

Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten- effizienten Redispatch leisten?

*Nikolai Klempf
Felix Guthoff
Pascal Häbig
Erik Heilmann
Maximilian Schulz
Kai Hufendiek*

Abschlussbericht

im Auftrag von

TransnetBW GmbH

Pariser Platz

Osloer Str. 15-17

70173 Stuttgart

Beteiligte Autoren seitens des TGZ InEnergy der TTI GmbH an der Universität Stuttgart:

Dipl.-Ing. Nikolai Klempf,

Felix Guthoff M.Sc.,

Pascal Häbig M. Sc.,

Erik Heilmann M.Sc.,

Maximilian Schulz M.Sc. und

Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

TGZ InEnergy

TTI GmbH an der Universität Stuttgart

Nobelstr. 15

70567 Stuttgart

Veröffentlicht im Oktober 2021

Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten- effizienten Redispatch leisten?

Eine Kurzstudie im Auftrag der TransnetBW GmbH



Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Leserschaft,

2022 geht in Deutschland das letzte Kernkraftwerk vom Netz, bis 2045 muss Deutschland klimaneutral sein. Mobilität und Energieversorgung sind schon heute mitten in einem beispiellosen Wandel, neue dezentrale, nachfrageseitige Technologien wie E-Autos werden immer stärker nachgefragt.

Wir von TransnetBW haben uns die Frage gestellt, ob dezentrale Flexibilität einen auch ökonomisch effizienten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann. Als Übertragungsnetzbetreiberin sichern wir die Stromversorgung von rund elf Millionen Menschen in Baden-Württemberg. Wir verantworten die Infrastruktur der Energiewende. Rund um die Uhr stellen unsere Ingenieurinnen und Ingenieure in der Hauptschaltleitung in Wendlingen das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch im Südwesten Deutschlands sicher. Eines der Werkzeuge unserer Systemführung zum Management von Engpässen im Netz ist der Redispatch. Um gefährliche Netzüberlastungen zu verhindern, wird bei Starkwind im erzeugungsstarken Norden Deutschlands die Einspeisung aus Windkraftanlagen reduziert – mit negativem Redispatch. Zum Ausgleich erhöhen wir mittels positivem Redispatch die Erzeugungsleistung von Kraftwerken im verbrauchsstarken Süden Deutschlands.

Um die Energiewende umzusetzen, erarbeiten wir neue Lösungen. So wird der Redispatch-Mechanismus aktuell weiterentwickelt und auf Erzeugungsanlagen mit Leistungen von über 100 Kilowatt (kW) auch im Verteilnetz ausgedehnt, im Übertragungsnetz werden wichtige Netzausbauprojekte umgesetzt, und für die Verbesserung der aktuellen Reserveinstrumente haben wir das Konzept der Systemreserve entwickelt. Darüber hinaus können wir gerade die Bedeutungszunahme einer neuen Option beobachten: Die zunehmenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen, die Neuinstallationen von Wärmepumpen und Batteriespeichern für Solaranlagen im Haushaltssektor werden von der Verbraucherseite getrieben. Mit Leistungen von weit unter 100 kW entsteht hier eine Vielzahl dezentraler Verbraucher und Speicher. Demgegenüber steht eine Abnahme fossiler Erzeugungskapazität. Wieso nicht auch diese neu entstehende, dezentrale Flexibilität für die Versorgungssicherheit nutzen?

Um das ökonomische Potenzial dezentraler Flexibilität für den Redispatch in Baden-Württemberg zu untersuchen, haben wir das TGZ InEnergy der TTI GmbH an der Universität Stuttgart mit der Durchführung der vorliegenden Kurzstudie beauftragt. Um eines vorweg zu nehmen: Dass alleine in Baden-Württemberg Potenziale im dreistelligen Millionenbereich möglich sind, hat uns selbst überrascht.

Wir wünschen Ihnen viel Freude bei der Lektüre.

