten würde in dieser Sichtweise ausschließlich für die Nutzung dezentraler Flexibilitäten im Redispatch zusätzlich anfallen. Mit Blick auf die Marktgröße „Redispatch“ im Vergleich zu anderen Märkten (Intraday, Day Ahead Arbitrage, Minutenreserve, Kapazitätsprodukte) setzen wir vereinfacht einen Kostenanteil von **10%** an. Damit fielen für den Redispatch pro Haushalt/Gewerbe Kosten Erschließungskosten von 2 bis 5 EUR/a an. Geht man von einer Erschließungsrate der Verbraucher von ca. 60% aus, entspräche dies ca. 20 bis 25 Mio. Smart Metern in Haushalten/Gewerbebetrieben. Somit ergeben sich dem Redispatch zuordnenbare Kosten für die Erschließung der Haushalte in Höhe von 40 bis 125 Mio. EUR/a.

4.5.2 Mögliche Vorteile durch eingesparte Netzreserve

Als möglichen zusätzlichen Kostenvorteil könnte man den Wegfall bzw. die zukünftige Limitierung der Netzreservekosten verbuchen. Hierfür müssten die dezentralen Flexibilitäten die Verfügbarkeitsanforderungen der Netzreserve erfüllen. Zudem wäre zu bedenken, dass die Netzreserve auch als Teil der Kapazitätsreserve genutzt wird, d.h. die dezentralen Flexibilitäten müssten nicht nur zu Zeiten des Engpasses, sondern (falls sie auch die Kapazitätsreserve teilweise ersetzen sollen) auch in den Zeiten, die die Kapazitätsreserve abdeckt sicher verfügbar sein. Auch hier ist im Rahmen der Kurzstudie die Zuordnung der „Netzreserveeinsparpotenziale“ nicht ohne weiteres möglich.

Wir spannen wiederum eine Bandbreite auf:

- **Optimistische Schätzung der Kosteneinsparungen** – Folgende Werttreiber sind zu berücksichtigen:
 - Ersetzbares Volumen - Es können je nach Annahme zu Verfügbarkeitsanforderungen Netzreserve im Süden der Republik ersetzt werden. Die positiven Flexibilitätspotenziale variieren je nach Lastfall und pessimistischer/optimistischer Sichtweise zwischen 2 GW und bis zu 11 GW (Deutschlandweit). In einer optimistischen Schätzung gehen wir

davon aus, dass ca. 5 GW der nutzbaren Flexibilitätspotenziale helfen können, den Anstieg der Netzreserve (bei verzögertem Netzausbau) zu limitieren.

- **Eingesparte Kosten je ersetzttes Volumen** – Auch bei der Höhe der eingesparten Kosten je ersetzttes/limitiertes MW Netzreserveleistung spannen wir eine Bandbreite auf:
 - Setzt man für die Leistungskosten für die Netzreserve das heutige Vergütungsniveau von 20.000 EUR/MW³⁵ und Jahr an, ergäben sich Einsparungen bei der Netzreserve in Höhe von 5.000MW x 20.000 EUR/MWa = 100 Mio. EUR/a durch die Nutzung dezentraler Flexibilität.
 - Würde man stattdessen Neubaukosten für einen „Peaker“ (offene Gasturbine ansetzen) lägen diese Kosten bei ca. 40.000 EUR/MWa – d.h. der Nutzen der Vermeidung von 5 GW läge in einer Größenordnung von ca. 200 Mio. EUR/a
- **Pessimistische Schätzung der Kosteneinsparungen** – In der pessimistischen Schätzung ignorieren wir die möglichen Einsparungen bei der Netzreserve (z.B. da sie schon beschlossen und kontrahiert ist).

Wie oben ausgeführt wäre es aus unserer Sicht im Sinne eines konsistenten Bewertungsansatzes angemessen, Einsparungen im Bereich der Netzreserve tatsächlich zumindest teilweise anzurechnen, da im reinen „Dispatch“ im Modell die fehlenden Redispatchmengen im Inland mit Durchschnittskosten bewertet wurden (im Jahr 2023 entsprächen die „Fehlmengen“ einer Kraftwerkseingriffsmenge in Höhe von 1,5 TWh/a). In der Realität dürften hierfür dann die Kraftwerke der Netzreserve eingesetzt werden.

4.5.3 Fazit – Bandbreite Netzeinsparpotentiale

Fügt man alle oben genannten Aspekte aus Einsparungen beim Einsatz, Erschließungskosten und Netzreserve zusammen ergibt sich das folgende Bild:

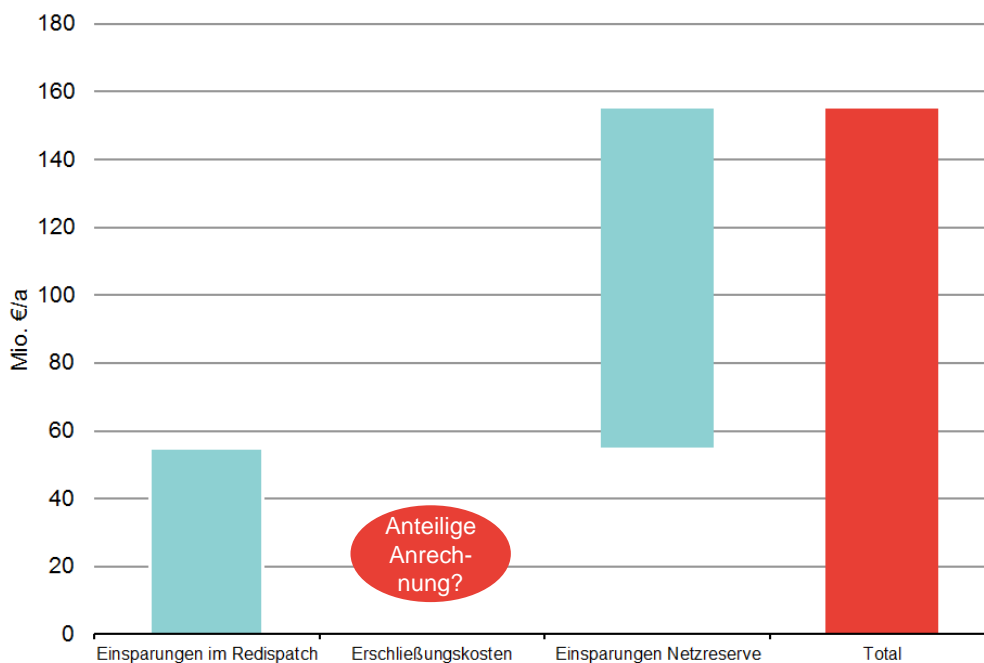
- **Einsparungen im Einsatz (konservatives Modell)** – Je nach Ansatz der Flexibilitätspotenziale können im Einsatz der dezentralen Flexibilitäten zwischen knapp 30 Mio. EUR/a (pessimistisch) und 60 Mio. EUR/a (optimistisch) eingespart werden.
- **Einsparungen aus Netzreserve** – Je nach Sichtweise können hier Zusatzeinsparungen zwischen 0 EUR/a (Sichtweise: Netzreserve ist schon kontrahiert und man benötigt keine weitere) und bis zu 200 Mio. EUR/a angesetzt werden (Sichtweise: 5 GW können ersetzt werden, bewertet mit den jährlichen Fixkosten einer offenen Gasturbine). Wie angedeutet sind die Einsparungen im Einsatzmodell sehr konservativ, da Fehlmengen einfach mit Durchschnittskosten aufgefüllt werden – somit sollte ein Nutzen von „0“ nur angesetzt werden, wenn die Einsparungen im Einsatzmodell entsprechend weniger konservativ angesetzt werden.