Dr. Rainer Pflaum

Mitglied der TransnetBW-Geschäftsführung

ZIELSETZUNG UND ERGEBNISSE DER KURZSTUDIE

[Betrachtungsgegenstand] Um dezentrale Flexibilität in die aktuellen Redispatch-Prozesse zu integrieren, braucht es ein Bindeglied zwischen dem aktuellen, verpflichtenden Redispatch 2.0 und einem neuen Mechanismus zur Integration dezentraler Flexibilität. Es wird vorgeschlagen diesen Mechanismus marktbezogen auszugestalten, da aufgrund der Kleinteiligkeit dieser Flexibilität eine direkte Integration in den Redispatch 2.0 Mechanismus eine aufwändige Kostenermittlung zur Folge hätte. Das sogenannte Benchmark-Modell könnte dieses Bindeglied darstellen und dabei dezentralen, nachfrageseitigen Flexibilitäten, die noch nicht vom Redispatch 2.0 erfasst sind, eine Teilnahme auf freiwilliger Basis ermöglichen. Die vorliegende Kurzstudie untersucht die techno-ökonomischen Potenziale dieses Benchmark-Modells (Abbildung 1). Über das Benchmark-Modell wird ein Kostenbenchmark für den Redispatch ermittelt und kommuniziert. Durch den Kostenbenchmark soll sichergestellt werden, dass nachfrageseitige Flexibilität nur genutzt wird, wenn diese nicht teurer ist als die Anpassung der Erzeugungsleistung von Marktkraftwerken im Rahmen der etablierten, regulierten Redispatch-Prozesse.

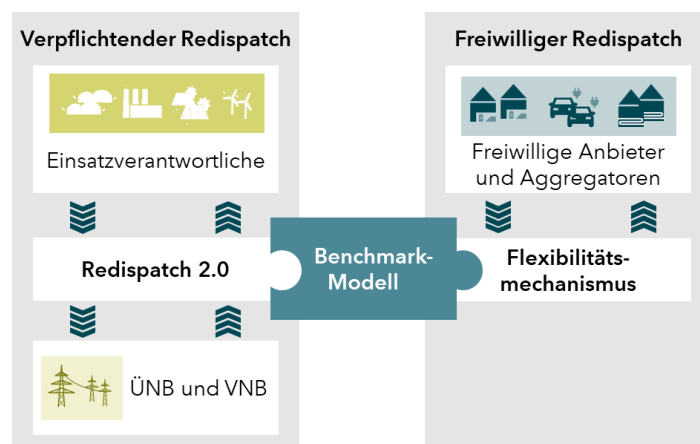


Abbildung 1: Veranschaulichung des Benchmark-Modells.

Zur wirtschaftlichen Bewertung des Mehrwerts des Benchmark-Modells werden ökonomische Potenziale zur Reduktion der Systemkosten ermittelt. Zur Bestimmung und Einordnung der ökonomischen Potenziale ist die Kurzstudie in die folgenden vier Zielstellungen unterteilt:

- Zielsetzung 1:** Abschätzung des heutigen und zukünftigen Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten (Kostenbenchmark) für Netzengpassmanagementmaßnahmen im Übertragungsnetz der TransnetBW-Regelzone für die Jahre 2021, 2025 und 2028.
- Zielsetzung 2:** Quantifizierung des bisher unberücksichtigten Potenzials aus den vier ausgewählten Technologien: *Stationäre PV-Batteriespeicher, Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge* im Haushaltssektor sowie *Querschnittstechnologien*¹ im GHD- und Industriesektor.
- Zielsetzung 3:** Bewertung des möglichen ökonomischen Potenzials durch Einsatz von dezentraler Flexibilität im Redispatch.
- Zielsetzung 4:** Ergänzende Analyse zur qualitativen Bewertung von potenziellen Mehraufwänden und Mehrwerten des Benchmark-Modells im Vergleich zu alternativen Konzepten.

¹ Raumluftechnische Anlagen und Kompressionskältemaschinen

Potenziale dezentraler Flexibilität:

Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten-effizienten Redispatch leisten?

[Ergebnisse] Trotz eines insgesamt sinkenden Bedarfs an Redispatch in den kommenden Jahren durch den Ausbau im Übertragungsnetz können die betrachteten Flexibilitätstechnologien jährlich ökonomische Potenziale zwischen 15 und 47 Mio. € generieren. Die maximalen ökonomischen Potenziale werden hierbei aus der Differenz der Netzengpassmanagementkosten im Übertragungsnetz mit und ohne die Einbeziehung der betrachteten dezentralen Flexibilität berechnet (vgl. Abbildung 2).

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Integration von dezentraler nachfrageseitiger Flexibilität einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen entfalten kann. Insgesamt kumulieren sich die in Baden-Württemberg möglichen ökonomischen Potenziale bei den getroffenen Annahmen zwischen 2022 und 2028 auf 228 Mio. € (Abbildung 2). Dabei tragen kurzfristig vor allem Querschnittstechnologien sowie Wärmepumpen zum Potenzial bei, langfristig überwiegen die potenziellen Einsparungen durch Elektrofahrzeuge.

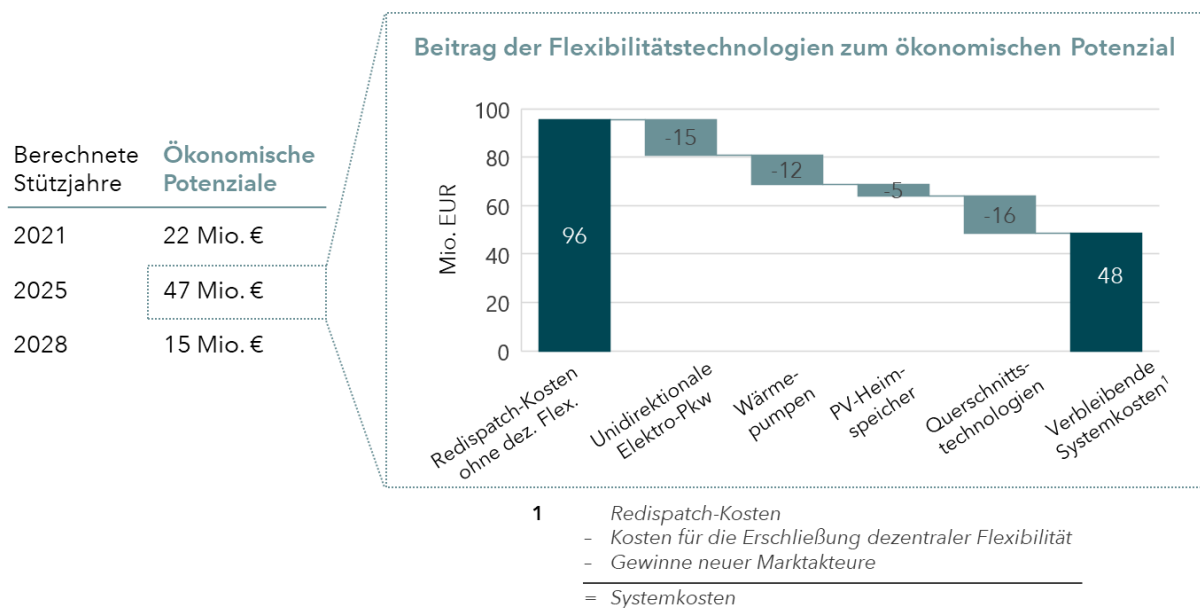


Abbildung 2: Ökonomische Potenziale durch Nutzung dezentraler Flexibilität für den Redispatch.

In der Praxis würde sich die ökonomischen Potenziale je nach Marktsituation einerseits als Erlöse auf Anbieterseite (z. B. Eigentümerinnen und Eigentümer von Elektrofahrzeugen & Aggregatoren) und andererseits als Kostenreduktion im Redispatch beim Netzbetreiber aufteilen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die ausgewiesenen ökonomischen Potenziale keine Transaktionskosten sowie keine investiven Kostenpositionen enthalten, wie sie zur Erschließung der Flexibilität oder für die benötigte Infrastruktur auf Netzbetreiberseite anfallen. Die wirtschaftliche Erschließung der Flexibilität verbleibt somit als zentrale Herausforderung, da sich die Transaktionskosten durch eine entsprechende Automatisierung, die in den Erschließungskosten enthalten ist, niedrig halten lassen.