³⁵ Mit zunehmendem Bedarf an Netzreserve und steigender Attraktivität von Kraftwerksleistung durch Kapazitätsmärkte im Ausland könnten diese Kosten auch weiter ansteigen. Die fixen Kosten eines neuen Spitzenlastkraftwerks zur Leistungsabsicherung (OCGT) liegen bei ca. 40.000 EUR/MWa.

- **Zusatzkosten aus der Erschließung** - Je nach Sichtweise können hier Zusatzkosten zwischen 0 EUR/a (Kosten sind versunken bzw. in andere Produkte ausgelagert) und 125 Mio. EUR/a (10% der Erschließungskosten sind nur für den Redispatch und es wird weitflächig erschlossen – nicht sinnvollerweise nur die Potenziale, die sich in guter Lage zum Engpass befinden) angesetzt werden.

Fazit - Eine eindeutige Zuordnung der Nutzen/Kosten zum Redispatch ist schwierig – es erscheinen aber Einsparungen in einer Größenordnung von 100 bis 150 Mio EUR/a realistisch.

Abbildung 24 Bandbreite der Einsparungen durch Nutzung der dezentralen Flexibilitäten 2023



Quelle: Frontier Economics

4.6 Weitere Überlegungen im Kontext der dezentralen Flexibilitätsnutzung

4.6.1 Auswirkung des Einsatzes dezentraler Flexibilität auf CO₂ Emissionen

In der politischen Diskussion wird auch häufig auf die Auswirkung einer Maßnahme auf die CO₂ Emissionen in Deutschland abgestellt. In diesem Kontext sind mindestens folgende Punkte zu bedenken:

- Emissionen in der europäischen Energiewirtschaft sind durch den EU ETS limitiert. Partielle Änderungen von CO₂-Emissionen in bestimmten Bereichen

werden i.d.R. über einen „Wasserbetteffekt“ an anderer Stelle im europäischen System wieder ausgeglichen.

- Beim Redispatch steht die Systemsicherheit im Vordergrund.
- Die beim Redispatch betroffenen Mengen von ca. 15 TWh/a (Summe aus hoch- und runterfahren) sind im Vergleich zur jährlichen Stromerzeugung in Deutschland von ca. 600 TWh/a gering. Schon deshalb werden sich durch Änderungen im Redispatch kaum nennenswerte Änderungen im CO₂-Ausstoß in Deutschland ergeben. Zum Vergleich: Setzt man bei 7,5 TWh/a eine CO₂ Intensität von 0,5 t/MWh_{el} an ergibt dies eine CO₂ Menge von 3,75 Mio. t/a³⁶. Dies steht einer Emissionsmenge im EU ETS von ca. 1800 Mio. t/a gegenüber.
- Über die Sensitivität/Hebelwirkung kann es durchaus sein, dass es insgesamt auch mit Blick auf die CO₂ Bilanz günstiger ist, ein „gut gelegenes“ aber CO₂ armes Kraftwerk herunter zu regeln, wenn dank des günstigen Hebels weniger thermische Erzeugung im Gegenzug hochgefahren werden muss.

Fazit – Es ist zum einen unklar, ob die Nutzung dezentraler Flexibilitäten letztlich zu mehr oder weniger CO₂ Emissionen in Deutschland führt als eine rein zentrale Lösung. Zum anderen sollte dies aber auch aufgrund der Volumen- und Kostenrelationen und der Bedeutung des Redispatch auf die Versorgungssicherheit nicht im Fokus der Diskussion stehen.

4.6.2 Entlastung des Übertragungsnetzes durch Spitzenkappung bzw. Engpassmanagement im Verteilnetz

In den oben ausgeführten Analysen wurden im Verteilnetz verfügbare Flexibilitäten genutzt, um Übertragungsnetzengpässe aufzulösen. Eine andere aktuelle Diskussion rund um das Thema „Spitzenkappung“ der Einspeisung von Strom von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen kann darüber hinaus auch einen weiteren Beitrag leisten:

- In der Diskussion zur „Spitzenkappung“ bzw. um geänderte Planungsgrundsätze für den Verteilnetzausbau geht es um die Frage, ob Verteilnetze „schlanker“ geplant werden. Die dann zusätzlich anfallen Engpässe innerhalb des Verteilnetzes werden mit Flexibilitäten vor Ort aufgelöst. Ziel dieser Überlegungen ist eine volkswirtschaftlich effiziente Netzwirtschaftung als Optimum aus Netzausbau und Bewirtschaftung über Flexibilitäten.
- Mit Blick auf unsere Analyse zu Redispatchkosten im Übertragungsnetz kann dies zu folgenden Effekten führen:
 - In Zeiten starker PV und Windeinspeisung wird weniger Energie aus dem Verteilnetzen ans Übertragungsnetz „übergegeben“ – dies kann die Engpasssituation auf Übertragungsnetzebene entspannen, z.B. in Situationen, bei denen die Anwendung der dezentralen Flexibilität Synergien hervorruft und gleichzeitig Verteilnetz- und

³⁶ Wie beschreiben ist es unklar, ob es durch die Nutzung dezentraler Flexibilitäten überhaupt zu Mehremissionen käme.

Übertragungsnetzengpass entlastend wirken kann, also sozusagen „zwei Fliegen mit einer Klappe schlägt“.

- Andererseits erschweren „schlanke“ Verteilnetze auch die Möglichkeit des Hochspeisens von dezentraler Leistung für den Redispatch (z.B. im Süden).
- Zudem kann es zu einer Konkurrenz um die dezentralen Flexibilitäten kommen – zur Auflösung von Verteilnetz- oder Übertragungsnetzengpässen. Hier ist ein Koordinierungsmechanismus erforderlich.

In unserer Analyse haben wir pauschal (über den Filter 4) 20% der dezentralen Verteilnetzflexibilitäten herausgenommen, um verteilnetzinterne Engpässe zu berücksichtigen.

In der Praxis würde der genannte „engpassentlastende Effekt für das Übertragungsnetz“ insbesondere bei Verteilnetzen positive auswirken, die

- durch hohe dezentrale Einspeisung (lokale Überschüsse) charakterisiert sind,
- die oberhalb des Übertragungsnetzengpasses liegen; und
- die nahe am Übertragungsnetzengpass liegen.

Die Frage der Planungsgrundsätze für Verteilnetze (u.a. Spitzenkappung) ist eine grundsätzliche und relevante Frage und kann im Rahmen der Studie nicht abschließend behandelt werden - dennoch sollten die genannten Rückwirkung (Chancen/Risiken) auf den Redispatch im Übertragungsnetz im Rahmen dieser Diskussionen nicht ignoriert werden.

4.6.3 Regulatorische Hemmnisse (mögliche „Show Stopper“)

In den beiden Szenarien für die dezentralen nutzbaren Flexibilitäten haben wir zwischen einem „pessimistischen“ und einem „optimistischen“ Szenario unterschieden. Ein wichtiger Grund für diese Unterscheidung ist der derzeitige Regulierungsrahmen, der durch einige Regelungen verhindert, dass Flexibilitätsquellen oder Verteilnetzbetreiber zur Lösung der Redispatchproblematik (bzw. Netzengpassproblematik insgesamt) beitragen.

Im Folgenden gehen wir kurz auf einige kritische Punkte ein, bei denen aus unserer Sicht zukünftig Handlungsbedarf besteht (die exakte „Heilung“ dieser Punkte ist nicht Gegenstand der Studie).

Hemmnisse für Flexibilitätsquellen

Folgende Hemmnisse aus dem derzeitigen regulatorischen Rahmen sind zu bedenken:

- **Fördermechanismus EEG und KWK** – Anlagen mit fixem Vergütungssatz erhalten diesen auf Nachweis der Einspeisung – beim Verzicht der Einspeisung würde diese Förderung aus betriebswirtschaftlicher Sicht also entfallen. Die Härtefallregelung des EEG wirkt hier weitestgehend entgegen, d.h. aber auch, dass die ÜNBs bei Abregelung an die EEG Anlage auszahlen müssen (siehe heutiges EinsMan.). Dies kann bewirken, dass eine gesamt- und energiewirtschaftlich sinnvolle Redispatchmaßnahme ggf. in der Praxis

nicht ergriffen wird, da dem regulatorisch bedingte betriebswirtschaftliche Nachteile entgegenstehen. Bei KWK Anlagen kommt die Problematik von Verzerrungen aus den Regelungen zu den sog. „vermiedenen Netzentgelten“ hinzu.

- **Netzentgeltsystematik Bezugsspitzen** – Einige Verbraucher zahlen Netzentgelte in Abhängigkeit ihrer Spitzenbezugsleistung – sollte diese durch Flexibilitätsvermarktung steigen, steigt auch deren Aufwand für die Netznutzung, ohne, dass sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht die Netzkosten ändern. Auch dies kann eine Fehlsteuerung bewirken.
- **Netzentgeltsystematik und besondere Netzentgelte (atypische Netznutzung)** - Ähnliches gilt auch für Verbraucher, die besondere Netzentgeltregelungen nutzen. So könnte z.B. ein großer Verbraucher durch Bereitstellung von Flexibilität (Verbrauchsverzicht) unter 7.000 Nutzungsstunden/a bzw. unter einen Verbrauch von 10 GWh/a rutschen. Damit können ihm bestimmte regulatorische Vergünstigungen entgehen. Dadurch kann ein Fehlanreiz entstehen, zu wenig Flexibilität anzubieten.
- **Eigenverbrauchsprivileg** – Der Verzicht auf den Verbrauch eigener Erzeugung zur Bereitstellung von Flexibilität ist aus Sicht eines Prosumers sehr teuer: ein alternativer Strombezug aus dem Netz kostet ihn (inkl. EEG Umlage, Netzentgelte etc.) schnell 30 ct/kWh (bei einem Großhandelsstrompreis von ca. 4 ct/kWh) – die Eigenerzeugung vor Ort mit einer PV-Anlage (ohne EEG Umlage etc.) ca. 12 ct/kWh. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Prosumers wäre also eine Flexibilitätsbereitstellung sehr teuer. Auch so kann es regulatorisch bedingt zu Fehlanreizen kommen.

Hemmnisse für Verteilnetzbetreiber

Folgende Hemmnisse aus dem derzeitigen regulatorischen Rahmen sind zu bedenken:

- **Kapitalkostenabgleich** – Während Verteilnetzbetreiber CAPEX schnell in ihre Erlösobergrenze einfließen lassen können, ist dies bei OPEX (z.B. für Engpassmanagement) nicht ohne weiteres möglich.³⁷ Die Anreize für Verteilnetzbetreiber, dezentrale Flexibilitäten via OPEX zu erschließen, sind deshalb derzeit gering. Dies gilt insbesondere auch für die Optimierung von Verteilnetzkosten mit Blick auf den Trade-off CAPEX vs. OPEX im Verteilnetz (siehe Spitzenkappungsdiskussion in Kapitel 4.6.2).
- **Noch unklare Regeln beim Effizienzvergleich** - Durch die Novelle der Anreizregulierungsverordnung vom September 2016 wurden die möglichen Vergleichsparameter ergänzt um: „Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie dienen“ (§ 13 (3) Zif 7 ARegV). Derzeit ist jedoch unklar, wie ein solcher Vergleichsparameter ausgestaltet werden könnte, was die Planungssicherheit bei Verteilnetzbetreibern im Hinblick auf die Wirkung von Flexibilitätsoptionen auf ihre Effizienzwerte reduziert.

³⁷ Kosten für Einspeisemanagement können als sog. „volatile Kosten“ berücksichtigt werden.

- **Fehlende Anreize zum Beitrag der VNB zum ÜNB-Redispatch** - Wie dargestellt würde die Bereitstellung der dezentralen Flexibilitäten (> 10 MW) vermutlich auch Kosten für VNBs zur Koordination mit Hilfe von IKT/Smart Grids benötigen. Der inkrementelle Kostenanteil, der für die Behebung von Übertragungsnetzengpässen genutzt werden könnte, wird derzeit wohl nicht belohnt: Zwar können insbesondere Investitionskosten angesetzt werden, aber im Effizienzbenchmarking der VNB wären „Beiträge zum Übertragungsnetz“ auf der „Outputseite“ nicht berücksichtigt.

5 FAZIT UND AUSBLICK

5.1 Fazit – Es gibt kurzfristige Einsparpotentiale aus Nutzung dezentraler Flexibilität

Unsere Analyse zeigt deutlich:

- Es gibt signifikante Einsparpotentiale durch die Nutzung weiterer dezentraler Flexibilitäten in Ergänzung zu bisher genutzten Flexibilitäten (konventionelle Kraftwerke, an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen größer 10 MW) für den Redispatch.
- Die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten im Verteilnetz zur Auflösung von Netzengpässen im Übertragungsnetz kann über folgende Mechanismen zu Kosteneinsparungen führen:
 - **Zusätzliches Angebot** - Das Portfolio der Flexibilitätsoptionen wird erweitert. Neue (zusätzliche) kostengünstige Potenziale werden erschlossen – der Kostenvorteil kann entweder in den Kosten der Flexibilität vor Ort oder der besseren Sensitivität (Hebel) liegen.
 - **Bessere Sensitivitäten** - Der Bedarf an Netzreserve wird limitiert – günstigere Hebel beim Runterregeln können dazu führen, dass weniger (knappe) Leistung im Süden für das Hochregeln benötigt wird.

Im Gegenzug können aber auch zusätzliche Kosten für die Erschließung und Nutzung der dezentralen Flexibilitäten entstehen:

- Erschließungskosten vor Ort bei der Flexibilitätsquelle (z.B. für erforderliche Smart Meter);
- Koordinationskosten bei ÜNB und VNB zur sicheren Kommunikation und Abwicklung.
- Aus unserer Sicht wäre es für das Jahr 2023 realistisch, insgesamt von einem Kosteneinsparpotenzial von **100 bis 150 Mio. EUR/a** auszugehen (inkl. potentieller Einsparungen in der Netzreserve). In unseren Analysen ist der Wert aus dem Dispatch von Verteilnetzflexibilitäten bewusst sehr konservativ angesetzt worden. Die im Modell berechneten Einsparungen im Dispatch von ca. **30 bis 60 Mio. EUR/a**:
 - dürften sich bei der Berücksichtigung von Anfahrtkosten zentraler thermischer Kraftwerke noch deutlich erhöhen;
 - dürften sich bei der Berücksichtigung von Fehlmengen, die in der Praxis durch Kraftwerke im Ausland oder EinsMan. gedeckt werden ebenfalls erhöhen.
- Die Höhe der Realisierung von Kosteneinsparungen in der Praxis hängt maßgeblich von Umsetzungsdetails und der Effizienz des Regulierungsrahmens ab:

- Konkurrierende Nutzungsoptionen mit räumlich und zeitlich variierender Zahlungsbereitschaft/Nutzen für Flexibilität müssen koordiniert werden.³⁸
- Neben Anreizen für die einzelnen Anbieter von Flexibilität und neben Fragen der Ausgestaltung der „Smart Markets“ ist auch die Rolle der Verteilnetzbetreiber als „Flexibilitätsmanager“ zu diskutieren und entsprechende Anreize im Regulierungsrahmen sind zu durchdenken.