Die abschließende qualitative Bewertung des Benchmark-Modells gegenüber aktuellen Alternativkonzepten zeigt ergänzend zu den quantitativen Ergebnissen auf, dass bei einer plattform- und marktbasierter Umsetzung des Benchmark-Modells die Vorteile überwiegen und es somit eine vielversprechende Lösungsoption darstellt. Die Transaktionskosten stellen aufgrund der Kleinteiligkeit der Flexibilitätspotenziale grundsätzlich eine Herausforderung dar, jedoch bieten ein Plattformansatz und ein geeignetes Produktdesign die Chance, die beteiligten Akteure zu integrieren. Wenn das Flexibilitätspotenzial durch die Akteure ohnehin für eine anderweitige Vermarktung erschlossen wird (z. B. im wettbewerblichen Energiemarkt oder zur Vermarktung als Systemdienstleistung), lassen sich auch die

Potenziale dezentraler Flexibilität:

Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten-effizienten Redispatch leisten?

Erschließungskosten für den Redispatch deutlich reduzieren. Grundsätzlich bietet der Ansatz erhebliches Potenzial für eine effiziente Koordination, wobei das inhärent vorhandene Potenzial für Fehlansätze durch strategisches Gebotsverhalten durch entsprechende Maßnahmen minimiert werden kann.

HINTERGRUND UND METHODIK

[Hintergrund] Die vorliegende Kurzstudie baut auf einer vorangegangenen Untersuchung auf. In dieser wurde anhand einzelner Use Cases in Verbindung mit ausgewählten Netzengpasssituationen der mögliche Beitrag dezentraler Flexibilität zum Netzengpassmanagement analysiert. Während hier bereits ein relevantes Potenzial für zukünftige Kosteneinsparungen hervorging, blieb die Frage nach den insgesamt erreichbaren ökonomischen Potenzialen des Benchmark-Modells zunächst offen. Dies adressiert die vorliegende Kurzstudie durch eine zeitliche und räumliche Ausweitung des Betrachtungsraums. Die Methodik ist dabei gemäß der Zielstellung in vier Abschnitte geteilt.

[Methodik Ziel 1] Die Abschätzung des zukünftigen Redispatch-Bedarfs in Verbindung mit dem damit entstehenden Kostenbenchmark besteht aus zwei Stufen und wurde durch die TransnetBW GmbH bereitgestellt. Die erste Stufe beinhaltet eine Netzmodellierung zur Simulation der auftretenden Netzengpässe über den jeweiligen Jahresverlauf. Die Basis hierfür stellen die Systemanalysen aus dem Jahr 2020 gemäß §13 Abs. 10 EnWG dar. In der zweiten Stufe wird basierend auf Brennstoffkosten, Opportunitätskosten, Werteverbrauch, sowie einem CO₂-Zertifikatspreis in Höhe von 40 €/t der Kostenbenchmark für die eingesetzten Redispatch-Kraftwerke abgeschätzt. Sowohl Redispatch-Bedarf als auch Kostenbenchmark liegen anschließend als Zeitreihen für Baden-Württemberg sowie für verschiedene zukünftige Jahre vor. Der Kostenbenchmark bildet sowohl die Grenzkosten des zuletzt eingesetzten, teuersten Kraftwerks ab, als auch die durchschnittlichen gewichteten Kosten aller eingesetzten Kraftwerke.

[Methodik Ziel 2] Die Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials der ausgewählten Technologien erfolgt in einem vierstufigen Vorgehen jeweils separat für jede der Technologien. In der ersten Stufe wird der Szenariorahmen des Ausbaus der Technologie für ganz Deutschland festgelegt. Auf Grundlage des deutschlandweiten Potenzials wird dann das Potenzial für Baden-Württemberg abgeschätzt. In Stufe drei wird das zeitlich hochaufgelöste technische Potenzial jeder Technologie als stündliche prozentuale Verfügbarkeit des Gesamtpotenzials bestimmt. Dabei stellt die Nichtbeeinflussung von Nutzerkomfort und PV-Eigenverbrauch eine wesentliche Restriktion dar. In der finalen Stufe werden die Opportunitätskosten jeder Technologie für jede Stunde des Jahres bestimmt. Diese ergeben sich aus dem ursprünglich geplanten Einsatz der Technologien zur Optimierung des Eigenverbrauchs, für das Spitzenlastmanagement, den Erlösen aus der Day-Ahead Strompreisoptimierung oder aus den möglichen Erlösen für die Vermarktung von Primärregelleistung.

[Methodik Ziel 3] Die quantitative Bewertung der ökonomischen Potenziale basiert auf den Teilergebnissen der ersten beiden Ziele. Dabei werden die auftretenden Kosten des Netzengpassmanagements, die ohne die Einbeziehung dezentraler Flexibilität mit den Abrufen verbundenen sind, den Kosten mit Einbeziehung dieser Flexibilitätspotenziale gegenübergestellt. Um die Kosten der Abrufe dezentraler Flexibilität abzuschätzen, werden deren Opportunitätskosten abgeschätzt und unterstellt, dass sie den Abruf aus den bislang für den Redispatch eingesetzten Marktkraftwerken im Leistungsverhältnis 1:1 ersetzen. Die Differenz der so ermittelten Kosten für den Ersatz des Abrufs des bislang durchgeführten Redispatch mit Marktkraftwerken durch diese Flexibilitäten ergibt die ökonomischen Potenziale.

[Methodik Ziel 4] Da die quantitative Bewertung einzelne Kostenaspekte wie die Erschließungs- und Transaktionskosten vernachlässigt, wird weiterhin eine qualitative Bewertung des Benchmark-Modells vorgenommen. Neben den Transaktionskosten fließen weitere qualitative Bewertungskriterien regu-

Potenziale dezentraler Flexibilität:

Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten-effizienten Redispatch leisten?

latorischer, technischer, produktbezogener und systemischer Natur ein. Im Einklang mit dem bestehenden Branchendiskurs über die Netzintegration von dezentraler Flexibilität wird das Benchmark-Modell vier alternativen Mechanismen vergleichend gegenübergestellt.

TEILERGEBNIS 1: ENTWICKLUNG DES KOSTENBENCHMARKS UND REDISPATCH-BEDARFS

[Redispatch-Bedarf & Kostenbenchmark] Die Abschätzung des zukünftigen Redispatch-Bedarfs in Baden-Württemberg zeigt eine klare Tendenz zu einem insgesamt sinkenden Gesamtbedarf an Redispatch-Arbeit (Abbildung 3, links). Dabei wird erwartet, dass hier auch zukünftig hauptsächlich Bedarf an positivem Redispatch besteht. Die auftretenden Stunden sind über das gesamte Jahr verteilt, weisen jedoch Schwerpunkte in den Wintermonaten auf. Dies ist bedingt durch eine hohe Windeinspeisung insbesondere im Norden Deutschlands bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage in Baden-Württemberg. Es wird erwartet, dass sich durch die veränderte Marktsituation der durchschnittliche Kostenbenchmark in den kommenden Jahren kontinuierlich erhöht, da sich der konventionelle thermische Kraftwerkspark stark verändert. In Verbindung mit dem sinkenden Bedarf führt dies dazu, dass zwar weniger Redispatch-Arbeit potenziell durch dezentrale Flexibilität ersetzt werden kann, der Kostenvorteil je eingesetzter Arbeit jedoch steigt.