5.2 Fazit – Die Bedeutung der Nutzung dezentraler Flexibilitäten wird weiter zunehmen

Die Erschließung der dezentralen Flexibilitäten lohnt sich auch perspektivisch:

- **Beitrag zum Redispatch:** Zukünftig wird die Flexibilitätslücke durch den Wegfall zentraler Kraftwerke (u.a. Kernenergieausstieg, Sicherheitsreserve) weiter zunehmen – gleichzeitig steigen die Potenziale dezentraler Erzeugung/Verbrauchs (u.a. durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors). Wenn der Übertragungsnetzausbau sich verzögern sollte, wird es auch zukünftig mehrfach zu Engpässen kommen, die mit immer weniger zentralen Optionen gelöst werden können.
- **Koordination der Flexibilitätsnutzung** – Auch in anderen Bereichen steigt voraussichtlich der Flexibilitätsbedarf (Kurzfristmärkte, Engpassmanagement im Verteilnetz). Es lohnt sich deshalb genauer nachzudenken, wie die dezentralen Flexibilitätspotenziale sinnvoll erschlossen und für alle Anwendungszwecke effizient eingesetzt werden können.

³⁸ Die Koordinationsfrage zur Nutzung dezentraler Flexibilitäten ist unabhängig von der Frage zu diskutieren, ob die Engpassbewirtschaftung über einen markt- oder kostenbasierten Redispatch erfolgt.

ANHANG A – HERLEITUNG DER FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL UND KOSTEN UND DER KOSTEN

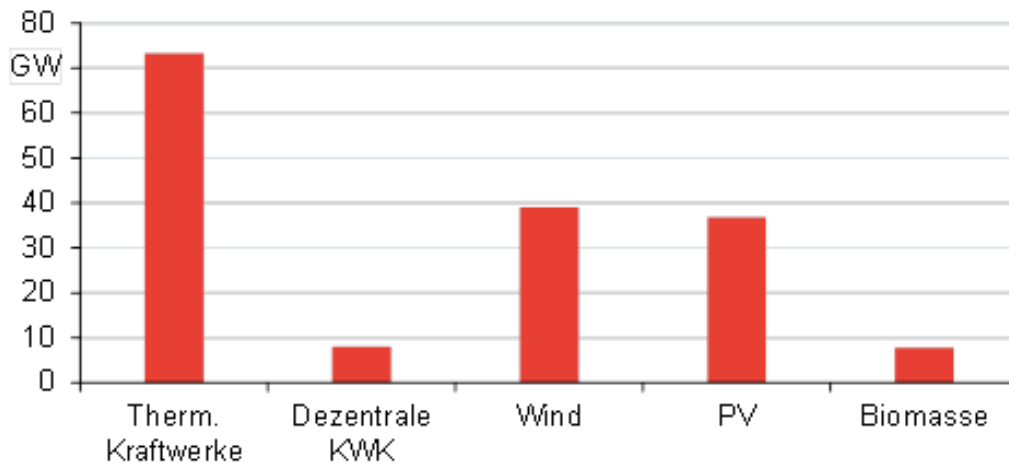
A.1 Szenarioannahmen für das Jahr 2015

Kraftwerkspark

In der ausgewerteten Markt-Netz-Simulation ist der Kraftwerkspark für das Jahr 2015 wie folgt charakterisiert:

- die installierte Leistung thermischer Kraftwerksblöcke in Deutschland beträgt 73,3 GW.
- Zusätzlich sind Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke mit einer installierten Turbinenleistung von ca. 8 GW vorhanden.
- Die installierte Leistung von dezentralen KWK-Anlagen beträgt 8,1 GW.
- Die installierte Leistung von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien liegt insgesamt bei 83,6 GW. Davon entfallen 39 GW auf Windenergieanlagen, 36,8 GW auf PV-Anlagen sowie 7,8 GW auf Biomasseanlagen.

Abbildung 25 Installierte Leistungen der Erzeugungsanlagen im Jahr 2015

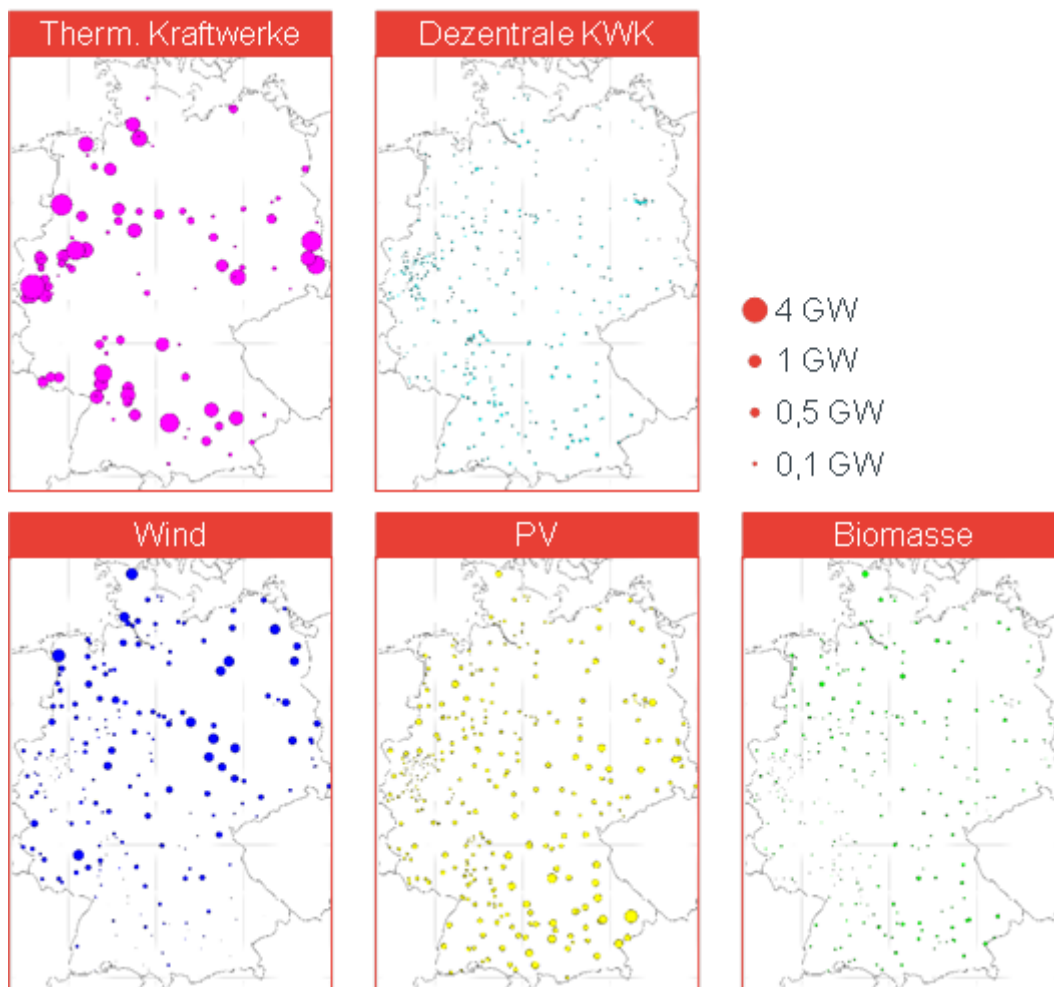


Quelle: IAEW

Die Verteilung der installierten Leistungen der einzelnen Erzeugungstechnologien auf die Übertragungsnetzknotten in Deutschland ist in Abbildung 26 dargestellt.

Die Methodik der Regionalisierung der installierten Leistungen auf die Übertragungsnetzknotten wird untenstehend erläutert.

Abbildung 26 Verteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die Übertragungsnetzknotten in Deutschland im Jahr 2015



Quelle: IAEW/Frontier

Übertragungsnetz

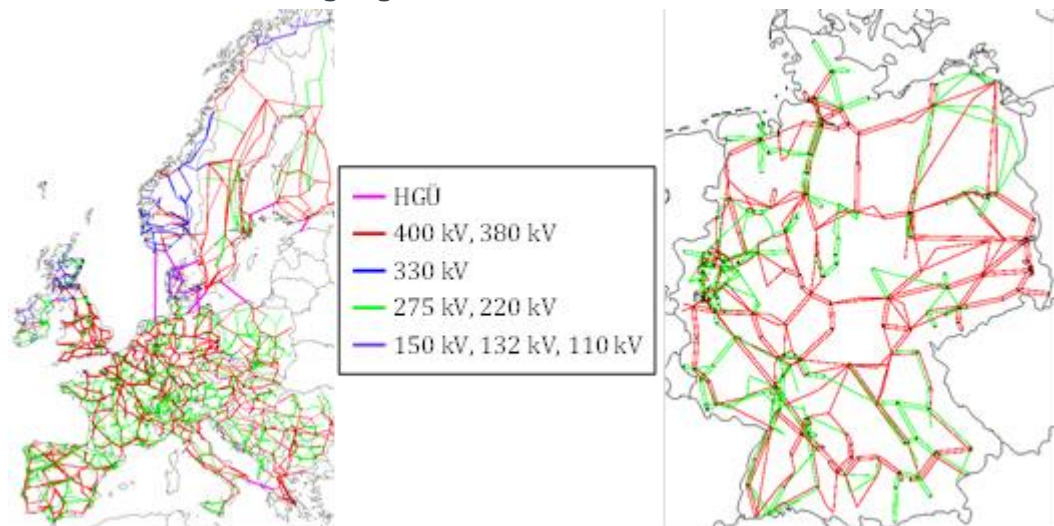
Das IAEW hat in den vergangenen Jahren ein Modell des Übertragungsnetzes der ehemaligen UCTE-Länder entwickelt, das alle für Leistungsfluss- und Ausfallrechnungen notwendigen Parameter enthält.

Das verwendete Netzmodell enthält alle europäischen Leitungen der 220 kV, 330 kV und 380 kV-Ebene für das Betrachtungsjahr 2015. Die hierfür notwendigen Daten stammen aus öffentlichen Quellen, wie zum Beispiel der ENTSO-E-Karte oder Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber. Eine schematische Darstellung des europäischen sowie des deutschen Netzmodells für das Jahr 2015 zeigt Abbildung 27. Für die Parametrierung der Leitungen werden Standardbetriebsmittelwerte angenommen.

Dieses ausschließlich auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen entwickelte Modell ist für Grundsatzuntersuchungen geeignet und wurde bereits in zahlreichen Studien eingesetzt. In dem Netzmodell nicht enthalten sind Informationen, die den Übertragungsnetzbetreibern nur intern vorliegen, wie

beispielsweise exakte Typen und Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel sowie Schaltzustände (Abbildung 27).

Abbildung 27 Modelle des europäischen und des deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2015



Quelle: IAEW

Neue Anwendungen (Elektromobilität und Wärmepumpen)

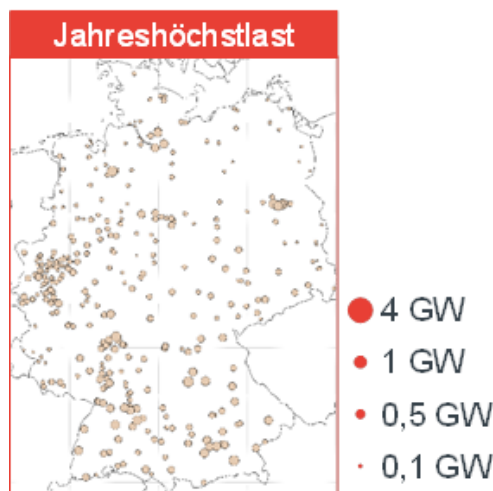
In der ausgewerteten Markt-Netz-Simulation für das Jahr 2015 wurden sowohl die Elektromobilität als auch Wärmepumpen nicht explizit modelliert. Im Jahr 2015 betrug die Anzahl der Elektroautos lediglich etwa 18.900. Unter der Annahme einer Ladeleistung von 3,7 kW je Elektroauto ergibt sich eine installierte Leistung von lediglich 69,93 MW

Last

Die Jahreshöchstlast in der ausgewerteten Markt-Netz-Simulation für das Jahr 2015 beträgt 78,4 GW. Die Verteilung der Last auf die einzelnen Übertragungsnetzknotten erfolgt anhand der Bevölkerungs- sowie Industriedichte. Da in Deutschland ausschließlich das 220 und 380 kV-Leitungsnetz modelliert wird, werden Lasten aus den unterlagerten Netzebenen aggregiert an die entsprechenden Netzknotten im Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen.

Die Verteilung der Jahreshöchstlast auf die Übertragungsnetzknotten ist in Abbildung 28 dargestellt.

Abbildung 28 Verteilung der Jahreshöchstlast auf die Übertragungsnetzknotten in Deutschland im Jahr 2015



Quelle: IAEW

Vorgehen bei der Regionalisierung

Regionalisierung der Last

Bei der Modellierung von Verbrauchern wird nach Haushalts- und Gewerbekunden sowie Industriekunden unterschieden. Um die Last dieser Verbraucher auf die Übertragungsnetzknotten zu allokkieren, wird auf Daten des statistischen Bundesamtes zurückgegriffen. Dort werden Einwohnerzahlen (EW) und Bruttowertschöpfungen (BWS) je Branche aufgeschlüsselt nach deutschen Landkreisen und kreisfreien Städten veröffentlicht. Diese Daten werden als relative Verteilungsschlüssel für Haushaltslasten (Index H), Gewerbelasten (Index G) sowie für Industrielasten (Index I) verwendet. Mit der Maximallast von Haushalten $P_{max,H}$ und Gewerbeeinrichtungen $P_{max,G}$ sowie Industriekunden $P_{max,I}$ lässt sich eine Zuordnung der Lastzusammensetzung je Landkreis und kreisfreier Stadt $P_{i,Last}$ ableiten. Die Lastzusammensetzung je Landkreis und kreisfreier Stadt i ist nach Haushaltslasten $P_{i,H}$, Gewerbelasten $P_{i,G}$ sowie in Industrielasten $P_{i,I}$ aufgeschlüsselt. Die Berechnung erfolgt für alle n Landkreise und kreisfreien Städte und ist in folgender Formel dargestellt.