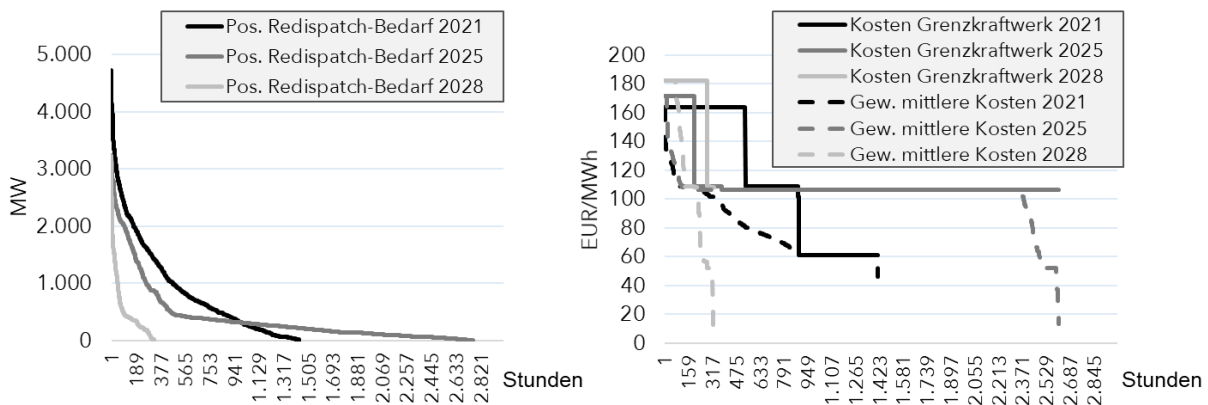


Abbildung 3: Dauerlinien für den positiven Redispatch-Bedarf (links) und die variablen Kosten des Grenzkraftwerks bzw. die gewichteten mittleren Kosten (rechts) aller eingesetzten Kraftwerke in den Betrachtungsjahren 2021, 2025 und 2028 in der TransnetBW-Regelzone.

TEILERGEBNIS 2: QUANTIFIZIERUNG DES FLEXIBILITÄTSPOTENZIALS UND DER OPPORTUNITÄTSKOSTEN

[Flexibilitätspotenzial & Opportunitätskosten] Die nachfolgende Abbildung 4 fasst die Ergebnisse des vierstufigen Vorgehens zur Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials und der Opportunitätskosten der betrachteten Flexibilitätstechnologien zusammen. Ausgehend von der installierten Leistung der vier untersuchten Technologien in Deutschland (Schritt „1. Szenario“) erfolgt eine Regionalisierung dieser auf Landkreisebene NUTS-3 und eine Aggregation für den Betrachtungsraum Baden-Württemberg („2. Ort“). Das verfügbare Flexibilitätspotenzial in stündlicher Auflösung wird nachfolgend bestimmt und ist als Heatmap dargestellt („3. Zeit“), wobei sich die Prozentangabe auf die installierte Leistung bezieht. Die zugehörigen Opportunitätskosten werden anschließend ebenfalls in stündlicher Auflösung abgebildet („4. Kosten“).

[Installierte Leistung] Die installierte Leistung jeder Technologie nimmt in den kommenden Jahren grundsätzlich zu. Dabei sind jedoch signifikante Unterschiede festzuhalten: Während die Leistung der betrachteten Querschnittstechnologien bereits heute auf einem hohen Niveau liegen und nur ein marginaler Anstieg erwartet wird, wird für die übrigen Technologien ausgehend von einem relativ niedrigen Niveau ein mittlerer bis starker Hochlauf in den nächsten Jahren erwartet.

Potenziale dezentraler Flexibilität:

Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten-effizienten Redispatch leisten?