$$\begin{aligned}
 P_{i,Last} &= P_{i,H} + P_{i,G} + P_{i,I} = \\
 &= \frac{EW_i}{\sum_n EW_n} \cdot P_{max,H} + \frac{BWS_{G,i}}{\sum_n BWS_{G,n}} \cdot P_{max,G} + \frac{BWS_{I,i}}{\sum_n BWS_{I,n}} \cdot P_{max,I}
 \end{aligned}$$

Um die Last und Einspeisung je PLZ-Gebiet einzelnen Übertragungsnetzknotten zuordnen zu können, muss zunächst die versorgte Fläche eines Übertragungsnetzknottes abgeschätzt werden. Dazu wird eine Voronoi-Zerlegung genutzt. Ein Voronoi-Diagramm lässt sich aus einer vorgegebenen Menge an Mittelpunkten in einem Raum berechnen und beschreibt Gebiete kleinsten Abstandes zu ihren jeweiligen Mittelpunkten. Zu allen Punkten innerhalb eines Gebietes existiert kein näherer Mittelpunkt als der eigene. Auf

den Kanten des Voronoi-Diagramms ist die Entfernung zu je zwei und auf den Ecken zu je drei Mittelpunkten gleich weit. Wendet man die Methode der Voronoi-Zerlegung auf Übertragungsnetzknöten an, erhält man Polygonzüge und Koordinaten der Eckpunkte der von den Übertragungsnetzknöten versorgten Fläche. Durch eine Überlagerung der Polygonzüge von PLZ-Gebieten und den von Höchstspannungsnetzknöten versorgter Fläche lässt sich eine prozentuale Aufteilung der in einem PLZ-Gebiet existierenden Verbraucher auf Übertragungsnetzknöten ermitteln. Dafür werden Schnittpunkte s der Polygonzüge von Übertragungsnetzknöten (Index i) und PLZ-Gebieten (Index j) ermittelt und im Anschluss die Fläche des Schnittpolygons A_S , berechnet, wenn Schnittpunkte s gefunden sind. Die Berechnung der Fläche erfolgt unter Vernachlässigung der Erdkrümmung gemäß der Gaußschen Trapezformel. Die Schnittpunkte s des Schnittpolygons S_{ij} sind als kartesische Koordinaten $(x_{s,ij}, y_{s,ij})$ notwendig.

$$A_{S,ij} = \frac{1}{2} \cdot \sum_s |(y_{s,ij} + y_{s+1,ij}) \cdot (x_{s,ij} - x_{s+1,ij})|$$

Mit der Formel lässt sich analog die Gesamtfläche A_j des PLZ-Gebietes berechnen und im Anschluss für jeden Übertragungsnetzknöten i eine relative Zuordnung der Verbraucherlast und dezentralen Einspeisung je PLZ-Gebiet auf Verbraucherlast und dezentrale Einspeisung je Übertragungsnetzknöten gemäß der folgenden Formel beispielhaft für Haushaltslast $P_{H,i}$ berechnen:

$$P_{H,i} = \sum_j \frac{A_{S,ij}}{A_j} \cdot P_{PLZ,j}$$

Diese Formel wird analog für alle Verbrauchertypen und Typen dezentraler Erzeugungsanlagen berechnet.

Regionalisierung der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Die installierte Leistung der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien lassen sich anhand des EEG-Anlagenregisters technologiespezifisch für jedes PLZ-Gebiet auswerten. Somit liegen die installierten Leistungen der verschiedenen Technologien (Wind, PV, Biomasse) je PLZ-Gebiet vor. Die Zuordnung der installierten Leistungen je PLZ-Gebiet auf die Übertragungsnetzknöten erfolgt analog zu den Lasten über die zuvor vorgestellte Voronoi-Zerlegung.

Regionalisierung der dezentralen KWK-Anlagen

Die Regionalisierung der dezentralen KWK-Anlagen erfolgt anhand der Verteilung der Haushaltslasten je Übertragungsnetzknöten, da davon ausgegangen wird, dass die Anzahl der dezentralen KWK-Anlagen mit der Bevölkerungsdichte und somit mit auch mit der Haushaltslastdichte korreliert.

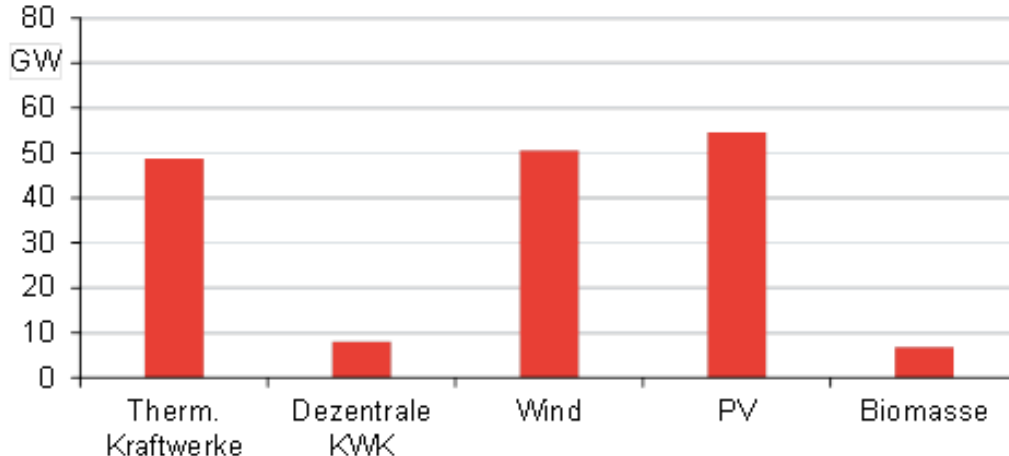
A.2 Szenarioannahmen für das Jahr 2022/2023

Kraftwerkspark

Der Kraftwerkspark für das Jahr 2022/2023 wurde auf Basis des angenommenen Kraftwerksparks für das Jahr 2015 abgeleitet. Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke wurde bestimmt, indem eine Sterbelinie des Kraftwerksparks auf Basis der typischen Nutzungsdauern der einzelnen Kraftwerkstechnologien sowie der Errichtungszeitpunkte der einzelnen Kraftwerksblöcke ermittelt wurde. Zubauprojekte thermischer Kraftwerke bis zum Jahr 2022/2023 wurden nicht berücksichtigt. Insgesamt reduziert sich unter diesen Annahmen die thermische Kraftwerksleistung um 24,5 GW auf 48,8 GW.

Die installierte Leistung der EE-Anlagen für das Jahr 2022/2023 wurde auf Basis der Annahmen im NEP 2030 (Szenario B) sowie anhand der installierten Leistung für das Jahr 2015 bestimmt. Die technologiespezifischen Leistungen für die Jahre 2015 und 2030 wurden linear interpoliert, um die installierten Leistungen im Jahr 2022/2023 zu erhalten. Die installierte Leistung der EE-Anlagen steigt unter diesen Annahmen auf insgesamt 112,1 GW. Davon entfallen 50,6 GW auf Windenergieanlagen, 54,6 GW auf PV-Anlagen und 6,9 GW auf Biomasseanlagen.

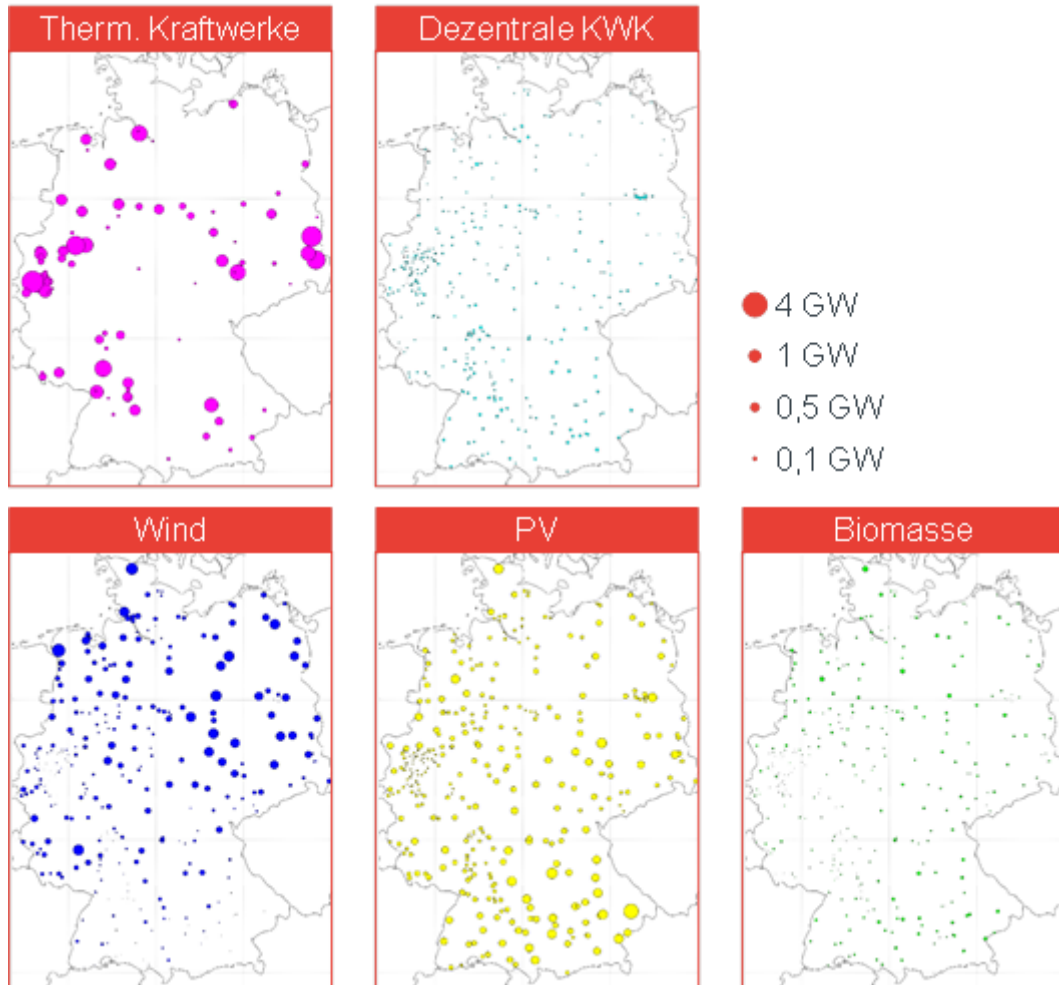
Abbildung 29 Installierte Leistungen der Erzeugungsanlagen im Jahr 2022/2023



Quelle: IAEW

Die Verteilung der installierten Leistungen der einzelnen Erzeugungstechnologien auf die Übertragungsnetzknotten in Deutschland ist in Abbildung 30 dargestellt. Die Methodik der Regionalisierung der installierten Leistungen auf die Übertragungsnetzknotten wird untenstehend erläutert.

Abbildung 30 Verteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die Übertragungsnetzknoten in Deutschland im Jahr 2022/2023



Quelle: IAEW

Neue Anwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, und Solarstromspeicher)

Zur Ableitung der Potentiale von Elektromobilität, Wärmepumpen und Solarstromspeichern für das Jahr 2022/2023 wurden ebenfalls die Annahmen des NEP 2030 (Szenario B) verwendet. Im Begleitgutachten „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ wurden Zahlen für die drei Verbrauchstypen Elektromobilität, Wärmepumpen und Solarstromspeicher hergeleitet. Für Elektromobilität und Wärmepumpen werden im betrachteten Gutachten für das Jahr 2030 für Deutschland die folgenden Daten angegeben:

- Installierte Leistung
- Maximale zeitgleiche Last
- Minimale zeitgleiche Last
- Mittlere zeitgleiche Last

Für Solarstromspeicher werden die folgenden Daten für Deutschland angegeben:

- Speicherkapazität und Speicherleistung

Elektromobilität

Auf Basis der Zahlen des betrachteten Gutachtens für das Jahr 2030 wurden die Zahlen für das Betrachtungsjahr 2022/2023 durch eine lineare Interpolation ermittelt. Aus diese Weise ergibt sich eine installierte Leistung der Elektromobilität in Deutschland von 5,8 GW (1,58 Mio. Fahrzeuge mit einer Ladeleistung von jeweils 3,7 kW). Die maximale zeitgleiche Last liegt bei 4,6 GW, die mittlere zeitgleiche Last bei 1 GW und die minimale zeitgleiche Last bei 0 GW. Die gesamte Speicherkapazität wurde auf Basis der ermittelten installierten Leistung und den in Abbildung 31 zusammengefassten Annahmen zu Speicherkapazitäten bestimmt. Auf Basis dieser Annahmen ergibt sich eine installierte Speicherkapazität im Jahr 2022/2023 von 37,2 GWh.

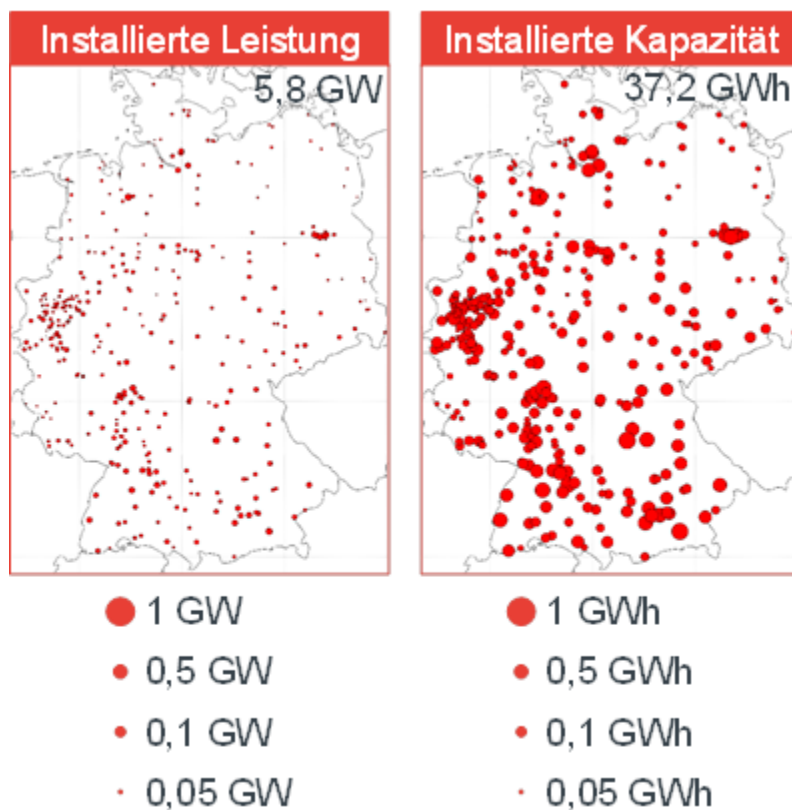
Abbildung 31 Annahmen zur Bestimmung der Speicherkapazität in Deutschland

PKW-Größe	Mittlere Speicherkapazität [kWh]	Anteil an Fahrzeugen [%]
Klein	16,7	15
Mittel	23,2	70
Groß	32,3	15

Quelle: IAEW

Die Verteilung der Leistung und Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen auf die Übertragungsnetzknotten erfolgt proportional zur Verteilung der Haushaltslasten. Die ermittelte Verteilung auf die Übertragungsnetzknotten ist anhand der installierten Leistung sowie der installierten Speicherkapazität in Abbildung 34 dargestellt.