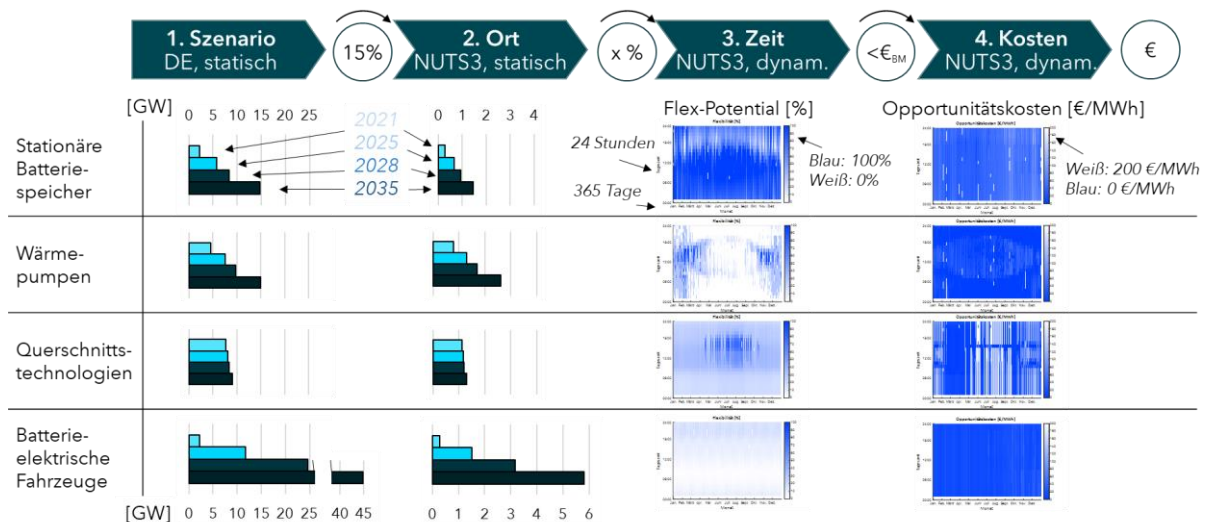


Abbildung 4: Überblick über das positive Flexibilitätspotenzial und die Opportunitätskosten je Technologie.

[Technisches Potenzial] Das technische Potenzial ist abhängig von der primären Nutzung der jeweiligen Technologie. Während bei stationären Batteriespeichern im Haushaltssektor insbesondere der Eigenverbrauch des selbsterzeugten Solarstroms zu beachten ist, der hohe Opportunitätskosten aufweist, richtet sich die Verfügbarkeit von Wärmepumpen und den betrachteten Querschnittstechnologien primär am Wärme-, Kälte- und Lüftungsbedarf aus. Die hauptsächliche Restriktion bei der Flexibilitätsbereitstellung durch die Steuerung der Ladevorgänge von batterieelektrischen Fahrzeugen ist die Erfüllung der Mobilitätsanforderungen und die Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Netz. Vehicle-to-Grid-Ansätze wurden in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt.

[Opportunitätskosten] Die modellierten Opportunitätskosten sind als minimale Gebotspreise für die Flexibilitätsbereitstellung in einer bestimmten Stunde zu interpretieren, denn es ist davon auszugehen, dass ein Akteur unterhalb seiner Opportunitätskosten die Flexibilität nicht anbieten wird. Die Opportunitätskosten sind oftmals abhängig von den möglichen Erlösen für eine alternative (wettbewerbliche) Vermarktung, wie z. B. als Primärregelleistung oder am Strommarkt (Terminmarkt, Day Ahead- bzw. Intraday-Markt). In jedem Zeitraum könnte die Flexibilität alternativ für den Redispatch herangezogen werden. Im Fall der industriell genutzten Querschnittstechnologien sind insbesondere die Opportunitäten zu berücksichtigen, die durch das verbreitete Spitzenlastmanagement in den Betrieben entstehen. Insgesamt sind die sich einstellenden Opportunitätskosten in vielen Situationen grundsätzlich wettbewerbsfähig gegenüber dem häufig über 100 €/MWh liegenden Kostenbenchmark des Redispatches mit konventionellen Kraftwerken in seiner heutigen Ausprägung.

TEILERGEBNIS 3: QUALITATIVE BEWERTUNG DES BENCHMARK-MODELLS

[Einordnung qualitative Ergebnisse] Als Ergänzung zur quantitativen Bewertung des systemischen Nutzens durch den Einsatz dezentraler Flexibilität liefert die qualitative Analyse Erkenntnisse über die wesentlichen Stärken und Schwächen des Benchmark-Modells im Verhältnis zu möglichen alternativen Konzepten. Hierbei werden im Rahmen dieser Kurzstudie neben dem Benchmark-Modell als alternative Mechanismen der Einsatz von Sperrzeiten nach § 14a EnWG, der Ansatz der Spitzenglättung im Sinne einer Weiterentwicklung des § 14a EnWG, eine regulatorische Flexibilitätsbereitstellung sowie flexible Netznutzungsentgelte betrachtet. Die Einordnung bezieht sich dabei auf die aktuelle Branchendiskussion zur Einbindung dezentraler Flexibilität in das Netzengpassmanagement durch § 14a EnWG und umfasst insgesamt zehn verschiedene Bewertungskriterien.