Abbildung 32 Verteilung der installierten Leistung und Speicherkapazität für Elektromobilität auf die Übertragungsnetzknoten in Deutschland im Jahr 2022/2023



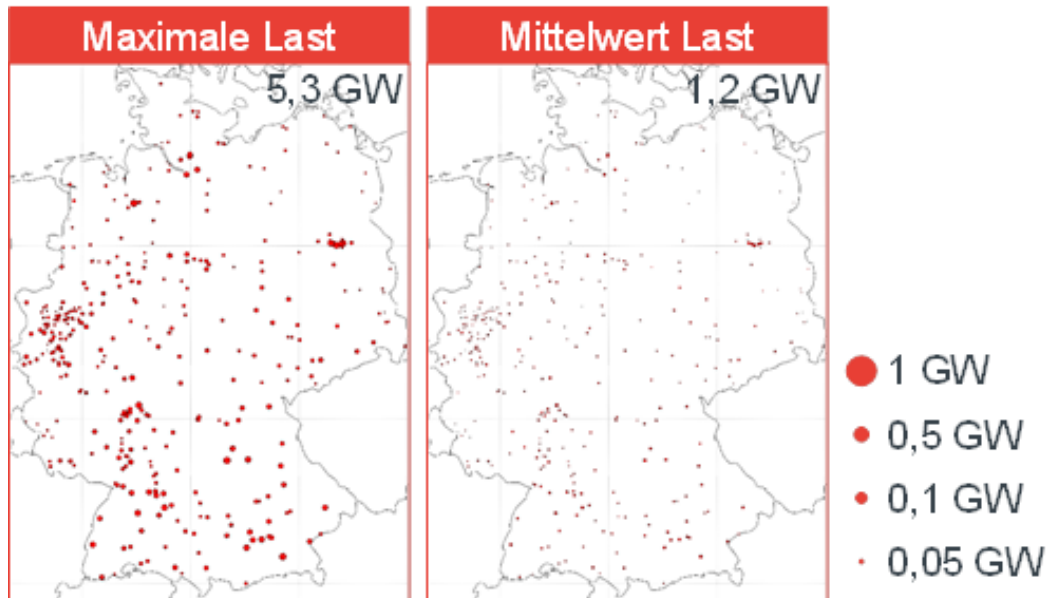
Quelle: IAEW

Wärmepumpen

Auf Basis der Zahlen des betrachteten Gutachtens für das Jahr 2030 wurden ebenso wie für die Elektromobilität die Zahlen für Wärmepumpen für das Betrachtungsjahr 2022/2023 durch eine lineare Interpolation ermittelt. Hierdurch ergibt sich eine maximale zeitgleiche Last durch Wärmepumpen in Deutschland von 5,3 GW. Die mittlere zeitgleiche Last durch Wärmepumpen in Deutschland liegt bei 1,2 GW. Die minimale zeitgleiche Last in Deutschland beträgt 0,075 GW.

Die Verteilung der Lasten durch Wärmepumpen ist in Abbildung 33 dargestellt. Die Verteilung wurde analog zur Elektromobilität proportional zur Verteilung der Haushaltslasten vorgenommen.

Abbildung 33 Verteilung der Last durch Wärmepumpen auf die Übertragungsnetzknoten in Deutschland im Jahr 2022/2023



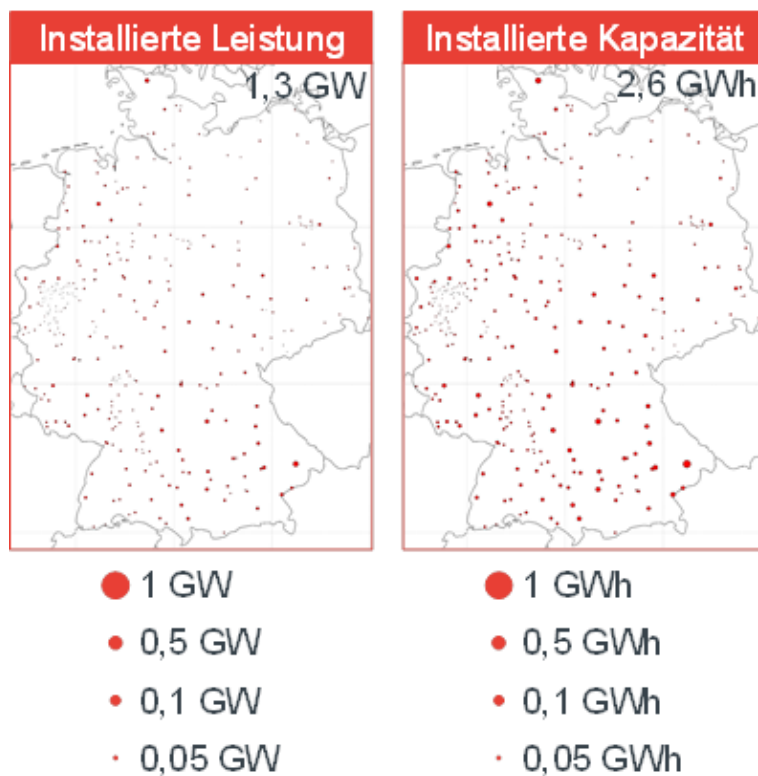
Quelle: IAEW

Solarstromspeicher

Im ausgewerteten Gutachten werden die installierte Speicherleistung sowie die installierte Speicherkapazität von Solarstromspeichern für das Jahr 2025 angegeben. Die Angaben werden im Rahmen dieser Studie für das Jahr 2022/2023 verwendet. Die installierte Speicherleistung von Solarstromspeichern beträgt 1,31 GW. Die installierte Speicherkapazität liegt bei 2,63 GWh.

Die Verteilung der Lasten durch Wärmepumpen ist in Abbildung 34 dargestellt. Die Verteilung der Solarstromspeicher wurde proportional zur Verteilung der PV-Anlagen vorgenommen.

Abbildung 34 Verteilung der installierten Leistung und Speicherkapazität für Elektromobilität auf die Übertragungsnetzknoten in Deutschland im Jahr 2022/2023



Quelle: IAEW

Last

Im verwendeten Gutachten wird eine leicht sinkende Jahreshöchstlast für das Jahr 2030 prognostiziert. Da der prognostizierte Nachfragerückgang insbesondere auf Effizienzgewinne von Beleuchtung und Wärmeanwendungen zurückzuführen ist, findet ein Absenken der Last primär in den frühen Morgen- und Nachtstunden statt. Der Rückgang der Last durch elektrische Heizsysteme ist dabei im Wesentlichen durch die Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen charakterisiert. Allerdings wird diese Reduktion der Stromnachfrage besonders im Szenario B durch die Verbreitung von Elektromobilität teilweise wieder aufgehoben oder sogar überkompensiert. Eine sinkende Stromnachfrage in den Morgen- und Nachtstunden sowie steigende Lasten durch das Laden von Elektrofahrzeugen in den Abendstunden erhöhen damit in Szenario B die Lastfluktuation.