[Qualitative Kernaussagen] Das Benchmark-Modell weist einige strukturelle Vorteile gegenüber den betrachteten Alternativen auf. Insbesondere zielt es als einziges auf eine räumlich und zeitlich effiziente Flexibilitätsbewirtschaftung ab. Durch ein angepasstes Produktdesign können einerseits die bedarfsgerechte Einsatzplanung der Flexibilität sichergestellt und andererseits individuelle anbieterseitige Präferenzen berücksichtigt werden. Dies ist zentral, da neben einer möglichst kostengünstigen technischen Einbindung auch die Erreichung einer hohen Akzeptanz für ein massenfähiges Konzept zur Erreichung der ausgewiesenen ökonomischen Potenziale notwendig sind.

Es besteht jedoch ein Trade-off zwischen Standardisierung und Individualisierung der Flexibilitätsprodukte. Als hauptsächliche Herausforderungen ist hierbei folgendes Spannungsfeld zu beachten: Wird zur besseren individuellen Anpassung an anbieterseitige Präferenzen eine hohe Individualisierung zugelassen, können die Transaktionskosten vergleichsweise hoch ausfallen. Zum anderen bestehen Interdependenzen mit anderen Märkten, insbesondere dem Spotmarkt. Ein adäquates Plattform- und Produktdesign muss diese beachten und gleichzeitig Fehlanreize für missbräuchliches strategisches Gebotsverhalten reduzieren.

FAZIT UND AUSBLICK

[Fazit] Die Studie zeigt, dass der markt- und plattformbasierte Ansatz des Benchmark-Modells eine vielversprechende Option zur Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung des Netzengpassmanagements darstellt. Die quantitativen Analysen legen dar, dass allein für Baden-Württemberg bis 2028 Systemkosten im dreistelligen Millionenbereich reduziert werden können. Dafür müssen Voraussetzungen geschaffen werden, dezentrale nachfrageseitige Flexibilitäten wie Elektroautos, Wärmepumpen und andere Querschnittstechnologien, deren Flexibilität für den Strommarkt voraussichtlich ohnehin erschlossen wird, in den Redispatch einzubeziehen. Der konkrete Wert des ökonomischen Potenzials ist abhängig von den getroffenen Annahmen zur Marktentwicklung, wie z. B. Marktpreise oder Hochlauf der entsprechenden Technologien.

Außerdem werden bislang keine Erschließungskosten für die dezentrale Flexibilität berücksichtigt und es wird von einer Teilnahme aller Flexibilitätsanbieter ausgegangen. Es wird erwartet, dass neue Anbieter, wie beispielsweise Aggregatoren, diese Flexibilität für die wettbewerbliche Nutzung im Strommarkt ohnehin erschließen. Wenn dies zutrifft, fallen für die Einbindung in den Redispatch geringere Erschließungskosten an, die für Mess- und Steuerungseinrichtungen sowie für Plattformen aufgewendet werden müssen.

[Ausblick] Um die in der Studie dargelegten Potenziale zu heben, sollten die benötigten marktbasiereten Konzepte zur Umsetzung des Benchmark-Modells und der Flexibilitätsmechanismen weiter detailliert und konkrete Produktdesignalternativen entwickelt werden. Dabei sollten die technischen Lösungen auf eine kostengünstige Umsetzung sowie auf die entstehende Anreizwirkung für die Anbieter und die Auswirkung auf deren Teilnahmebereitschaft evaluiert werden. Dabei ist bereits in dieser Phase unbedingt zu beachten, dass das Produktdesign so gestaltet wird, dass die Anreize für ein missbräuchliches strategisches Verhalten von Marktakteuren (IncDec-Gaming) eingedämmt werden bzw. IncDec-Gaming durch ein entsprechend einfach und effektiv umzusetzendes Monitoring weitgehend unterbunden wird.

Für die erfolgreiche Umsetzung dieser Schritte wird eine aufmerksame Beobachtung des Markts und darauf aufbauend eine iterative Entwicklung von geeigneten Produkten empfohlen, die an wettbewerblich erschlossenen dezentralen Flexibilitätspotenzialen anknüpfen und ggf. über Plattformen von wettbewerblichen Aggregatoren vermarktet werden. Dies ist ein Schlüssel zur erfolgreichen Implementierung des Benchmark-Modells und damit zur Hebung der ökonomischen Potenziale. Um dies zu erreichen, braucht es eine geeignete Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens.