

Vorbereitung der Pilotierung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements

MIT FOKUS AUF FLEXIBILITÄT IM NIEDERSPANNUNGSNETZ

14.05.2024

Vorbereitung der Pilotierung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements

MIT FOKUS AUF FLEXIBILITÄT IM NIEDERSPANNUNGSNETZ

Autoren/Gutachter: E-Bridge Consulting GmbH; Gerald Blumberg, Dr. Henrik Schwaeppe, Kilian Bienert

Eine gemeinsame Studie mit und im Auftrag von Amprion GmbH, E.ON SE, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

14.05.2024

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

VORWORT

Die vorliegende Studie wurde inhaltlich maßgeblich vom Gutachter E-Bridge Consulting GmbH erarbeitet. Gleichzeitig wurden die Ergebnisse mit den Expert:innen von Amprion GmbH, E.ON SE, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH gespiegelt und weiterentwickelt, sodass alle beteiligten Unternehmen die Ergebnisse mittragen und hiervon überzeugt sind.

INHALTSVERZEICHNIS

Die Ergebnisse auf einen Blick	III
Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse	V
1 Hintergrund: Dezentrale Flexibilität als Beitrag zur Behebung von Netzengpässen	1
2 Zielstellung der Studie ist die Vorbereitung der Erprobung des komplementären marktbasiereten Engpassmanagements	5
2.1 Aufgaben der Pilotierungsphase PKME	6
2.2 Zielstellungen der vorliegenden Studie	8
3 Entwicklung eines Zielbildes und Identifikation der Umsetzungsherausforderungen	9
3.1 Klarstellende Abgrenzung des Umfangs	10
3.2 Hüllkurvenkonzept zur Absicherung der Niederspannungsnetze	11
3.2.1 Grundprinzip des Hüllkurvenkonzepts und mögliche Auslegung	12
3.2.2 Zu überprüfende Aspekte des Hüllkurvenkonzeptes	13
3.3 Komplementärer marktbasierter Redispatch zur netzdienlichen Potenzialhebung für HöS und HS	14
3.3.1 Marktverzerrendes Verhalten in der Praxis unwahrscheinlich	14
3.3.2 Zuschnitt initialer Netzgebiete und Wettbewerbsperspektive	16
3.3.3 Markt- und Produktdesign des Zielbildes für den komplementären marktbasiereten Redispatch	17
3.3.4 Problemorientiertes und spannungsebenenübergreifend koordiniertes Effizienzsteigerungspotenzial	20
3.4 Neue Rollen zum Bündeln von Niederspannungsflexibilitäten benötigt	21
3.5 Prozessuale Ausgestaltung des Gesamtkonzepts und Koordinationsaufgabe des Aggregators	25
3.6 Austausch von Daten (aus Aggregatorensicht)	30
3.7 Technikvoraussetzungen der Niederspannungsflexibilitäten entsprechend der Ziellösung	32
3.8 Gesetzlicher und regulatorischer Rahmen muss geschaffen werden	36
4 Ableitung von Lösungsvorschlägen zu identifizierten Herausforderungen	36
4.1 Startlösung und Entwicklungsschritte zur Überwindung des fehlenden Wettbewerbs zu Beginn	36
4.2 SLP-Übergangslösung ermöglicht schnelleren Erfahrungsgewinn in PKME	37
4.3 Einbindung in die Prozesse von Redispatch 2.0	39
4.4 Regulatorischer Rahmen der Pilotierungsphase sowie Folgeregelungen für die Ziellösung	39

5	Pilotierung des komplementären marktbasierten Engpassmanagements (PKME) mit Fokus auf Flexibilität im Niederspannungsnetz	40
6	Ausblick	43
	Anhang	44
A.	Detailbeschreibungen der NSP-Steuerungsvariante	45
B.	Vereinfachtes Berechnungsbeispiel für das Hüllkurvenkonzept	46
C.	Abbildungsverzeichnis	48
D.	Literaturverzeichnis	49
E.	Abkürzungsverzeichnis	50

Die Ergebnisse auf einen Blick

In der Niederspannung angeschlossene lastseitige Flexibilitäten wie Elektroautos, Wärmepumpen oder Heimspeicher (kurz: „Niederspannungsflexibilitäten“) können zur Behebung engpassbezogener Herausforderungen einen Beitrag leisten. Das hierdurch "ohnehin entstehende" Potenzial soll nutzbar gemacht werden.

Der **komplementäre marktbasierter Redispatch** ist ein Mechanismus zur Integration von *Niederspannungsflexibilitäten* im Rahmen eines hybriden (d. h. kosten- und marktbasierten) Redispatch-Regimes zur Adressierung von Engpässen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene. Er ist ergänzendes Zusatzmodul zum bestehenden kostenbasierten Redispatch 2.0. Die Teilnahme erfolgt freiwillig.

Das **Hüllkurvenkonzept** ist ein notwendiges Instrument zur Integration von Niederspannungsflexibilitäten und dient der pragmatischen und praxisnah umsetzbaren Berücksichtigung von Niederspannungsnetzrestriktionen. Durch Information an die Vermarkter im Vorfeld des Engpasses können diese die verfügbaren Flexibilitäten dort vermarkten und einsetzen, wo sie den größten Wert generieren, ohne dadurch Engpässe in der Niederspannung zu verursachen.

Beide o.g. Konzepte wurden in der vorliegenden Studie aufeinander abgestimmt und untersucht.

Die Ergebnisse auf einen Blick:

- 1 **Niederspannungsflexibilitäten können nur mit einem marktbasierter Ansatz für das Engpassmanagement nutzbar gemacht werden**, da eine kostenbasierte Kompensation nicht adäquat bestimmbar und auf Einzelanlagenlevel prozessual zu komplex ist.
 - 2 **Aggregatoren- und Aggregationskonzepte** ermöglichen die Einbeziehung vieler verteilter Flexibilitäten auf freiwilliger Basis. Der Aggregator nimmt diese als Einsatzverantwortlicher unter Vertrag und fasst diese je Netzregion zu Pools zusammen, um die Flexibilität für das Engpassmanagement der höheren Spannungsebenen zu vermarkten.
 - 3 **Marktverzerrendes Verhalten stellt für Niederspannungsflexibilitäten in der Praxis ein hohes Risiko dar und wird durch Entkopplung der Abrufentscheidung von der Vermarktung (D-2) auf ein Minimum reduziert.**
 - 4 **Aufwendige Massenprozesse auf „Einzelanlagenebene“ und Herausforderungen des Redispatch 2.0 im Bilanzierungskontext werden durch genau eine „Modellkombination“ (Planwertmodell, Aufforderungsfall, Spitz-Abrechnung) vermieden.** Dies verringert zudem die Komplexität.
 - 5 **Ein präventives Instrument zur Absicherung der Niederspannung ist perspektivisch zur optimalen Nutzung der Niederspannungsflexibilitäten notwendig und dient als „Enabler der Niederspannungsflexibilitäten“.** Mit dem Hüllkurvenansatz wurde ein pragmatischer Ansatz erprobungsreif ausgearbeitet.
 - 6 **Komplementärer marktbasierter Redispatch und Hüllkurvenkonzept sind prozessual kompatible Instrumente.** Lösungsoptionen für Stammdaten-, Planungsdatenaustausch- und Abrufprozesse sowie für die Absicherung der Niederspannung wurden erprobungsreif erarbeitet. Diese sollten in einer Pilotierungsphase anhand praktischer Erfahrungen weiterentwickelt werden.
 - 7 **Die aktuell und in den nächsten Jahren geschaffenen technischen Anforderungen** hinsichtlich Steuerungstechnik, Messwerterfassung (via § 14a EnWG) und Kommunikationsinfrastruktur (via Redispatch 2.0) **sind ausreichend und können nach Fertigstellung umfangreich mitgenutzt werden.**
 - 8 **Um übergangsweise SLP-Kunden einzubinden und so schon heute beginnen zu können, wurde ein Konzept entwickelt, das Bilanzkreisabweichungen vermeidet und entsprechende Anreize zur Umsetzung von Abrufen schafft.**
- Empfehlung:** Eine Pilotierungsphase sollte die Vorteilhaftigkeit zeitnah unter realen Bedingungen prüfen. Andernfalls verstreicht die Chance, die großen Potenziale in das Engpassmanagement einzubinden. Hierzu wurde ein Umsetzungsplan mit **schrittweisem Pilotieren** auf freiwilliger Basis entwickelt.

Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Parallel zum weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden die Herausforderungen für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb in den kommenden Jahren auf allen Spannungsebenen weiter deutlich zunehmen. Auch wenn der Ausbau und die Verstärkung der Übertragungs- und Verteilernetze einer der wesentlichen Eckpfeiler der Transformation unseres Stromversorgungssystems ist, kann und wird der Netzausbau die Herausforderungen allein nicht lösen können.

Die „ohnehin entstehenden“ Niederspannungsflexibilitäten, wie z. B. Elektroautos, Wärmepumpen oder Heimspeicher, **können zu allen engpassbezogenen Herausforderungen einen Beitrag leisten. Es bedarf hierzu jedoch einer präventiven Koordination über alle Spannungsebenen hinweg. Der komplementäre marktbasierete Redispatch und das Hüllkurvenkonzept können dies leisten.** Die Kombination von komplementärem marktbasieretem Redispatch und Hüllkurvenkonzept nennen wir nachfolgend *komplementäres marktbasieretes Engpassmanagement*. In der vorliegenden Studie wurden die Prozesse dieser Instrumente weiter ausgearbeitet, aufeinander abgestimmt und konkretisiert

Der **komplementäre marktbasierete Redispatch** ist ein Mechanismus zur Integration lastseitiger Niederspannungsflexibilitäten im Rahmen eines hybriden (d. h. kosten- und marktbasiereten) Redispatch-Regimes zur Adressierung von Engpässen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene. Er dient entsprechend der sicheren Vermeidung der Engpässe auf Hoch- und Höchstspannungsebene vor dem Eintritt des Engpasses (d. h. präventiv).

Er ist also ergänzendes Zusatzmodul (mit kompatiblen und planwertbasierten Prozessen) zum bestehenden kostenbasierten Redispatch 2.0. Der marktbasierete Ansatz soll den kostenbasierten Ansatz effizient komplementieren und damit nicht ersetzen. Vielmehr soll er Anreize zur Integration der lastseitigen Niederspannungsflexibilitäten in das Engpassmanagement schaffen.

Die Teilnahme am komplementären marktbasiereten Redispatch erfolgt freiwillig. **Ein marktbasierter Ansatz mit ausreichendem Teilnahmeanreiz zur Einbindung der Niederspannungsflexibilitäten ermöglicht die Erschließung einer zusätzlichen Option im Engpassmanagement, welche durch kostenbasierte Ansätze nicht zu heben ist.**

Ein solcher marktbasierter Ansatz muss missbräuchliches Verhalten jedoch begrenzen. Dies ist im Markt- und Produktdesign entsprechend zu berücksichtigen und soll zudem durch ein umfassendes Monitoring geprüft werden. Daher findet die Vermarktung im Vorfeld des Day-Ahead-Marktes über Leistungspreisgebote statt. Niederspannungsflexibilitäten bieten dort in *Pools* die verbindliche Vorhaltung ihrer Leistung an. Ein *Pool* ist dabei eine Gruppe von Niederspannungsflexibilitäten in einem Höchstspannungsnetzgebiet, welche nur durch einen *Aggregator* vermarktet wird. In einem von der Vermarktung getrennten, planwertbasierten Prozess werden die zur Vermeidung eines Engpasses geeignetsten Pools über eine gemeinsame Redispatch-Merit-Order-Liste (aus marktbasiereten und kostenbasierten Flexibilitäten) ausgewählt. In diesem Auswahlprozess wird die Koordination zwischen ÜNB und VNB im Vorfeld des Engpasses berücksichtigt.

Das **Hüllkurvenkonzept** ist ein notwendiges Instrument zur Integration von Niederspannungsflexibilitäten und dient der pragmatischen und praxisnah umsetzbaren Berücksichtigung von Niederspannungsnetzrestriktionen. Durch präventive Information (i. S. einer Flexbeschränkung) der Netzbetreiber an die Vermarkter der Niederspannungsflexibilitäten im Vorfeld des Engpasses können diese die Flexibilität dort vermarkten und einsetzen, wo sie den größten Wert generieren, ohne dadurch Engpässe in der Niederspannung zu verursachen.

Das Hüllkurvenkonzept prognostiziert die nach Abzug der unflexiblen (Haushalts-) Lasten verbleibende Netzkapazität und teilt diese diskriminierungsfrei auf die hinter dem Engpass liegenden Niederspannungsflexibilitäten auf. Dies gilt für lastbedingte ebenso wie für rückspeisebedingte Engpässe.

Ohne das Hüllkurvenkonzept droht künftig eine Zunahme von insbesondere lastbedingten Engpässen in der Niederspannung und entsprechend eine Zunahme des netzorientierten Steuerns nach § 14a EnWG. Das Hüllkurvenkonzept agiert hierbei präventiv („deutlich vor Eintritt des Engpasses“), während die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG als wichtiges „Notfallinstrument“ kurativ („unmittelbar vor Engpasseintritt“) zum Einsatz kommt. Ein häufiger, nicht entschädigungspflichtiger Einsatz des netzorientierten Steuerns stellt einen Eingriff in das Geschäftsmodell von Flexibilitätsvermarktern dar. Um diese Eingriffe zu vermeiden, könnten Vermarkter bzw. Aggregatoren eine pauschale Begrenzung des Flexibilitätseinsatzes vorsehen. In Summe könnte so ein Teil der Flexibilität ungenutzt bleiben, wodurch echte volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste drohen. **Entsprechend ist ein präventiver Ansatz i. S. des Hüllkurvenkonzepts eine perspektivisch notwendige Voraussetzung zur optimalen Nutzung der Niederspannungsflexibilitäten und ein „Enabler der Niederspannungsflexibilität“.**

Zwischenfazit: Die gemeinsame Nutzung des komplementären marktbasierten Redispatch mit dem Hüllkurvenkonzept ermöglicht die koordinierte Nutzung der Niederspannungsflexibilitäten für die Hoch- und Höchstspannungsebene, ohne Engpässe in der Niederspannung zu provozieren. Zudem wird die Flexibilitätsnutzung für den Strommarkt oder andere Systemdienstleistungsmärkte nicht eingeschränkt.

Die notwendigen Prozesse zur Umsetzung sind komplex. **Die Pilotierung solcher Prozesse erfordert mehrere Jahre. Daher besteht kurzfristiger Handlungsbedarf, damit das große Potenzial rechtzeitig nutzbar gemacht und die Vorteilhaftigkeit sowie Umsetzbarkeit verifiziert werden kann („Proof of Concept“).** Durch die Phase einer „Pilotierung des komplementären marktbasierten Engpassmanagements (PKME)“ soll vor einer gesetzlichen und regulatorischen Festlegung bzw. Standardisierung ein Rahmen geschaffen werden, in dem kleinteilige, dezentrale Lastflexibilität mit Fokus auf die Niederspannungsebene in Redispatchprozesse probeweise eingebunden werden. Abbildung 1 zeigt die Aufgaben einer PKME-Phase (rechts) und die in dieser Studie erreichten Ziele (links), welche der Vorbereitung der Pilotierungsphase PKME dienen:

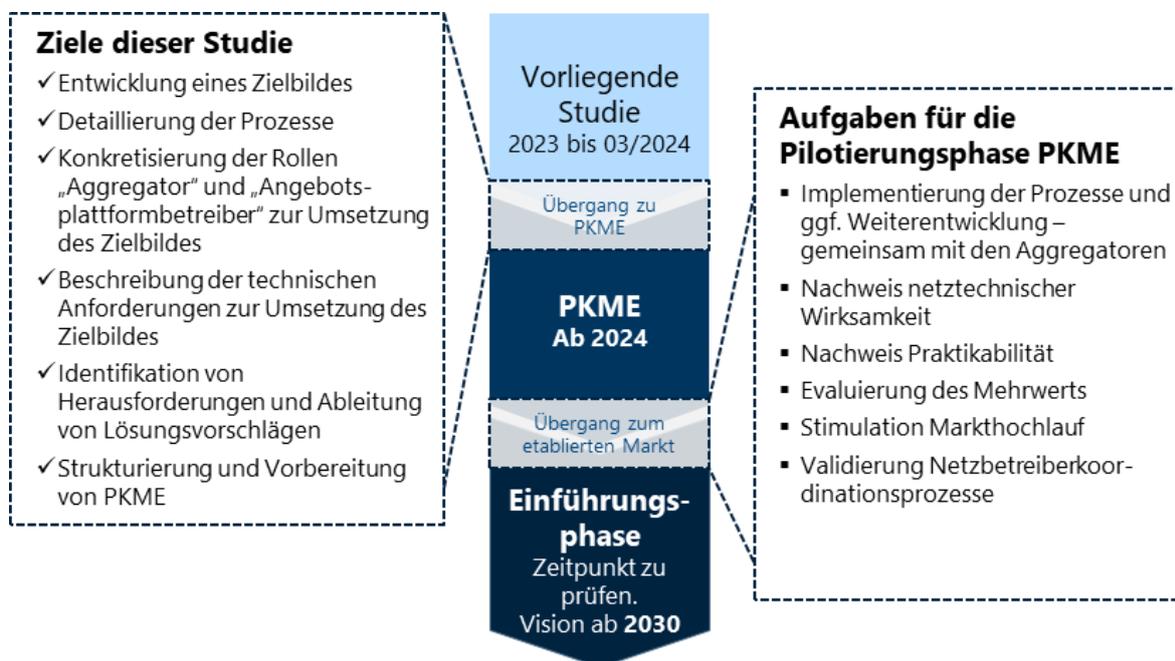


Abbildung 1: Ziele dieser Studie und Aufgaben von PKME im Zeitverlauf

Die Ergebnisse hinsichtlich der erreichten Ziele dieser Studie werden nachfolgend beschrieben:

Entwicklung eines initialen Zielbildes (zur Weiterentwicklung in der Pilotierungsphase PKME)

1. Für das Markt- und Produktdesign des komplementären marktbasierten Redispatch wird zur Begrenzung von marktverzerrendem Verhalten zunächst eine Ausschreibung zwei Tage im

Voraus (D-2) auf Basis von Leistungspreisen vorgeschlagen. Über den Abruf kontrahierter Flexibilitätspotenziale wird hingegen erst später entschieden, sodass eine ausreichende Entkopplung gegeben ist. Der zeitliche Vorlauf erhöht die Unsicherheit bezüglich des Abrufs und lässt marktverzerrendes Verhalten (Inc-Dec), insbesondere bei E-Autos und Wärmepumpen für Flexibilitätsvermarkter, zu einer Risikostrategie werden.

2. Zur Vermeidung von Nachholeffekten wurden Sperrfenster vorgeschlagen.
3. Über den Abruf des D-2 kontrahierten RDV wird im planwertbasierten Prozess entschieden. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von Prognoseupdates und eine möglichst genaue Abrufdimensionierung.
4. Der bilanzielle Ausgleich sollte analog zum RD 2.0-Zielmodell beim anfordernden Netzbetreiber liegen.
5. Zudem wurde das Hüllkurvenkonzept hinsichtlich des zeitlichen Ablaufs auf die Fristen des RD 2.0 angeglichen und ausdifferenziert, um die Kompatibilität der Instrumente sicherzustellen.

Detaillierung der Prozesse: Es wurden Lösungsoptionen für Stammprozesse, Planungsdaten, Abruf, Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Gebotsprozesse erarbeitet. Innerhalb der Planungsdatenprozesse koordiniert der Aggregator die Informationen des Hüllkurvenkonzepts auf Ebene einzelner Niederspannungsflexibilitäten mit der Vermarktung seiner Pools. Die Informationen des Hüllkurvenkonzepts sind entsprechend notwendig, um die Flexibilität im Falle von Engpässen auf der Niederspannung optimal zu vermarkten.

Konkretisierung der Rollen „Aggregator“ und „Angebotsplattformbetreiber“: Der Aggregator ist heute keine eigene Marktrolle, aber muss zwingend die Marktrolle *Einsatzverantwortlicher ausfüllen* und kann darüber hinaus die Rolle des *Lieferanten* und des *Bilanzkreisverantwortlichen* selbst ausfüllen oder mit diesen kooperieren. Gründe für die Einnahme weiterer Rollen könnten insbesondere hohe Synergieeffekte in den Bereichen Stammdatenmanagement und Datenerhebung (z. B. IST-Messwerte), Begrenzung von Schnittstellen, Koordination der Vermarktungsaktivitäten für Fahrplanmeldungen, etc. sein. Der Aggregator hat in seiner Rolle als Einsatzverantwortlicher mehrere Niederspannungsflexibilitäten unter Vertrag und fasst diese innerhalb einer Netzregion zu Pools zusammen, um die Flexibilität für das Engpassmanagement der höheren Spannungsebenen über die Angebotsplattform (Austausch Gebote mit „Angebotsplattformbetreiber“ gegebenenfalls als dezidierte Marktrolle) zu vermarkten.

Der *Angebotsplattformbetreiber* ist (zunächst nur) Teil des initialen Zielbildes. Seine primären Aufgaben sind die Abwicklung der Gebotsprozesse sowie die Verarbeitung und Ausschreibung positiver und negativer Redispatch-Bedarfe von VNB (auf Hochspannungsebene) und ÜNB (auf Höchstspannungsebene) innerhalb einer Netzregion im komplementären marktbasieren Redispatch.

Beschreibung der technischen Anforderungen. Grundsätzlich ist für die Teilnahme einer Niederspannungsflexibilität an PKME sicherzustellen, dass die Anlage für den Aggregator steuerbar ist und viertelstündlich aufgelöste, bilanzierungskonforme IST-Messwerte zur Fahrplanverifizierung und Bilanzierung durch den Netzbetreiber erfasst werden können. Entsprechend ist für die massenhafte Umsetzung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements ein ausreichender Digitalisierungsgrad – insbesondere in der Niederspannung – Grundvoraussetzung.

Herausforderung „Technikvoraussetzungen“ und Lösung SLP-Übergangslösung: Eine spezifische Herausforderung ist die Messung und damit der Nachweis der erbrachten Leistung von *Niederspannungsflexibilität*. Auch wenn langfristig ein Ausrollen intelligenter Messsysteme wertebasierte, viertelstündliche Bilanzierung und Nachweiserbringung im Sinne des Zielbildes ermöglicht, verfügen viele Niederspannungsflexibilitäten heute nicht über diese Voraussetzungen. Daher wurde eine Übergangslösung mit Standardlastprofilzählern definiert, die eine Teilnahme unter der Voraussetzung des Vorliegens von Herstellermesswerten der

Niederspannungsflexibilitäten ermöglicht. Die finanziellen Anreize für eine ausgeglichene Bewirtschaftung der Bilanzkreise können (ausschließlich in der oben genannten Übergangslösung) über Herstellermesswerte unabhängig vom eigentlichen Bilanzierungsprozess nachgebildet werden, während die Bilanzierung „wie bisher“ über die Differenzbilanzkreise der Anschlussnetzbetreiber abgewickelt wird.

Herausforderung „fehlender Wettbewerb zu Beginn“ und Lösung „Startvergütungslösung“: Da initial kein Wettbewerb im komplementären marktbasierten Redispatch bestehen kann und zunächst ein weiterer Erfahrungsgewinn in der Pilotierungsphase PKME im Vordergrund stehen sollte, sind zunächst keine Gebotsprozesse geplant. Vielmehr wurde für den Start eine vereinfachte Vergütungslösung erarbeitet, die den ersten Aggregatoren nach Aufbau und erfolgreicher Erprobung der Prozesse eine begrenzte Vergütung je Niederspannungsflexibilität sowie eine approximative Kostenentschädigung je Lastverschiebevorgang zugesteht. Entsprechend wurden Startlösungen und Entwicklungsschritte zur Erreichung des Zielbildes definiert.

Strukturierung und Vorbereitung der Pilotierungsphase PKME: Neben generellen Maßnahmen (beispielsweise wird ein Monitoring zur Überprüfung des Verhaltens der Aggregatoren vorgesehen, um weitere Erkenntnisse hinsichtlich des Verhaltens der Aggregatoren zu gewinnen) wurden Empfehlungen zum Vorgehen in der Pilotierungsphase PKME erarbeitet. Insbesondere sollen mehrere einzelne Pilotprojekte so ausgestaltet werden, dass ein agiles und Ende-zu-Ende koordiniertes Vorgehen zur Erprobung sowie ein fortlaufender Erfahrungsaustausch und Weiterentwicklung des initialen Zielbildes ermöglicht werden. So sollten Hüllkurvenansatz und komplementärer marktbasierter Redispatch zunächst separat getestet und erst anschließend in PKME kombiniert angewendet werden, um die Komplexität zu Beginn zu begrenzen. Auch Stammdatenprozesse können in einem separaten Pilotprojekt erprobt werden, um – anders als bei der Einführung von Redispatch 2.0 – nicht in mehreren Pilotprojekten dieselben Probleme parallel zu beheben.

Zudem wurden klarstellende Abgrenzungen des Umfangs erarbeitet, um den Fokus auf Niederspannungsflexibilitäten zu betonen und Missverständnisse zu vermeiden. So ist kein flächendeckender Rollout des Konzepts vorgesehen. Netzausbau oder andere Instrumente des Engpassmanagements sollen nicht ersetzt werden. Das vorgeschlagene Konzept ist vielmehr ein weiterer Baustein des Engpassmanagements.

Fazit und Empfehlung: Die vorliegende Studie hat die Grundlagen geschaffen, mit der Umsetzung der Pilotierungsphase PKME zu beginnen. Die Gutachter empfehlen eine baldige Erprobung, da die Potenziale der Niederspannungsflexibilitäten ansonsten nicht beziehungsweise zu spät gehoben werden. Angesichts der Bewertung der Erfolgsmöglichkeiten im Vergleich zu den begrenzten Risiken des Scheiterns erscheint eine Erprobung als „No-regret-Maßnahme“.

Sind weder marktverzerrendes Verhalten noch entsprechende Verdachtsmomente in einem relevanten Umfang nachweisbar, sollte eine rechtliche Evaluation des komplementären marktbasierten Redispatches erfolgen. Gleiches gilt, falls der Ansatz durch Erschließung zusätzlicher Engpassmanagementpotenziale auf freiwilliger Basis nennenswerte Beiträge zur Systemsicherheit oder Effizienzvorteile generiert und der Wert dieser Beiträge etwaige Nachteile signifikant übersteigt.

Ebenso empfehlen die Gutachter das Hüllkurvenkonzept regulatorisch zu verankern, falls sich dies als „Enabler der Niederspannungsflexibilitäten“ bewährt. Das Hüllkurvenkonzept könnte als wichtiges Komplement zur netzorientierten Steuerung eine Begrenzung (vermeidbarer) kurativer Eingriffe sein und somit die Entfesselung des ohnehin entstehenden Niederspannungspotenzials fördern, sodass die Flexibilität vollständig dort vermarktet und eingesetzt wird, wo sie den größten Mehrwert schafft.

Es wird daher empfohlen, in möglichst großskaligen Pilotprojekten praxisrelevante Erfahrungen und Daten zu sammeln und diese in der Pilotierungsphase PKME umfassend auszuwerten.

1 Hintergrund: Dezentrale Flexibilität als Beitrag zur Behebung von Netzengpässen

Parallel zum weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden auch die Herausforderungen für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb in den kommenden Jahren auf allen Spannungsebenen weiter deutlich zunehmen. Auch wenn der Ausbau und die Verstärkung der Übertragungs- und Verteilernetze einer der wesentlichen Eckpfeiler der Transformation unseres Stromversorgungssystems ist, kann und wird der Netzausbau die Herausforderungen allein auf absehbare Zeit nicht lösen können.

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Hochlauf neuer flexibler Verbraucher im Niederspannungsnetz stellt die Netzbetreiber auf allen Spannungsebenen vor Herausforderungen. Der Zubau dezentraler Erzeugung führt bereits heute zu einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen im deutschen Stromnetz. Zusätzlich werden potenziell flexible Verbraucher ans Netz geschlossen, wie Wärmepumpen, Elektroautos, oder Batterie-Heimspeicher, welche bei fehlenden Anreizen zur Flexibilisierung durch eine erhöhte und gleichzeitige Nachfrage die Engpässe im Stromnetz zunächst verschärfen können. Drei Arten von Engpässen bzw. Herausforderungen sind zu berücksichtigen:

- 1) Im **Übertragungsnetz** (HöS) verschärfen sich die Engpässe insbesondere wegen des gestiegenen EE-Ausbau im Norden und Osten Deutschlands, sodass vermehrt **Engpässe in Nord-Süd-, aber auch Ost-West-Richtung** (s. NEP 2027/2045, 2023) auftreten. Diese Engpässe sind zunehmend heterogener und unterliegen zunehmend Unsicherheiten, die auch kurzfristig im Engpassmanagement adressiert werden müssen. Durch den Rückbau konventioneller Kraftwerke fehlt es zunehmend im Süden Deutschlands an positivem Redispatch-Potenzial, wodurch die Systemsicherheit weiter strapaziert wird.
- 2) Schon heute ist eine Zunahme von **erzeugungsbedingten Engpässen** insbesondere auf der **Hochspannungsebene** (HS) vieler Verteilnetzbetreiber zu beobachten. Diese Engpässe werden ebenfalls weiter zunehmen, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien weiterhin beschleunigt wird. Neben einer begrenzten Netz- und Systemsicherheitskostensteigerungen führen diese Engpässe zu einer Belastung der Netzkunden dieser „EE-Überschussregionen“ und zu ungenutztem EE-Potenzial.
- 3) Im **Niederspannungsnetz** (NSP) bzw. am **Ortnetztransformator** treten bislang selten **lastbedingte Engpässe** auf. Durch den erwarteten Hochlauf von Wärmepumpen und Elektromobilität sind Engpässe jedoch zu erwarten. Durch die Einführung dynamischer Stromtarife ist außerdem davon auszugehen, dass steuerbare Anlagen künftig vermehrt zu gleichen Zeitpunkten Strom aus dem Niederspannungsnetz beziehen möchten.

*Die „**ohnehin entstehenden**“ Niederspannungsflexibilitäten können zu allen Herausforderungen einen Beitrag leisten, es Bedarf hierzu jedoch einer präventiven Koordination über Spannungsebenen hinweg. Der komplementäre marktbasierete Redispatch und das Hüllkurvenkonzept können dies leisten.*

Bei der Entwicklung passgenauer Instrumente stellen die Spannungsebenen unterschiedliche Anforderungen an das Aggregationsniveau der kleinteiligen Anlagen. Während die Adressierung der Herausforderungen 1 und 2 aufgrund der Leistungsklassen der einzelnen NSP-Anlagen eine Bildung von regionalen Pools dieser Flexibilitäten je Aggregator¹ verlangt, sind für die Herausforderung 3 in der NSP Konzepte zur Anpassung des Lastgangs der einzelnen Anlagen bzw. der an den einzelnen Netzanschlüssen gemeinsam angeschlossenen Anlagen notwendig. Aktuelle Vorschläge dazu sind jedoch noch nicht weitreichend und nicht differenziert genug. **Um Lösungsbeiträge der dezentralen, kleinteiligen Flexibilitäten zur Adressierung der o.g. Herausforderungen zu heben, ist eine präventive, d.h. vorausschauende Koordination dieser**

¹ Für Begriffsbestimmung s. Unterkapitel 3.3.4

Flexibilitäten im Vorfeld des Engpasses notwendig. Hierzu eignen sich aus Gutachtersicht insbesondere zwei Instrumente:

6. Der komplementäre marktbasierter Redispatch

- Er dient der sicheren Vermeidung der Engpässe auf Hoch- und Höchstspannungsebene vor dem Eintritt des Engpasses (d.h. „präventiv“), d.h. der Adressierung von Herausforderung 1 und 2.
- Er ermöglicht die Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Verteilnetzbetreiber (VNB) und Aggregatoren im Vorfeld des Engpasses.
- Er integriert die Flexibilitätspotentiale der Niederspannung in einen gemeinsamen Auswahlprozess² mit den Redispatch-Potenzialen des kostenbasierten Redispatch³.

Der komplementäre marktbasierter Redispatch ist ein Mechanismus zur Integration von lastseitigen Niederspannungsflexibilitäten im Rahmen eines hybriden (d.h. kosten- und marktbasierter) Redispatch-Regimes zur Adressierung von Engpässen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene (Herausforderung 1 und 2). Der komplementäre marktbasierter Redispatch ist damit als ergänzendes Zusatzmodul (mit kompatiblen und planwertbasierten Prozessen) zum bestehenden kostenbasierten Redispatch 2.0 anzusehen. Die Teilnahme am komplementären marktbasierter Redispatch erfolgt freiwillig. Über eine gemeinsame Redispatch Merit-Order-Liste (MOL) und Gebotspreisverfahren werden die zur Vermeidung eines Engpasses geeignetsten Anlagen & Flexibilitäten ausgewählt.⁴

7. Das **Hüllkurvenkonzept als notwendiges Instrument zur Integration von Niederspannungsflexibilitäten.** Ziel dieses pragmatischen und praxisnah umsetzbaren Instruments ist die präventive Information der Vermarkter der Niederspannungsflexibilitäten im Vorfeld des Engpasses, damit diese den Flexibilitätseinsatz so weit wie möglich marktdienlich und so weit wie nötig netzdienlich oder systemdienlich⁵ koordinieren können, ohne durch einzelne Anlagen Engpässe in der Niederspannungsebene bzw. am Ortsnetztransformator zu verursachen (Herausforderung 3).

Dabei wird die nach Abzug der unflexiblen (Haushalts-)Lasten verbleibende Netzkapazität in einem Niederspannungs(teil)netz über das Hüllkurvenkonzept diskriminierungsfrei auf die hinter dem Engpass liegenden Niederspannungsflexibilitäten aufgeteilt. Dies gilt für lastbedingte ebenso wie für rückspeisebedingte Engpässe durch Erzeugungsanlage und Batteriespeicher (und künftig ggf. Elektroautos mit Vehicle-2-Grid-Funktion).

Ohne das Hüllkurvenkonzept droht künftig eine Zunahme von lastbedingten Engpässen in der NSP und entsprechend eine Zunahme des netzorientierten Steuerns nach § 14a EnWG⁶. Ein häufiger, nicht entschädigungspflichtiger Einsatz des netzorientierten Steuerns stellt einen Eingriff in das Geschäftsmodell von Flexibilitätsvermarktern dar. Um dies zu vermeiden,

² Auswahlprozess i.S. der Redispatch-Dimensionierungen bei den Netzbetreibern. Vereinfacht wird für Erklärungs-zwecke dieser komplexen Optimierungen auch das Bild einer „gemeinsamen Redispatch-Merit-Order-Liste“ (RD-MOL) herangezogen.

³ Insbesondere alle Erzeugungsanlagen aber auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie („Stromspeicher“), die den Regelungsbereich nach § 13 Abs. (1), (1a), § 13a i.V.m. § 14 EnWG fallen (nachfolgend auch „Redispatch 2.0“ für Anlagen ≥ 100 kW bzw. Redispatch 1.0“ für Anlagen ≥ 10 MW)

⁴ s. (TenneT, TransnetBW, & E-Bridge, 2022)

⁵ Der Vermarkter entscheidet über den Einsatz der Flexibilität durch seine Vermarktungsform. Netzdienlich wäre dabei die Vermarktung im komplementären marktbasierter Redispatch. Systemdienlich wäre die Vermarktung der Niederspannungsflexibilitäten in Regelleistungsmärkten oder anderen Systemdienstleistungsmärkten.

⁶ Selbstverständlich sehen die Gutachter im Netzausbau ein zentrales Instrument zur Beseitigung der nötigen kurativen Regelungen nach § 14 a. Eine flächendeckend rechtzeitige Beseitigung der Engpässe ist angesichts der unterschiedlichen Geschwindigkeiten von Netzausbau und Hochlauf von Wärmepumpen und E-Autos jedoch für viele Jahre unrealistisch.

könnten Vermarkter eine pauschale Begrenzung des Flexibilitätseinsatz vorsehen. In Summe könnte so ein Teil der Flexibilität ungenutzt bleiben, wodurch volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste drohen. **Entsprechend ist ein Ansatz i.S. des Hüllkurvenkonzepts perspektivisch zur optimalen Nutzung der Niederspannungsflexibilität notwendig und dient als „Enabler der Niederspannungsflexibilität“.**

Durch die gemeinsame Nutzung dieser Instrumente wird eine koordinierte Flexibilitätsnutzung für die Hoch- und Höchstspannungsebene ermöglicht, ohne Engpässe in der Niederspannung zu verursachen. Zudem wird die Flexibilitätsnutzung für den Strommarkt oder Regelreservemärkte nicht eingeschränkt. Die Kombination von komplementären marktbasierter Redispatch und Hüllkurvenkonzept nennen wir nachfolgend komplementäres marktbasierendes Engpassmanagement, wie Abbildung 2 dargestellt.

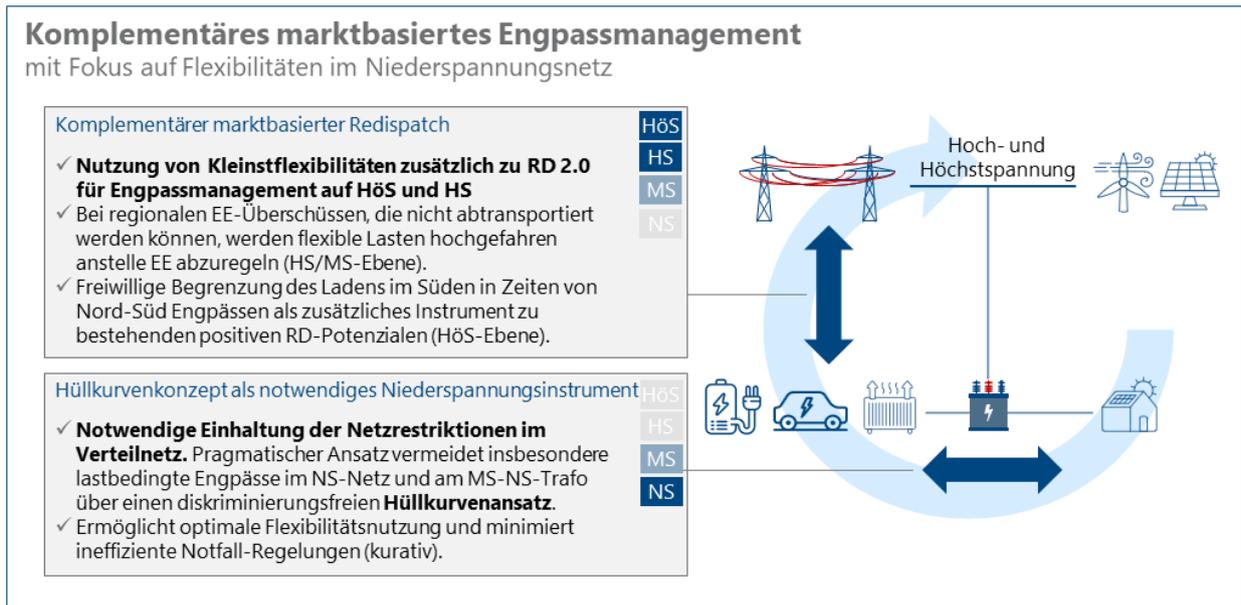


Abbildung 2: Überblick über die Instrumente des komplementären marktbasierenden Engpassmanagements

Entsprechend ist das komplementäre marktbasierendes Engpassmanagement **abzugrenzen von kurativen Maßnahmen** ohne Kostenerstattung gemäß §13 Abs. (2) bzw. §14a EnWG. **Abzugrenzen ist zudem das Konzept auch von § 13 k EnWG (Nutzen statt Abregeln)**, welches ausschließlich negatives Redispatchpotenzial adressiert.

Ein ergänzender marktbasierter Ansatz für dezentrale Flexibilitätspotenziale ist alternativlos, muss mögliches missbräuchliches Verhalten jedoch begrenzen.

Ein ergänzender, **marktbasierter Ansatz** ist nötig, da die Kostenbasis dieser Niederspannungsflexibilitäten nur mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand bestimmt werden kann. Erstens hängt der Wert vom individuellen Nutzen des Besitzers (z.B. E-Auto-Besitzer) ab. Dieser Nutzen bzw. der Wert ist voraussichtlich nicht bestimmbar. Zweitens: Selbst, wenn der Besitzer die Flexibilitätsnutzung nicht wahrnimmt, variiert der Wert der Flexibilität im Zeitverlauf, da dieser von den Vermarktungsoportunitäten abhängt. Ein marktbasierter Ansatz fußt auf der Zahlungsbereitschaft, was auch die Freiwilligkeit des Mechanismus unterstreicht. Nur ein solcher marktbasierter Ansatz ermöglicht die effiziente Integration der **lastseitigen Niederspannungsflexibilitäten** und damit die **Integration einer zusätzlichen Option für das Engpassmanagement**. Voraussetzung hierfür ist, dass das Flexibilitätspotenzial netztechnisch wirksam zu den Engpässen der höheren Spannungsebenen eingesetzt werden kann. Dies ist zu erproben. **Gelingt der Nachweis der netztechnischen Wirksamkeit dieser Flexibilitäten auf die höheren Spannungsebenen während einer Pilotierungsphase, kann auch ein Beitrag zum drohenden Mangel an positivem Redispatch Potenzial geleistet werden.** Zusätzliche Potenziale, die in einem kostenbasierten Ansatz nicht genutzt werden könnten, können die Systemsicherheit

stärken. Wichtige Randbedingung hierfür ist die umfassende Begrenzung von möglichem marktverzerrendem bzw. missbräuchlichen Verhalten. Hierzu wird ein leistungspreisbasierter Ansatz mit Bezuschlagung bereits vor dem Day-Ahead-Markt („D-2“) und entsprechender Vermarktungsentscheidung unabhängig vom tatsächlichen Abruf verfolgt. Eine weitergehende Auseinandersetzung hierzu findet sich in Unterkapitel 3.3.

Die notwendigen Prozesse zur Umsetzung sind komplex. Daher besteht kurzfristiger Handlungsbedarf, damit das große Potenzial rechtzeitig nutzbar gemacht und Vorteilhaftigkeit sowie Umsetzbarkeit verifiziert werden kann („Proof of Concept“). Für eine daher notwendige Pilotierungsphase sind jedoch mehrere Jahre erforderlich.

Eine baldige Pilotierung des komplementären marktbasierendem Engpassmanagements wird durch verschiedene Faktoren motiviert. Der beginnende Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektromobilität ist eine Herausforderung für die Verteilnetze, bietet jedoch gleichzeitig die Chance, die neuen Verbraucher flexibel ins Stromsystem einzubinden. Der beginnende, breitgefächerte Rollout intelligenter Messsysteme schafft zudem wichtige Voraussetzungen, um eine Messung und Steuerung von dezentraler Flexibilität zu ermöglichen. Das komplementäre marktbasierete Engpassmanagement sollte im Rahmen einer Pilotierungsphase rechtzeitig erprobt werden, damit die entstehenden Potenziale nicht ungenutzt bleiben. Um nicht auf die vollständige Umsetzung des Rollouts intelligenter Messsysteme warten zu müssen, sind zudem Übergangslösungen notwendig.

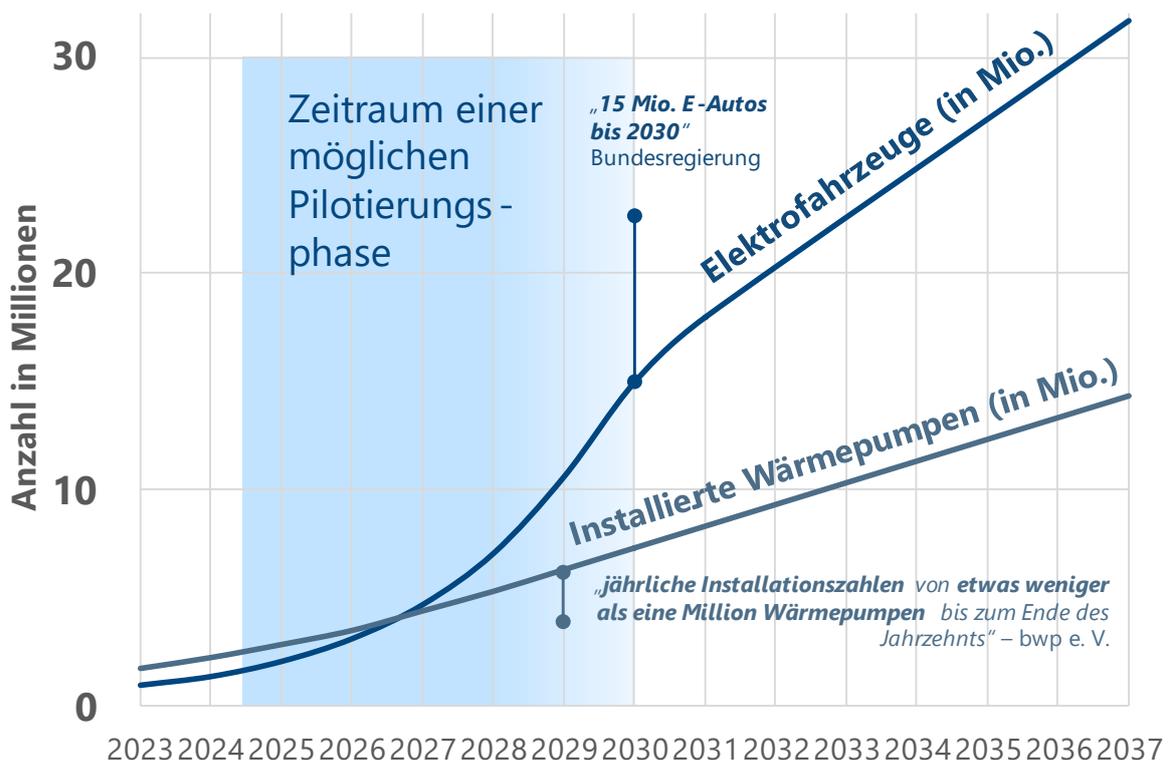


Abbildung 3: In den kommenden Jahren wird ein Hochlauf der Elektromobilität sowie von Wärmepumpen in Deutschland erwartet – die Integration der Niederspannungsflexibilitäten in das Engpassmanagement kann in in einer Pilotierungsphase rechtzeitig erprobt werden, bevor der Hochlauf abgeschlossen ist (vereinfachte Darstellung)

Eine Pilotierung erlaubt die neuen Redispatch-Prozesse umfassend zu erproben, bevor diese flächendeckend ausgerollt werden (können). Basierend auf den im Rahmen von Redispatch 2.0 gesammelten Erfahrungen soll Gelegenheit gegeben werden, geeignete Ansätze zu erarbeiten und zu verfeinern, bevor diese eingeführt werden. Die Teilnahme an einer Pilotierung ist freiwillig und verspricht daher hohes Engagement bei allen Beteiligten. Umgekehrt führt die Möglichkeit im Anschluss an eine erfolgreiche Pilotierung bereits erprobte Prozesse ausrollen zu können zu einer

höheren Akzeptanz bei den Marktakteuren. Eine gezielte Erprobung dürfte zudem kostengünstiger und effektiver sein als eine Anpassung der Prozesse nach großflächigem Ausrollen. Die Teilnahme am ergänzenden marktbasieren Redispatch sollte auch nach einem Ausrollen freiwillig bleiben.

Aus Sicht der Gutachter besteht ein kurzfristiger Handlungsbedarf, um die entstehenden Niederspannungspotenziale rechtzeitig operativ nutzbar zu machen, da insbesondere der weiterhin dringend benötigte Netzausbau⁷ auf Jahre hinweg „hinterhereilend“ bleiben wird und die Eingangs von Kapitel 1 genannten Herausforderungen damit nicht allein heilen kann. Eine echte operative Nutzbarkeit erfordert hinreichende Zeit für Implementierung und Testing, sodass ein Zeitraum von ca. 5 Jahren – auch angesichts der Vielzahl parallel anstehender Herausforderungen für die Netzbetreiber bei gleichzeitig begrenzten Ressourcen – als ambitionierte, aber realistische Größenordnung verstanden werden kann.

TransnetBW, TenneT, Amprion, E.ON und E-Bridge betonen die geteilte Sichtweise, dass **beide o.g. Instrumente nicht flächendeckend in einem „Zwangsausrollout“ mit gesetzlicher Frist zur Umsetzung, sondern bedarfsgerecht und problemorientiert eingeführt werden sollten**. Zudem soll die zunehmende Marktdurchdringung **der als Niederspannungsflexibilität nutzbaren Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batterie-Heimspeicher für die Erprobung und Weiterentwicklung der Ansätze genutzt werden**, um so die Praxistauglichkeit der Prozesse zu demonstrieren.

2 Zielstellung der Studie ist die Vorbereitung der Erprobung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements

Die Pilotierungsphase des komplementären marktbasieren Engpassmanagements (PKME) soll vor einer gesetzlichen und regulatorischen Festlegung bzw. Standardisierung einen Rahmen schaffen, in dem kleinteilige, dezentrale Lastflexibilität mit Fokus auf die Niederspannungsebene in Redispatchprozesse probeweise eingebunden werden kann. Zur Erfüllung dieses Ziels wurden durch die vorliegende Studie Prozesse ausgearbeitet, welche anschließend in der Pilotierungsphase PKME erprobt, validiert und bedarfsgerecht weiterentwickelt werden können. Die Ziele dieser Studie ergeben sich daher unmittelbar aus den Aufgaben der Pilotierungsphase PKME, weswegen diese zuerst eingeführt werden (vgl. Abbildung 4).

⁷ Vgl. auch Unterkapitel 3.1 zur Klarstellung, dass weder Netzausbau noch andere Instrumente des Engpassmanagements ersetzt werden sollen. Vielmehr wird nach Auffassung der Gutachter eine Vielzahl von Bausteinen erforderlich sein, um überhaupt den Anstieg der Netz- und Systemsicherheitskosten begrenzen zu können.

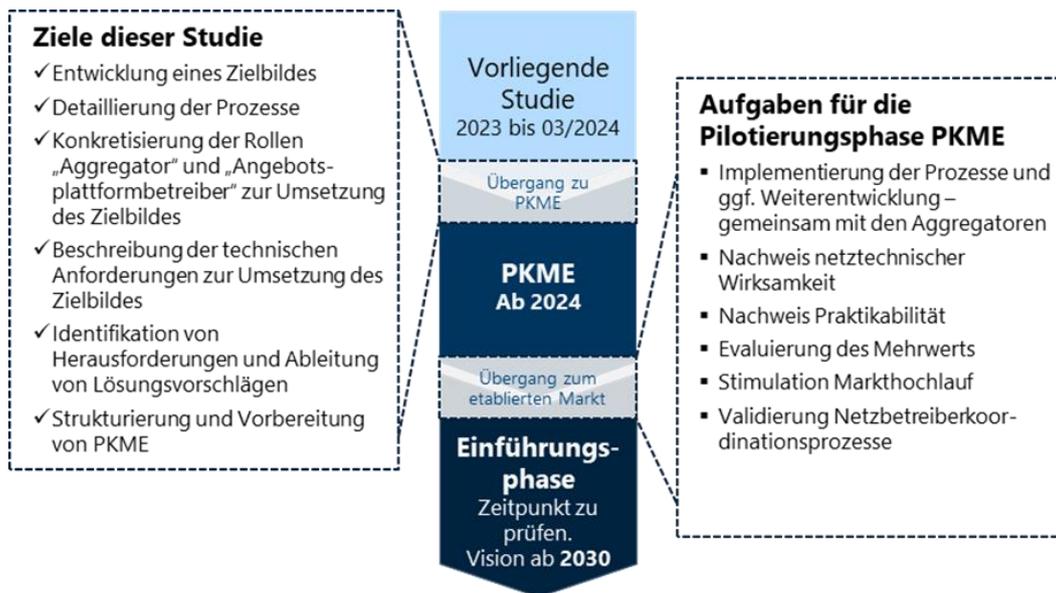


Abbildung 4: Ziele dieser Studie und Aufgaben der Pilotierungsphase PKME im Zeitverlauf

2.1 Aufgaben der Pilotierungsphase PKME

Mit der übergreifenden Zielstellung, die praktische Umsetzbarkeit und den Mehrwert des komplementären marktbasiereten Redispatch bis 2030 nachzuweisen und damit den Weg für das komplementierte Engpassmanagement zu ebnet, sind folgende sechs zentrale Aufgaben zu erfüllen. Hierbei ist auch eine Erfüllung einzelner Aufgaben in einzelnen Pilotprojekten denkbar.

Aufgabe 1 Notwendige Prozesse aufbauen: Die vorliegende Studie hat detaillierte Prozesse für den komplementären marktbasiereten Redispatch und das Hüllkurvenkonzept ausgearbeitet. Eine Skalierung erfordert jedoch die Implementierung sowie die Integration in die bestehende Prozesslandschaft der Marktakteure, um anhand der gewonnenen Erfahrungen gegebenenfalls Anpassungen vorzunehmen. Der Aufbau dieser Prozesse in der Pilotierungsphase PKME und ihre Erprobung – in Zusammenspiel mit den existierenden Prozessen des Engpassmanagements und insbesondere des kostenbasierten Redispatches – ist daher die erste zentrale Aufgabe der Pilotierungsphase PKME. Hierzu wird zunächst eine vereinfachte Startlösung der Prozesse umgesetzt: Zunächst stehen Planungsdatenaustausche, Abruf- und Bilanzierungsprozesse und die Nachweiserbringung im Fokus. Auf Basis der Testergebnisse sollen die Prozesse der Entwicklungsschritte sowie der Ziellösung weiterentwickelt und verbessert werden.

Die darüber hinaus gehenden Prozesse einer Ziellösung (insbesondere die marktliche Beschaffung von Redispatchpotenzial im Vorfeld des Day-ahead-Marktes⁸) sind zunächst nicht Teil dieser ersten Aufgabe, sondern werden unter Aufgabe 3 subsummiert, da es in der Pilotierungsphase zu Beginn natürlicherweise keinen (hinreichenden) Wettbewerb geben kann. Vielmehr soll dieser durch die Pilotierungsphase PKME stimuliert werden (s. Aufgabe 3).

Aufgabe 2 Netztechnische Wirksamkeit nachweisen: Im Rahmen der Pilotierung von PKME ist zu belegen, dass Niederspannungsflexibilität einen netztechnisch wirksamen Beitrag zur Engpassauflösung bzw. -vermeidung auf den höheren Spannungsebenen liefern kann.

Sobald Aufgabe 1 erfüllt ist und sich in einem entsprechend definierten Netzgebiet Pools einer definierten Mindestgröße befinden, soll geprüft werden, ob durch die

⁸ Über den Abruf wird jedoch später im planwertbasierten Prozess entschieden, vgl. Unterkapitel 3.2

Potenziale dieser Niederspannungsflexibilitäten-Pools wirksame, d. h. engpassentlastende Wirkungen nachgewiesen werden können. Hierbei soll insbesondere der Einfluss der gleichzeitigen Wahrung der Restriktionen Niederspannung durch das Hüllkurvenkonzept beleuchtet werden. Kann die engpassentlastende Wirkungen nicht nachgewiesen werden, sollen insbesondere die Anforderungen an Mindestpoolgrößen, Mindestgebotsgrößen (bzw. „Mindest-Redispatchvermögen“) und die Netzgebietsschnitte überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Aufgabe 3 Praktikabilität des Konzepts nachweisen: Es ist zu prüfen, ob die sich Prozesse insgesamt als praxistauglich und hinreichend robust erweisen. Entsprechend wäre mit Erfüllung der Aufgaben 1 bis 3 die Integration einer zusätzlichen Option für das Engpassmanagement umsetzbar und netztechnisch wirksam.

Aufgabe 4 Mehrwert des Konzepts in der Praxis evaluieren⁹: Anschließend soll geprüft werden, inwiefern der Ansatz Beiträge zu den Herausforderungen aus Kapitel 1 leistet. Folgende Kategorien sollten mindestens bewertet werden:

- a) Beitrag zu drohendem Mangel an positivem Redispatchpotenzial bei gleichzeitiger Absicherung der Niederspannungsebene durch das Hüllkurvenkonzept
- b) Beitrag zur Begrenzung der Engpässe auf Hoch- und Höchstspannungsebene
- c) Beitrag zur Stärkung der Systemsicherheit durch Erschließung einer zusätzlichen, und zeitlich kurzfristig verfügbaren Option für das Engpassmanagement
- d) Beitrag zur Begrenzung des Anstiegs der Netz- und Systemsicherheitskosten
- e) Einfluss von etwaigem marktverzerrendem bzw. missbräuchlichem Verhalten bzw. Überprüfung des Marketdesigns hierauf. Hierzu soll ein umfassendes Monitoring aufgebaut werden.
- f) Bewertung, inwiefern der marktliche Einbezug der Flexibilitäten volkswirtschaftlich effizient und zugleich marktlich attraktiv für Aggregatoren ist.

Aufgabe 5 Markthochlauf stimulieren: Die Pilotierungsphase PKME soll den Markt für komplementären Redispatch für lastseitige Flexibilitäten (insbesondere der Niederspannung) vorbereiten. Die Pilotierungsphase soll nahtlos in das Zielmodell überführen und daher die angedachte Startvergütungslösung (s. Kapitel 5) durch einen weiteren Entwicklungsschritt in Form eines ersten marktlichen, leistungspreisbasierten Gebotsverfahrens ersetzen.

In diesem Zuge sollen die entsprechend nötigen Erweiterungen inklusive des angedachten Markt- und Produktdesigns (wie z. B. Redispatch-Bedarfsbestimmung und -Koordination durch die Netzbetreiber, Einbindung einer Vermarktungsplattform, Gebotsempfang und Clearing, etc.) getestet und gemeinsam mit den Marktakteuren weiterentwickelt werden. Voraussetzung hierfür ist, dass sich im Zuge des Hochlaufs von Elektromobilität, Wärmepumpen und weiteren Niederspannungsflexibilitäten regional ein hinreichender Wettbewerb mehrerer Marktteilnehmer bzw. mehrerer Flexibilitäts-pools verschiedener Anbieter einstellt.

Aufgabe 6 Netzbetreiber Koordinationsprozesse validieren: Von großer Bedeutung für das angedachte Konzept ist die Flexibilitätsnutzung auf der NSP-Ebene unter gleichzeitiger Koordination zwischen den Spannungsebenen. **Aufgabe der Pilotierungsphase PKME**

⁹ Die exakte Methodik zur Quantifizierung des Mehrwertes ist noch festzulegen.

ist daher die Erprobung des Hüllkurvenansatzes mit Aggregatoren, welche die Einhaltung der Niederspannungsrestriktionen in ihren Fahrplänen sicherstellen sollen.

Gleichzeitig soll die in Pools vermarktete Flexibilität im komplementären marktbasieren Redispatch Beiträge für die Hoch- und Höchstspannungsebene leisten (können). Um dies in einem kohärenten Gesamtsystem mit den Redispatch-Potenzialen i.S. des Redispatch 2.0 zu ermöglichen, soll die **Koordination zwischen Hoch- und Höchstspannungsebene entlang der** (aktuell noch unzureichend getesteten) **Prozesse des Redispatch 2.0 weiterentwickelt** werden. Hierbei ist insbesondere auf die während der Pilotierungsphase PKME stattfindenden Weiterentwicklungen des Redispatch 2.0 zu achten. Ohne solche Netzbetreiberkoordinierungs- (NKK) Prozesse besteht die Gefahr, dass ein Abruf zur Auflösung eines Engpasses auf einer Spannungsebene dazu führt, dass ein Engpass auf einer anderen Spannungsebene entsteht.

Die Gutachter gehen zudem davon aus, dass sich eine auf Freiwilligkeit basierende Pilotierungsphase durch eine hohe intrinsische Motivation der teilnehmenden Parteien auszeichnen wird.

2.2 Zielstellungen der vorliegenden Studie

Um die o.g. Aufgaben während der Pilotierungsphase PKME erfüllen zu können, wurden in der vorliegenden Studie folgende Ziele verfolgt und erreicht:

Ziel 1 Entwicklung eines Zielbildes und Detaillierung der Prozesse inklusive der Prozess-Teilnehmer:innen, der Datenaustauschformate und der Schnittstellen. Hierbei ist darauf zu achten, dass die angestrebte Lösung in die bestehende Prozesslandschaft des Engpassmanagements integriert werden kann – insbesondere die des Redispatch 2.0. Zudem soll, wo nötig, zwischen Startlösung, Entwicklungsschritten und einer (möglichen) Ziellösung differenziert werden. Das initial entwickelte Bild der Ziellösung (nachfolgend auch „Zielbild“) soll während der Pilotierungsphase PKME geprüft und weiterentwickelt werden (s. Kapitel 3).

Die Prozesse sind zudem so weiterzuentwickeln, dass sie „marktkompatibel“ und hinreichend attraktiv für potenzielle Teilnehmer:innen sind (vgl. Hintergrund in Kapitel 1 bzw. Details in Unterkapitel 3.3). Hierbei umfasst „marktkompatibel“ die Minimierung von marktverzerrendem bzw. missbräuchlichem Verhalten (i.S.v. Inc-Dec-Gaming) als auch die Berücksichtigung etwaiger zeitlicher Abhängigkeiten im Gebotsverhalten der potenziellen Teilnehmer:innen. So soll z. B. ein gleichzeitiges Gate-Closure von Redispatchmarkt und Day-ahead-Markt vermieden werden, da die Bezuschlagung auf dem einen Markt ansonsten nicht mehr in dem anderen Markt berücksichtigt werden kann.

Ziel 2 Konkretisierung neuer Rollen zur Umsetzung des Zielbildes. Die zur Umsetzung des Zielbildes notwendigen Rollen „Aggregator“ und „Angebotsplattformbetreiber“ sollen konkretisiert werden. Insbesondere die „Aggregatorenrolle“ ist u.a. zur Integration von Niederspannungsflexibilitäten zu schärfen.

Ziel 3 Beschreibung der technischen Anforderungen zur Umsetzung des Zielbildes und Identifikation von Umsetzungs Herausforderungen. Um die Aufgaben der Pilotierungsphase PKME erfüllen zu können, sind die technischen Anforderungen zu beschreiben und etwaige Abweichungen zum Status quo zu bestimmen. Diese Abweichungen stellen Umsetzungs Herausforderungen dar.

Ziel 4 Ableitung von Lösungsvorschlägen zu identifizierten Herausforderungen. Die identifizierten Herausforderungen auf Basis der Abweichungen zwischen Zielbild und Status quo (z. B. Vorhandensein eines intelligenten Messsystems vs. aktueller Nutzung von analogen Zählern) sollen beleuchtet und Lösungsvorschläge erarbeitet werden.

Ziel 5 **Vorbereitung der Pilotprojekte**, die im Rahmen der Pilotierungsphase PKME durchgeführt werden und – soweit möglich – Schaffung eines gemeinsamen Verständnisses über das Vorgehen in der Pilotierungsphase PKME, auf das sich die Teilnehmer verständigen¹⁰.

3 Entwicklung eines Zielbildes und Identifikation der Umsetzungsherausforderungen

Zur Entwicklung des Zielbildes wurde für den komplementären marktbasieren Redispatch auf der Vorgängerstudie¹¹ aufgebaut. Bei der Entwicklung des Zielbildes des Hüllkurvenkonzepts als notwendiges Niederspannungsinstrument wurde auf verschiedene Projekte und Studien des E.ON-Konzerns zurückgegriffen (vgl. z.B. (Lehmann, Schirmer, Kardel, Schuster, & al, 2023)), in denen bereits entsprechende präventive Instrumente untersucht wurden.

In der vorliegenden Studie wurden die **Prozesse dieser Instrumente weiter ausgearbeitet und aufeinander abgestimmt**, sodass detaillierte Prozesse für das komplementäre marktbasierende Engpassmanagement vorliegen. Auch wenn das Ziel der Integration eine nahtlose Einbindung in die bestehende Prozesslandschaft ist, sind drei Leitkriterien zu prüfen:

1. Anreize für Gaming sind dauerhaft zu begrenzen. Dies ist im Markt- und Produktdesign entsprechend zu berücksichtigen und soll zudem durch ein umfassendes Monitoring geprüft werden.
2. Der marktbasierende Ansatz soll den kostenbasierten Ansatz effizient komplementieren und damit nicht ersetzen. Vielmehr soll er Anreize zur Integration der lastseitigen Niederspannungsflexibilitäten in das Engpassmanagement schaffen und damit eine zusätzliche Option erschließen, die durch kostenbasierte Ansätze nicht zu heben ist.
3. Zudem ist eine Kompatibilität mit dem Hüllkurvenkonzept sicher zu stellen.

Um die Steuerung einer Vielzahl von kleinteiligen Lasten zu ermöglichen, ist eine Aggregation der Anlagen nötig. Die Aggregation dieser Anlagen soll künftig durch die Rolle des Aggregators erfüllt werden (s. Unterkapitel 3.3.4). Die (notwendigen bzw. vorhandenen) technischen Voraussetzungen kleinteiliger Lasten in der Niederspannung unterscheiden sich zudem von Erzeugungsanlagen in höheren Spannungsebenen. Dies betrifft beispielsweise die Anforderungen an die Bilanzierung sowie die Absicherung der Niederspannung gegen Engpässe oder eine zu hohe Anzahl von kurativen Eingriffen.

Die nachfolgenden Unterkapitel grenzen zunächst den Umfang des Konzeptes ab. Anschließend wird das notwendige Niederspannungsinstrument in Unterkapitel 3.2 eingeführt. Unterkapitel 3.3 diskutiert wie die Umsetzung von Leitkriterium 1 sichergestellt wird, und leitet ein Zielbild für den komplementären marktbasieren Redispatch ab. Die Aggregatorenrolle und die Rolle des Angebotsplattformbetreibers werden in Unterkapitel 3.3.4 konkretisiert. Unterkapitel 3.5 stellt die erarbeiteten Prozesse und Unterkapitel 3.6 das Datenaustauschkonzept vor. Abschließend wird ein Blick auf notwendige regulatorische Anpassungen zur Umsetzung eines entsprechenden Marktdesigns geworfen (3.8).

¹⁰Im Rahmen des Projektes wurden die Vorbereitung möglicher Pilotprojekte und die Abstimmung mit potenziellen Aggregatoren sowie Amprion, TenneT, TransnetBW und E.ON unterstützt. Da noch in der weiteren Ausgestaltung ist, wird hierauf im Bericht nicht weiter eingegangen.

¹¹s. (TenneT, TransnetBW, & E-Bridge, 2022) für die Vorgängerstudie, auf die in dieser Studie aufgebaut wird; <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/studie-zu-redispatch-3-0-vorgestellt>

3.1 Klarstellende Abgrenzung des Umfangs

Die vorliegende Studie sowie die vorgesehene Pilotierungsphase PKME fokussieren auf Niederspannungsflexibilitäten. Die Prozesse könnten aber grundsätzlich auch für Anlagen außerhalb von Redispatch 1.0 und 2.0 bzw. oberhalb der Niederspannung Anwendbarkeit finden.

Daher wird in diesem Unterkapitel dargestellt, was nicht explizit Aufgabe bzw. Zielstellung der Pilotierungsphase PKME ist und daher auch nicht im Umfang von PKME erreicht werden soll. Zudem wird eine kurze Ersteinschätzung gegeben, welche während der Umsetzung der Pilotierungsphase PKME weiter geprüft und evaluiert werden sollte.

Es ist kein flächendeckender Rollout des komplementären marktbasierten Redispatches und keine flächendeckende Implementierung des Hüllkurvenansatzes vorgesehen

s. hierzu letzter Absatz in Kapitel 1.

Die Integration von lastseitigen Flexibilitäten außerhalb der Niederspannung ist optional

Der komplementäre marktbasierende Redispatch könnte grundsätzlich auch für Anlagen außerhalb der Niederspannung, welche nicht dem Redispatch 2.0 unterliegen, nutzbar sein. Je nach Anlagengröße könnte in diesem Fall sogar auf die Bildung von Pools verzichtet werden. Zu prüfen wäre, ob es für solche Anlagen mit Mittelspannungsnetzanschluss künftig einen pragmatischen Ansatz analog zum Hüllkurvenkonzept bräuchte, um die Netzrestriktionen der Mittelspannung adäquat zu berücksichtigen. Aufgrund des Mengengerüsts liegt der Fokus der Pilotierungsphase PKME jedoch eindeutig auf den Niederspannungsflexibilitäten. Zudem wäre für einzelne Anlagen, wie z.B. für Elektrolyseure mit entsprechend „kostengünstigem“ und prognostizierbaren Redispatchvermögen¹² zu prüfen, ob hier eine kostenbasierte Integration nicht vorzugswürdig ist.

Stromspeichern ab 100 kW werden nicht integriert, es besteht jedoch weiterer Untersuchungsbedarf

Während die Integration von Pumpspeicherkraftwerken in die kostenbasierten Redispatch-Prozesse bereits im Zuge des „Redispatch 1.0“ erprobt ist, gibt es in der Praxis von Redispatch 1.0 und 2.0 in Bezug auf Batteriespeicher noch deutlich weniger Erfahrung. Zudem zeigen sich in der Praxis verschiedene operative Herausforderungen bei der Einbindung von Stromspeichern. Hier sollte jedoch zunächst im Zuge der weiteren Umsetzung von Redispatch 2.0 geprüft werden, ob diese gelöst werden können oder nicht. Insbesondere die (komplexe) Bestimmung einer adäquaten Kostenhöhe für die finanzielle Entschädigung im kostenbasierten Redispatch ist für Batteriespeicher weiterhin nicht geklärt. Die Ergebnisse des laufenden Festlegungsverfahrens BK8-22-001 bleiben abzuwarten. **Wird die finanzielle Entschädigung systematisch überschätzt, hätte auch ein kostenbasierter Ansatz echte Inc-Dec-Gaming Fehlanreize.** Eine systematische Unterschätzung führt hingegen zu geringeren Investitionsanreizen für Speicher an Standorten mit hohen Redispatch-Bedarfen. Dies ist paradox, da im aktuellen Netzentwicklungsplan die Notwendigkeit der Speichereinbindung in die Redispatch-Prozesse betont wird (s. Seite 180 (Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH; 50Hertz Transmission, 2023))

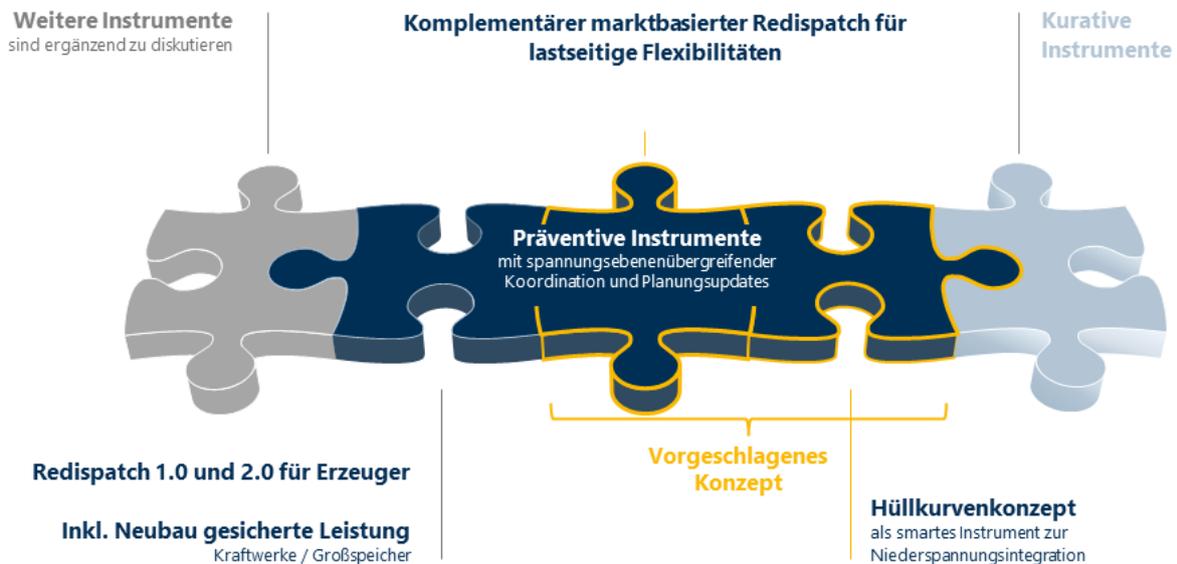
Umgekehrt könnte das vorliegende Instrument des komplementären marktbasierten Redispatches als Alternative zur Integration von Stromspeichern infrage kommen. Solange Stromspeicher größer

¹² Elektrolyseure ohne Wasserstoffspeicher und ohne Anschluss an ein Hochdrucknetz unterliegen i.d.R. zeitlich engen Lieferrestriktionen, die aus dem Bedarf des angeschlossenen „H2-Punktbedarfs“ bzw. aus der vorgesehenen „Trailer-Vermarktung“ resultieren. Der „zeitliche Puffer“ einer H2-Direktleitung ist i.d.R. nur wenige Minuten und daher für den hier verfolgten präventiven Redispatch-Ansatz nicht relevant. Selbst wenn der (industrielle) H2-Punktbedarf Flexibilität besitzt, dürfte diese Flexibilität sehr teuer sein, da es sich i.d.R. um „Wasserstoffverzicht“ und nicht um eine zeitliche Produktionsverlagerung handeln dürfte. Elektrolyseure mit „kostengünstigem“ und prognostizierbaren RDV wären entsprechend solche mit Anschluss an ein Hochdrucknetz und einer marktorientierten Betriebsweise. Kostengünstig wäre insbesondere der Einsatz im Bereich des negativen Redispatches.

gleich 100 kW jedoch im rechtlichen Regime des Redispatch 2.0 verankert sind, ist eine Erprobung in der Pilotierungsphase PKME nicht möglich.

Netzausbau oder andere Instrumente des Engpassmanagements sollen nicht ersetzt werden. Das vorgeschlagene Konzept ist ein weiterer Baustein des Engpassmanagements

Im künftigen Energiesystem werden zahlreiche zueinander kompatible Instrumente auf allen Spannungsebenen zur Netzstabilisierung gebraucht, wie Abbildung 5 illustrativ darstellt.



Hinweis: Netzoptimierung und -ausbau sind ohnehin zwingend erforderlich und daher nicht als Puzzleteil aufgeführt.

Abbildung 5: Komplementärer marktbasierter Redispatch und Hüllkurvenkonzept als weitere Bausteine des künftigen Engpassmanagements

Die Implementierung der verschiedenen Instrumente ist aus Sicht der Gutachter keine „entweder – oder“ Fragestellung. Vielmehr werden – neben dem zwingend erforderlichen, aber zeitlich auf Jahre „hinterhereilenden“ Netzausbau – verschiedene Instrumente gebraucht, um den zukünftigen Herausforderungen mit zusätzlichen Potenzialen zielgerichtet entgegen zu können.

3.2 Hüllkurvenkonzept zur Absicherung der Niederspannungsnetze

Der Einbezug von Flexibilitäten in der Niederspannungsebene über marktliche Produkte für das Engpassmanagement auf überlagerten Spannungsebenen stellt das Niederspannungsnetz vor neue Herausforderungen. Generell begünstigen externe überregionale Anreize auf das Strombezugs-/Rückspeiseverhalten – wie bspw. zeitvariable Tarife – das Auftreten hoher Gleichzeitigkeiten, was zu Engpässen im lokalen Niederspannungsnetz führen kann. Langfristig kann daher auch die Einführung eines komplementären marktbasierten Redispatch die Verteilnetze vor entsprechenden Herausforderungen stellen. Auch weitere markt- oder systemdienliche Beiträge der Flexibilitäten der Niederspannung, wie z.B. Regelenergievermarktung aus Pools oder der Flexibilitätseinsatz am Energy-Only-Markt bzw. gegen dynamische Stromtarife, können die Gleichzeitigkeit erhöhen und damit die Einhaltung der Netzrestriktionen auf Niederspannungsebene sowie am Ortsnetztransformator zunehmend gefährden. Werden dezentrale Flexibilitäten entsprechend in den komplementären marktbasierten Redispatch einbezogen, muss ihre Bereitstellung unter Berücksichtigung der Sensitivitäten und Netzrestriktionen auf Niederspannungsebene sowie am Ortsnetztransformator gewährleistet werden.

Benötigt wird daher ein praxisnah umsetzbares Konzept, das die Niederspannungsnetze präventiv absichert und einen diskriminierungsfreien, marktkonformen und kompatiblen Prozess bietet, um

die Flexibilität marktlich koordiniert möglichst optimal zu nutzen, ohne die Netzrestriktionen im Verteilnetz zu verletzen. Solch ein optimaler Einsatz erfordert eine digitalisierte Überwachung der Niederspannungsnetze. Anhand der Daten und entsprechender Vorausschauprozesse können Marktteilnehmer präventiv, d.h. im Vorfeld des drohenden Engpasses, über den prognostizierten Netzzustand informiert werden. Dies ermöglicht eine Koordination durch Anpassung der Vermarktung vor dem Engpasseintritt durch den Vermarkter bzw. Aggregator dieser Flexibilitäten gegen markt-, netz- und systemdienliche Märkte. Ein entsprechendes Konzept ist aus vielen Gründen sinnvoll und kann daher als „No-Regret-Maßnahme“ betrachtet werden.

3.2.1 Grundprinzip des Hüllkurvenkonzepts und mögliche Auslegung

Ein mögliches Konzept um Niederspannungsengpässe bzw. kurative Engpassmanagementmaßnahmen nach § 14 a EnWG präventiv zu vermeiden, ist das sogenannte Hüllkurvenkonzept.

Das Grundprinzip des Hüllkurvenkonzept ist einfach nachvollziehbar: Das Hüllkurvenkonzept bestimmt die nach Abzug der unflexiblen (Haushalts-)Lasten verbleibende Netzkapazität innerhalb eines Niederspannungs(teil)netzes bzw. Am Ortsnetztransformator und teilt diese diskriminierungsfrei auf die hinter dem Engpass liegenden Niederspannungsflexibilitäten auf. Dies gilt für lastbedingte ebenso wie für rückspeisebedingten Engpässe.

D.h. Netzkunden mit Niederspannungsflexibilitäten und Wirkung auf einen erwarteten Engpass in der Niederspannungsebene wird präventiv eine Limitierung der maximalen Bezugsleistung bzw. Einspeiseleistung der Niederspannungsflexibilitäten – die sogenannte Hüllkurve – übermittelt, welche diese oder deren Aggregatoren beim weiteren Flexibilitätseinsatz berücksichtigen.

Abbildung 6 beschreibt eine mögliche Ausgestaltung des Hüllkurvenkonzeptes. Das Hüllkurvenkonzept findet Anwendung, wenn der VNB vorab eine Überlastung des lokalen Ortsnetzes prognostiziert. Im gezeigten Fall berechnet der VNB eine „Betriebsmittelhüllkurve“, **Die Betriebsmittelhüllkurve definiert sich aus dem Grenzwert des überlasteten Betriebsmittels abzüglich der prognostizierten unflexiblen Last und kann entsprechend für jedes Betriebsmittel bestimmt werden.**

Diese Betriebsmittelhüllkurve wird anschließend auf die einzelnen flexiblen Anlagen, welche eine netztechnische Wirkung auf das zugehörige Betriebsmittel haben, disaggregiert. So kann die maximale Bezugs- bzw. Einspeiseleistung aus der „Betriebsmittelhüllkurve“ z.B. anteilig nach Anschlussleistung des Letztverbrauchers auf die flexiblen Anlagen „hinter dem Engpass“ allokiert werden (s. Anhang B für ein Rechenbeispiel). Die so **ermittelten Hüllkurvenrestriktionen je Netzanschlusspunkt werden präventiv den jeweiligen Aggregatoren übermittelt**, der z.B. die Flexibilität der Anlagen auch am marktbasieren komplementären Redispatch vermarktet. Der Aggregator ist nun vorab über anstehende Engpässe informiert und kann diese entsprechend der Hüllkurvenrestriktionen in der Betriebsplanung (z.B. für ein Pool) berücksichtigen und das Bezugs- und Einspeiseverhalten der von ihm vermarkteten Anlagen anders einplanen bzw. entsprechend anpassen. Ergänzend findet sich in Anhang B ein vereinfachtes numerisches Beispiel.



Abbildung 6: Mögliche Auslegung des Hüllkurvenkonzeptes am Beispiel der Limitierung für die Bezugsleistung von flexiblen Anlagen

Der Netzbetreiber hat somit ein zusätzliches vorgelagertes Instrument für Engpassmanagement in der Niederspannung und kann kurative § 14a-EnWG Maßnahmen vermeiden bzw. reduzieren. **Das vorgestellte Hüllkurvenkonzept als Instrument zur notwendigen Integration von Niederspannungsflexibilitäten lässt sich hierbei mit sämtlichen marktlichen Mechanismen (Flexibilitätseinsatz für komplementären marktbasierten Redispatch genauso wie am Strommarkt oder an Systemdienstleistungsmärkten) kombinieren. Aus Sicht der Gutachter sind die Instrumente des komplementären marktbasierten Redispatches und des Hüllkurvenkonzeptes kompatibel. Hierdurch wird ein stimmiges Gesamtkonzept mit zur Einbindung der Niederspannungsflexibilitäten in das Engpassmanagement ermöglicht.**

Die Aggregatoren profitieren von der Vorabinformation, sodass Engpässe antizipiert werden können. Dies kann ihr Vermarkter (Lieferant bzw. Aggregator selbst) in der Einsatzoptimierung mitberücksichtigen. Hierdurch können auch die für die Nutzer der Niederspannungsflexibilitäten (z.B. Nutzer eines E-Autos oder einer Wärmepumpe) unerfreulichen kurativen Abrufe reduziert werden, die in den primären Nutzungszweck eingreifen (z.B. vorgegebener Ladestand wird nicht erreicht, Gebäude kühlt unter Vorgabe ab, ...).

Das Hüllkurvenkonzept ermöglicht eine Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Netzkapazität und vermeidet gleichzeitig ineffiziente, kurative Notfallregelungen. Treten solche nicht entschädigungspflichtigen kurativen Regelungen zu häufig auf, entstehen volkswirtschaftlich gesehen Fehlanreize, die Flexibilität nicht vollständig zu nutzen. Eine Einführung des vorgeschlagenen Hüllkurvenkonzeptes kann als eine „No-Regret-Maßnahme“ betrachtet werden, welche auch ohne die Einbindung von Flexibilitätsressourcen für das Engpassmanagement gerechtfertigt ist. **Ohne ein solches Instrument erscheint die vollumfängliche Nutzung der Niederspannungsflexibilitäten langfristig gefährdet.** Die Detailauslegung des Hüllkurvenkonzeptes soll Untersuchungsgegenstand eines anstehenden Pilotvorhabens im Rahmen der Pilotierungsphase PKME werden.

3.2.2 Zu überprüfende Aspekte des Hüllkurvenkonzeptes

Die in Abschnitt 3.2.1 beschriebene Variante ist nur eine Ausgestaltungsmöglichkeit des Hüllkurvenkonzeptes. Hinsichtlich der Disaggregation der Betriebsmittelhüllkurve auf einzelne Netzkunden sind ebenfalls unterschiedliche Ausgestaltungen möglich. So könnte die Netzkundenscharfe Hüllkurvenrestriktion anstatt der Anschlussleistung des Letztverbrauchers auch entsprechend der Anlagenleistung der flexiblen Anlagen oder gemäß der Höhe einer möglichen § 14a-Maßnahmen dimensioniert werden. Die Disaggregationsmethodik soll daher in der Pilotierungsphase PKME nochmals überprüft und bewertet werden.

Zudem ist auch die Einrichtung einer einheitlichen Schnittstelle zur Übertragung der Hüllkurve zu untersuchen. Eine mögliche Lösung stellt z.B. das InGA-System¹³ dar, welches neben der Übertragung der Hüllkurve vom VNB an den Aggregator auch die Disaggregation der Betriebsmittelhüllkurve auf Netzkunden- bzw. Aggregatoren realisiert. Sollten sich während der Pilotierungsphase PKME jedoch noch nicht identifizierte Herausforderungen bei der Umsetzung mit InGA ergeben oder vorzugswürdige Alternativen wie z.B. die IuK-Infrastruktur (Information und Kommunikation) identifiziert werden, sollten andere Schnittstellenlösungen evaluiert werden.

3.3 Komplementärer marktbasierter Redispatch zur netzdienlichen Potenzialhebung für HöS und HS

In diesem Unterkapitel wird zunächst eine Einordnung des in dieser Studie vorgestellten Konzepts zum Instrument des komplementären marktbasierten Redispatches vorgenommen. Das vorgestellte Instrument kann hierbei einen Beitrag zur Adressierung der Herausforderungen (s. Kapitel 1) bei gleichzeitigem Erhalt der Vorteile des zonalen Marktdesigns leisten.

Voraussetzung hierfür ist, dass der komplementäre marktbasierte Redispatch die Nutzung der von den Anforderungen an das Engpassmanagement unabhängig entstehenden Flexibilitätspotenziale für die Engpässe der oberen Spannungsebenen ermöglicht und zugleich Inc-Dec-Gaming begrenzen kann. Die zugehörige Diskussion wird in Abschnitt 3.3.1 geführt. Auf dieser Basis wird in Abschnitt 3.3.3 schließlich ein Zielbild des Marktdesigns aufgezeigt, welches in der Pilotierungsphase PKME erprobt, überprüft und weiterentwickelt werden soll. Durch diese Überprüfung soll der Mehrwert des Konzeptes nachgewiesen werden (vgl. Aufgabe 4 in Unterkapitel 2.1).

3.3.1 Marktverzerrendes Verhalten in der Praxis unwahrscheinlich

Der in dieser Studie vorgestellte Ansatz sieht eine Vermarktung der gepoolten Redispatchpotenziale von lastseitigen Flexibilitäten der Niederspannung bereits vor dem Day-Ahead-Markt vor (D-2, vgl. Abschnitt 3.3). **Die Vermarktungsentscheidung und Bezuschlagung ist entsprechend unabhängig vom tatsächlichen Abruf¹⁴.** Die Begrenzung des „strategischen, engpassverstärkenden Verhaltens“ (Inc-Dec-Gaming) im komplementären marktbasierten Redispatch für Niederspannungsflexibilitäten erscheint daher möglich¹⁵, da eine Engpassprognose oberhalb der MS-Ebene D-2 bereits deutlich erschwert ist oder zumindest mit hinreichend hoher Unsicherheit behaftet ist, um die Vermarkter der Niederspannungsflexibilitäten im Engpassmanagement von Inc-Dec-Gaming abzuhalten. Die Praxistauglichkeit des gewählten zeitlichen Vorlaufs ist in der Pilotierungsphase näher zu untersuchen. Generell reduziert ein höherer zeitlicher Vorlauf die Antizipationsmöglichkeit von Engpässen für Marktteilnehmer und damit die Möglichkeit von Inc-Dec-Gaming. Gleichzeitig erschwert ein größerer Vorlauf auch die Antizipationsmöglichkeit der Netzbetreiber für das Marktergebnis und damit für die Redispatch-Bedarfe.

Die Gründe hierfür sind:

1. Inc-Dec-Gaming setzt voraus, dass der Flexibilitätsvermarkter den Zeitpunkt des Engpasses zum Zeitpunkt der Vermarktung mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit antizipieren kann. Die Gutachter gehen jedoch davon aus, dass dies D-2 bzw. bereits einen Tag im Vorfeld des Day-Ahead Marktes für die Vermarkter zunehmend nur begrenzt gegeben sein dürfte. Die Attraktivität einer Inc-Dec-Strategie für einen Vermarkter nimmt entsprechend ab, falls das Risiko des „Nicht-Abrufs“ im Redispatch Markt steigt.

¹³ inga-connect.de

¹⁴ Im Rahmen des o.g. Gutachtens (Neon & Constentec, 2019) wurde ein solcher Ansatz nicht beleuchtet.

¹⁵ s. auch (Heilmann, Klemp, Hufendiek, & Wetzel, 2022) für die Diskussion der Umsetzbarkeit kapazitäts- bzw. leistungspreis-basierter Ansätze mit zeitlichem Vorlauf bei Vermeidung von Inc-Dec-Gaming.

2. **Niederspannungsflexibilitäten sind Verschiebelasten**, die Ihren Bezug bzw. ihre Einspeisung in aller Regel nur im Zeitverlauf ändern, ohne die Summe des Lastbezugs bzw. der gesamten Einspeisung zu verändern¹⁶. In der Regel bleibt die Summe des täglichen Lastbezugs unverändert, da der primäre Nutzzweck der Anlagen ansonsten nicht erfüllt wird („Akku leer, wenn losgefahren werden soll“ oder „Gebäude kälter als vorgegeben“). **Ein steigendes Risiko des „Nicht-Abrufes“ bei einer Inc-Dec- oder Dec-Inc-Strategie ist für solche Verschiebelasten jedoch unverhältnismäßig hoch, da die Gefahr besteht, den primären Nutzzweck nicht mehr erfüllen zu können.** Die im Rahmen der vorliegenden Studie konsultierten potenziellen Aggregatoren geben jedoch unisono an, dass das Ziel eine Flexibilitätsnutzung für netzdienliche Erlöspotenziale ist, ohne dass der Anlagenbetreiber (z.B. E-Auto- oder Wärmepumpenbesitzer) den Eingriff in das Bezugsverhalten bemerkt.
3. Ein Aggregator, dessen Regelungseingriffe den primären Nutzungszweck beeinträchtigen, riskiert, dass der Anlagenbetreiber zu einem konkurrierenden Marktteilnehmer wechselt. **Dieses Wechselrisiko einer Inc-Dec-Risikostrategie dürfte – gerade auch, da der Aggregator i.d.R. auch am eigentlichen Strombezug als Lieferant verdienen dürfte – betriebswirtschaftlich im Verhältnis zu dem „Zubrot“ Vermarktung der Flexibilität für netzdienliche Zwecke prohibitiv hoch sein.**
4. Neben den Risiken den primären Nutzzweck nicht erfüllen zu können und dem Wechselrisiko einer Inc-Dec-Risikostrategie kommt in der realen Welt das **geschäftsschädigende Risiko des Reputationsverlustes für den Aggregator** bzw. Flexibilitätsvermarkter hinzu. Gerade weil die Flexibilitätsbesitzer (Haushalte) im Verhältnis zu Unternehmen eher risikoavers sein könnten, kann ein Reputationsverlust durch Inc-Dec-Verhalten dazu führen, dass der Aggregator weitere Kunden verliert bzw. keine neuen mehr anziehen kann.
5. Ferner wurde in (Erhart, et al., 2022) gezeigt, dass ein „hybrides Modell“ bestehend aus kosten- und marktbasierten Elementen Gaming-grundsätzlich, d.h. nicht nur für Verschiebelasten, gegenüber einem reinen marktbasierten Ansatz reduziert.¹⁷ Genau dieses hybride Modell stellt der komplementäre marktbasierte Redispatch dar.
6. **Verschiebelasten**, die Leistungspreiszahlungen für die Vorhaltung von Redispatch-Vermögen („Verfügbarkeitszahlungen“) **haben keine Anreize ihren Fahrplan derart zu manipulieren**, dass sie nur deshalb Laden, um das entsprechende positive Redispatch-Vermögen durch Ladereduktion vorzuhalten oder nur deshalb nicht Laden, um ein etwaiges negatives Redispatch-Vermögen vorzuhalten (vgl. Unterkapitel 2.6 in (Hirth, Schlecht, & Mühlenpfordt, 2021)).
7. Zudem können die o.g. Risiken für den Aggregator bzw. Flexibilitätsvermarkter durch entsprechende Marktvorgaben (REMIT, wie auch z.T. im europäischen Ausland üblich) und Sanktionsmechanismen (z.B. „Beweisumkehr“, d.h. Marktausschluss, bis Unschuldsnachweis erbracht wurde oder finanzielle Sanktionen) weiter erhöht werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass marktverzerrendes bzw. missbräuchliches Verhalten durch Inc-Dec-Gaming für Niederspannungsflexibilitäten unwahrscheinlich erscheint. Es wird daher empfohlen, in möglichst großskaligen Pilotprojekten praxisrelevante Erfahrungen und Daten zu sammeln und diese in der Pilotierungsphase PKME umfassend auszuwerten. Entsprechende Monitoringmaßnahmen zur Überprüfung des Verhaltens der Aggregatoren sind vorgesehen, um weitere Erkenntnisse hinsichtlich des Verhaltens der Aggregatoren bzw. Vermarkter zu gewinnen. Sollten keine nennenswerten Gaming-Muster oder entsprechende Verdachtsmomente nachweisbar sein, müsste das Risiko eines marktverzerrenden bzw.

¹⁶ Gilt solange bidirektionales Laden nicht betrachtet wird.

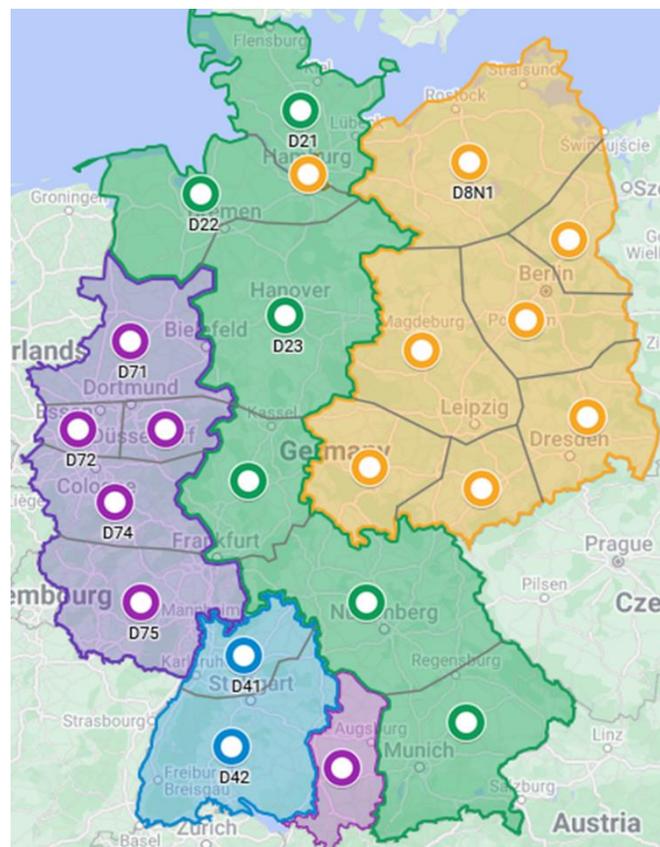
¹⁷ Vgl. auch (TenneT, TransnetBW, & E-Bridge, 2022) für Erklärung des hybriden Modells bzw. Abschnitt 3.3.3 für die Weiterentwicklung innerhalb der vorliegenden Studie hierzu.

missbräuchlichen Verhalten als Argument gegen die rechtliche Ermöglichung neu bewertet werden. Gleiches gilt, falls der Ansatz durch Erschließung zusätzlicher Engpassmanagementpotenziale auf freiwilliger Basis nennenswerte Beiträge zur Systemsicherheit oder Effizienzvorteile generiert und etwaige Nachteile signifikant übersteigt.

Im Verlauf der Pilotierungsphase PKME sollte zudem evaluiert werden, inwiefern entsprechende Marktvorgaben um Sanktionsmechanismen zu erweitern sind. Initial sollte hiervon jedoch abgesehen werden, um die Sammlung erster Erfahrungen nicht zu gefährden. Marktmacht wird in vielen Netzgebieten durch Wettbewerb begrenzt werden

3.3.2 Zuschnitt initialer Netzgebiete und Wettbewerbsperspektive

Aufgrund des gesellschaftlich gewünschten und politisch forcierten Hochlaufs der auch als Flexibilitäten nutzbaren "neuen" Verbraucher auf der Niederspannungsebene ist nicht ersichtlich, warum mittel- und langfristig pauschal von fehlendem Wettbewerb ausgegangen werden sollte. Vielmehr dürfte sich – je nach Zuschnitt – in mehreren Netzgebieten für die Hoch- und Höchstspannungsebene relevanter Netzgebieten hinreichender Wettbewerb einstellen. Hierbei ist die Abhängigkeit von den entsprechenden Gebietszuschnitten offenkundig. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde daher ein erster initialer Gebietszuschnitt entwickelt, welcher zur Erprobung in der Pilotierungsphase PKME herangezogen werden soll (Abbildung 7):



Anmerkung: 50 Hertz nicht Teil des bisherigen Projektes bzw. 50 Hertz Netzgebiete nicht Teil der Pilotierungsphase PKME

Abbildung 7: Initialer Zuschnitt der Netzgebiete für die PKME-Pilotprojekte zum komplementären marktbasieren Redispatch

Ein vereinfachtes Rechenbeispiel: Da die räumliche Verteilung von E-Autos und Wärmepumpen in erster (grober) Näherung mit der Bevölkerungsverteilung angenähert werden kann, dürften ca. 30 % dieser Niederspannungsflexibilitäten in Bayern und Baden-Württemberg angesiedelt werden. Skaliert man die Zahlen aus des NEP 2037/2045 (2023) auf 2030 und nimmt 11 kW Ladeleistung

von E-Autos bzw. 5 kW elektrische Leistung von Wärmepumpen¹⁸ an, könnten 2030 ca. 65 GW Leistung in Bayern und Baden-Württemberg vorhanden sein (theoretisches Maximalpotential). Weitere 12 GW durch Heimspeicher könnten hinzukommen (ebenfalls 5 kW angenommen)¹⁹. (Sogar) Bei einer vereinfacht angenommenen sehr konservativen Gleichzeitigkeit von 20% wären im Schnitt 2,6 GW bis 3,1 GW steuerbare Bezugsleistung in jedem der fünf eingezeichneten Netzgebiete von Bayern und Baden-Württemberg verfügbar.

Selbst bei entsprechenden Forderungen bzgl. der Mindestpoolgrößen sind hier offensichtlich Möglichkeiten für Wettbewerb gegeben, sofern mehrere Aggregatoren entsprechende Pools bilden. Da verschiedene Anbieter um dieses Feld konkurrieren dürften (OEMs der Automobilbranche oder Wärmepumpenhersteller bzw. deren Vermarktungsfirmen, Smart-Home-Vermarkter, etablierte und neue Player im Feld der Flexibilitätsvermarktung), scheint eine Konzentration auf einen Anbieter aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich.

Zugleich sieht der vorliegende Ansatz ein hybrides Modell mit dem kostenbasierten Redispatch vor. Entsprechend sollen die bereits im Vorfeld marktbasierend kontrahierten Niederspannungs-Pools nur dann abgerufen werden, wenn diese im Rahmen der Redispatch-Dimensionierung bzw. der gemeinsamen „Redispatch-Merit-Order-Liste“ (RD-MOL)²⁰ die jeweils kostengünstigste Maßnahme sind. Entsprechend fungieren die kostenbasierten Potenziale als implizite Preisobergrenze, welche zu hohe Preise aufgrund von zu geringem Wettbewerb begrenzen kann.

3.3.3 Markt- und Produktdesign des Zielbildes für den komplementären marktbasierenden Redispatch

Das Zielbild des Markt- und Produktdesigns ist genauso wie die weiteren konzeptionellen Elemente als Arbeitsstand zu verstehen, dessen Effizienz im Rahmen der Pilotprojekte überprüft und ggfs. entsprechend der gesammelten Erkenntnisse in weiteren Entwicklungsschritten verfeinert bzw. angepasst werden muss. Entsprechend sind alle gutachterlichen Empfehlungen in diesem Abschnitt als Ausgangspunkt für die weitere Überprüfung des Zielbildes während der Laufzeit der Pilotierungsphase PKME zu verstehen.

Der marktbasierende Redispatch unterliegt einem Trade-off: Je kurzfristiger die Beschaffung von Redispatchvermögen erfolgt, desto größer sind die Anreize für engpassverstärkendes Verhalten. Je früher jedoch die Bezuschlagung von Redispatchvermögen erfolgt, desto schlechter ist die Prognosegüte über das marktlich zu kontrahierenden Redispatchvermögen.

In der Vorgängerstudie (TenneT, TransnetBW, & E-Bridge, 2022) wurden zwei kombinierbare Module vorgestellt, anhand derer ein marktlicher Mechanismus für Redispatch organisiert werden könnte. Einerseits wurden „kurzfristige Arbeitspreise“ und „andererseits langfristige Leistungspreise“ vorgestellt. Beide sehen separate Beschaffungsprozesse für positives und negatives Redispatchvermögen vor.

Im Modul „kurzfristige Arbeitspreise“ wird das zu kontrahierende Redispatchvermögen kurzfristig bezuschlagt. Eine kurzfristige Beschaffung erlaubt die zu kontrahierenden Redispatchvermögen präzise zu bestimmen und damit effizient zu allokalieren. Der tatsächliche Redispatchbedarf entspricht hier i.d.R. dem zu kontrahierenden Redispatchvermögen. D.h., das gesamte kontrahierte Redispatchvermögen wird abgerufen. Daher können die Gebote auch als Arbeitspreis angegeben

¹⁸ 11kW bzw. 5 kW als Annahme der Gutachter auf Basis (Eicke, Hirth, & Mühlenpfordt, 2024), (Blumberg, Broll, & Weber, 2022)

¹⁹ Allein im ersten Halbjahr 2023 wurden 2 GWh Heimspeicher zugebaut.

<https://www.pv-magazine.de/2023/08/24/250-000-neue-photovoltaik-heimspeicher-im-ersten-halbjahr-2023/>; Stand März 2024 sind bereits 6,6 GW bzw. 10,5 GWh Heimspeicher installiert, s. <https://www.battery-charts.de/>

²⁰ In der Praxis fließen die (kalkulatorischen) Kosten der kontrahierten Potenziale in eine komplexe Gesamtoptimierung (Redispatch-Dimensionierung) ein. Das Bild der RD-MOL ist daher stark vereinfachend, dient aber einer einfacheren Erklärbarkeit.

werden. Die kurzfristige Beschaffung erlaubt jedoch marktseitig die Antizipation von netzseitigen Engpässen und schafft damit Anreize für engpassverstärkendes Verhalten. **Um Fehlanreize bzw. engpassverstärkendes Verhalten (Inc-Dec-Gaming) zu reduzieren, sollte daher in der Pilotierungsphase PKME mit dem nach aktuellem Stand der Forschung robustesten Produktdesign (langfristigen Leistungspreisgeboten) begonnen werden. Daher empfehlen die Gutachter, zunächst auf kurzfristige Arbeitspreise zu verzichten** oder hier in deutlich kleinerem Maßstab mit intensivem Monitoring weitere Erfahrungen zu gewinnen („Im Reagenzglas erproben“).

Im Modul **langfristige Leistungspreise** wird die Vorhaltung von flexibler Kapazität für den möglichen Redispatch-Abruf vergütet. Die Gutachter empfehlen als Ausgangspunkt für die weitere Überprüfung des Zielbildes das zu kontrahierende Redispatchvermögen zwei Tage vor Abruf (D-2) zu beschaffen. Dadurch wird eine Antizipation von Engpässen reduziert. Ob das kontrahierte Redispatchvermögen abgerufen wird, kann dann im rollierenden Planungsprozess entschieden werden. Hier können die Netzbetreiber die benötigten Redispatchmengen auf Basis von Prognoseupdates genauer zu bestimmen. Die Gutachter empfehlen für das Zielbild, hier zunächst nicht später als eine Stunde vor Echtzeit mit dem Abrufprozess zu beginnen. Bei erfolgreicher Erprobung kann anschließend eine Angleichung an die Fristen von Redispatch 2.0 (bis kurz vor Echtzeit) erfolgen.

Die **Leistungsgebote müssen unter Einpreisung möglicher (impliziter) Abrufkosten** abgegeben werden. Führt der Abruf von Redispatch zur Verschiebung von Verbrauch oder Erzeugung in teurere oder günstigere Stunden ist dies ein implizites Risiko bzw. eine implizite Chance des Gebots. Dies gilt analog für die sich ergebenden Änderungen im Speicherfüllstand. Es ist **folglich** Aufgabe des Aggregators, den **Mehrwert** („mehr Energie im Speicher bzw. Energie ohne Einkauf am Markt nutzbar durch Lasterhöhung im negativen Redispatch“) **bzw. den Schaden** („weniger Energie im Speicher bzw. Energie trotz Einkauf am Markt nicht nutzbar durch Lastreduktion im positiven Redispatch“), **im Falle des Abrufs** in die Leistungspreisgebote für die verbindliche Vorhaltung des Redispatchvermögens einzupreisen. Während der Pilotierungsphase PKME sollte nach Sammlung erster erfolgreicher Abruferfahrungen geprüft werden, ob der Ansatz, die Pools der Niederspannungsflexibilitäten mit den geringsten kalkulatorischen Kosten in die „Redispatch-Merit-Order-Liste“ (RD-MOL) einzugruppieren zielführend ist. Denkbar wäre auch, Arbeitspreiskomponenten in die Gebote einzubeziehen und diese bei der Eingruppierung in die RD-MOL zu berücksichtigen. Hierbei empfehlen die Gutachter nicht nur den (in wissenschaftlichen Studien vorab nachgewiesenen theoretischen) Mehrwert zu berücksichtigen, sondern zwingend auch die damit einhergehenden Konsequenzen der Netzführung zu berücksichtigen.

Das gewählte Markt- und Produktdesign sowie Prozesse wie z.B. bilanzieller Ausgleich, Stamm- und Planungsdatenprozesse, sollten in der Ziellösung gut aufeinander abgestimmt sein und wo möglich und sinnvoll auch kompatibel zu den Prozessen des Redispatch 2.0 sein. Die einzelnen Prozessschritte, so auch das Markt- und Produktdesign, sind in Pilotprojekten zu überprüfen und die Konfiguration der initialen Ziellösung kann entsprechend lösungsorientiert weiterentwickelt werden.

Gebotszeitraum. Für das Zielbild empfehlen die Gutachter, dass die Gebotsabgabe frühzeitig startet (D-7 11:00h) und (bspw. Einstellen letzter Gebote, Bezuschlagung) die Bezuschlagung erfolgt bevor Day-Ahead- und Regelleistungsmärkte schließen (D-2 08:00h). Dadurch kann ein reibungsloser Ablauf im Zusammenspiel mit anderen Märkten sichergestellt werden.

Lernprozess. Die Bestimmung des auszuschreibenden RDV („Redispatch Bedarf“) je Netzgebiet sollte ab Start der Pilotierungsphase PKME und insbesondere ab Beginn der Startvergütungslösung (s. Kapitel 5) auf Basis von Erfahrungsgewinn („wie viel des vorab bestimmten, zu kontrahierenden RDV wurde wirklich abgerufen?“; „Wie lassen sich die Unsicherheiten methodisch eingrenzen?“) weiter untersucht werden. Die Gutachter empfehlen hier generell einen Feedback Prozess einzuführen, um diese Methodik stetig zu verbessern. In einem zweiten Schritt ist die Fragen zu

klären, wie je Netzgebiet der „RDV-Bedarf“ von HS-NB und ÜNB kombiniert werden²¹. Solange durch die tatsächlich abgerufene Menge positive Beiträge zur Engpassvermeidung und sicheren Beherrschung entstehen und dies im Verhältnis zu den Kosten der kontrahierten Menge über den Zeitverlauf positiv zu bewerten ist, bietet das Konzept entsprechenden Mehrwert. Daher ist es nicht zwingend nötig, die Redispatchmengen zum Zeitpunkt der Ausschreibung exakt zu kennen.

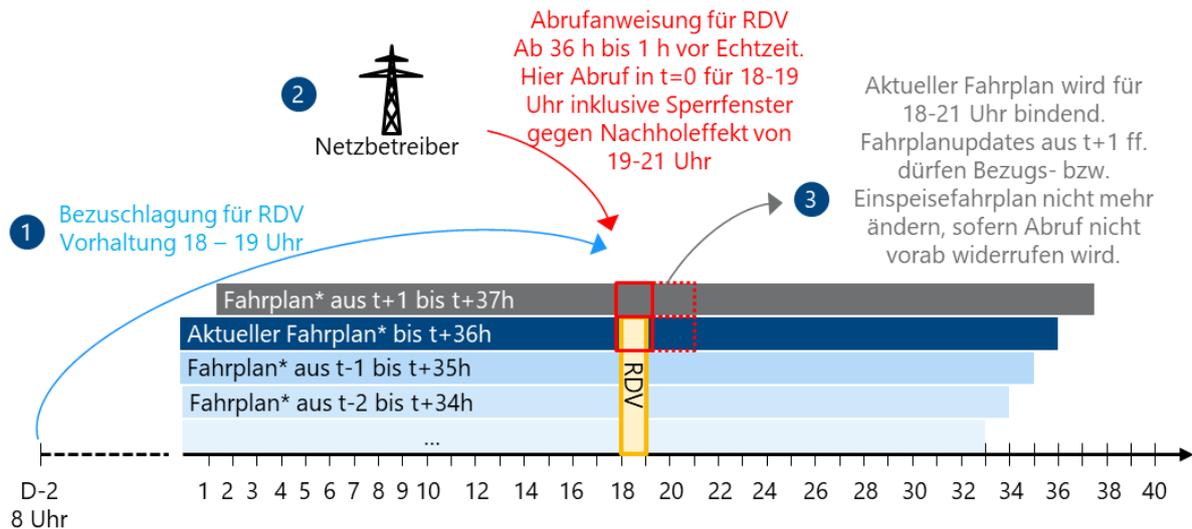
Produktdefinition. Die Leistung wird **asymmetrisch geboten**, das heißt für positiven und negativen Redispatch wird separat geboten. Die Leistung (in MW) wird in **stündlichen Zeitscheiben** (also in EUR pro MW und Stunde) gehandelt. Eine Allokation von Flexibilität in kürzeren Zeitscheiben wäre für die Anforderungen des Redispatches nicht praktikabel. Höhere Verfügbarkeitsanforderungen über längere Zeitscheiben, z.B. von vier Stunden (vergleichbar zur Frequency Containment Reserve), würden gewisse Flexibilitätspotenziale ausschließen. So können bspw. Elektroautos ihren Ladevorgang nur dann verschieben, wenn sie auch an eine Ladesäule angeschlossen sind. Kurze Zeitscheiben erhöhen gleichzeitig das Risiko von Inc-Dec-Gaming. Da mit der Wahl langfristiger Leistungspreise bereits eine Maßnahme gegen engpassverstärkendes Verhalten implementiert wurde und dieses Verhalten bei Verschiebelasten der Niederspannung als unwahrscheinlich erachtet wird (s. Abschnitt 3.3.1), wird an dieser Stelle zugunsten eines attraktiven Marktes entschieden. Eine stündliche Auflösung erlaubt zudem die Gestaltung präziser Preissignale.

Produktanforderung Verfügbarkeit. Für das angebotene Redispatch-Vermögen wird eine hundertprozentige Verfügbarkeit vorausgesetzt. Das Pooling vieler flexibler Anlagen sowie die vergleichbar kurzen, stündlichen Zeitscheiben ermöglichen den bietenden Aggregatoren das Ausfallrisiko der Anlagen selbst zu bestimmen und entsprechend in der Vermarktung des Redispatch-Vermögens auf Poolebene einzupreisen. Die Möglichkeit einer Nichtverfügbarkeitsmeldung im Rahmen der Absenkung des Redispatch-Vermögens in den Planwertdaten bleibt nach wie vor bestehen. Nichtverfügbarkeit führt jedoch zum Verlust der Vergütung und ggfs. weiteren Sanktionierungen. Dies hat den wünschenswerten Anreiz, dass bessere Prognosen zu höheren Einnahmen führen.

Produktanforderung Nachholeffekt ausschließen. Um den Anforderungen mehrstündiger Abrufe gerecht zu werden, müssen zudem Nachholeffekte adressiert werden. Denkbar ist z.B., dass der ex ante gemeldete Fahrplan auf Poolebene für den Zeitraum von zwei Stunden nach Abruf nicht mehr angepasst werden darf, sobald der Abruf angekündigt ist („Sperrfenster“)²². Die Gutachter betonen, dass die Festlegung von Sperrfenstern in der Pilotierungsphase PKME weiter untersucht werden sollte. Längere Sperrfenster sind aus Netzführungssicht vorteilhaft, erschweren aber die Vermarktung von RDV durch Aggregatoren. Abbildung 8 verdeutlicht den Ablauf anhand eines Beispiels der Vermarktung von RDV für eine Zeitscheibe und einen Abruf durch den Netzbetreiber. Der letztmals vor Abruf gemeldete Fahrplan wird bindend für den Zeitraum des Abrufs und die folgenden zwei Stunden des Sperrfensters.

²¹ Ziel sollte sein, dass der Max-Wert von beiden NB und nicht die Summe kontrahiert wird. Anforderungen des RDV von ÜNB und VNB zum selben Zeitpunkt werden durch die Planungsdatenaustausche und Abrufe allen Parteien im Vorfeld kommuniziert.

²² Es ist zu prüfen, ob eines kompletten Anpassungsverbots im Sperrfenster eine Forderung des Anpassungsverbots der Gesamtbezugs- bzw. einspeisemenge des Pools im gesamten Sperrfenster ausreicht, um Nachholeffekte hinreichend zu minimieren.



*Fahrplan enthält Bezugs- bzw. Einspeisefahrplan auf Poolebene und bezuschlagtes RDV. Falls RDV nicht im Fahrplan enthalten ist wird die Verfügbarkeitszusage nicht eingehalten und die Vergütung entfällt.

Abbildung 8: Illustrativer Ablauf im marktbasieren Redispatch auf Basis des aktuellen Zielbildes

Falls der Netzbetreiber einen mehrstündigen Engpass hat, muss er folglich je Stunde entsprechende RDV abrufen. Ob aufgrund von Nachholeffekten nach dem Sperrfenster der Mehrwert des Abrufes von RDV für Zeiträume zu Beginn eines (mehr als drei Stunden andauernden) Engpasses begrenzt wird, sollte in der Pilotierungsphase PKME anhand von Erfahrungsgewinn bewertet werden. Die Bezuschlagung erfolgt zunächst täglich anhand eines Gebotspreisverfahrens (Pay-as-bid).

Preisobergrenzen für Gebote. Wie auch bei kurzfristigen Arbeitspreisen sind die langfristigen Leistungspreise indirekt durch die Kosten von kostenbasiertem Redispatch gedeckelt. Daher sollten zunächst fixe Preisgrenzen eingeführt werden. Die Höhe der Preisgrenzen soll dabei in der Pilotierungsphase PKME bestimmt werden.

Langfristig könnten diese Preisgrenzen auch im Zeitverlauf angepasst werden. Dies sollte in der Pilotierungsphase PKME entsprechend untersucht werden.

Zwischenfazit: Für das Markt- und Produktdesign des komplementären marktbasieren Redispatch wird sich zur Begrenzung des marktverzerrenden bzw. missbräuchlichen Verhaltens auf das Modul der langfristigen Leistungspreise fokussiert. Der antizipierte Bedarf an positivem und negativem Redispatch(-vermögen) werden in stündlichen Scheiben D-2 mit vollständiger Verfügbarkeitsanforderung ausgeschrieben, wobei separate Preisobergrenzen definiert werden. Zur Vermeidung von Nachholeffekten wurden Sperrfenster vorgeschlagen. Der Über den Abruf des D-2 kontrahierten RDV wird im planwertbasierten Prozess entschieden. Der bilanzielle Ausgleich sollte analog RD 2.0 Zielmodell beim anfordernden Netzbetreiber liegen.

3.3.4 Problemorientiertes und spannungsebenenübergreifend koordiniertes Effizienzsteigerungspotenzial

Die Gutachter betonen, dass das vorgestellte Konzept des komplementären marktbasieren Redispatch künftig verschiedene Mehrwerte bieten soll (vgl. Aufgabe 4 in Unterkapitel 2.1). Nachfolgend soll dargelegt werden, welche Vorteile das komplementäre marktbasierte Engpassmanagement in Abgrenzung zu anderen Ansätzen hat.

Spannungsebenenübergreifende Koordination des Flexibilitätseinsatz unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen mehrerer Spannungsebenen. Preissignale geänderter Gebotszonenkonfigurationen oder nodal Pricing Ansätze dürften in der Praxis allenfalls die Restriktionen der Höchst- und ggf. der Hochspannungsebene berücksichtigen. Entsprechend

würde ein Zonensplit einen gewissen jedoch ggf. begrenzten Einfluss auf die Übertragungsnetzengpässe (Herausforderung 1, s. Kapitel 1) haben. Inwiefern hierdurch jedoch je nach Zeitpunkt und Netzbereich Beiträge zu den erzeugungsbedingten Engpässen der Hochspannungsebene (Herausforderung 2, s. Kapitel 1) bzw. gar zu lastbedingten Engpässen auf der Niederspannungsebene (Herausforderung 3, s. Kapitel 1) geleistet werden können, ist unklar. Mitunter kann – falls die Hochspannung nicht adäquat berücksichtigt ist – durch die entsprechenden Instrumente allein eine Verschärfung der Herausforderungen zwei nicht ausgeschlossen werden. Eine Verschärfung von Herausforderung drei kann generell nicht ausgeschlossen werden. Weder eine aktive Einbindung der lastseitigen Flexibilitäten in der Niederspannung in das Engpassmanagement noch eine spannungsebenenübergreifende Koordination des Flexibilitätseinsatzes kann durch diese Instrumente sichergestellt werden. Der Einfluss eines etwaigen Zonensplit ist umso fraglicher, da bereits die regionalen Unterschiede der Netzentgelte größer als ein möglicher Effekt eines Zonensplits auf die Niederspannungsstrombezugskosten sein dürfte (vgl. Kapitel 7 in (Prognos; vbw, 2024) die verhältnismäßig geringen Kosten der Durchführung der Pilotierungsphase PKME entgegen. Wird umgekehrt nicht zeitnah mit der Pilotierung von PKME begonnen, besteht die Gefahr potenziell nennenswerte Effizienzsteigerungspotenziale ungenutzt zu lassen.

Abrufentscheidung erst wenn der Engpass sicher identifiziert ist. Nach Ansicht der Gutachter dürften anderweitig diskutierte Ansätze, die rein anreizbasiert funktionieren, aus technischen Gründen auf absehbare Zeit entweder nur auf der Basis von D-1- oder D-2-(Grob-)Schätzungen zum Netzzustand oder nur ohne Berücksichtigung der Niederspannungsrestriktionen umsetzbar sein. Hintergrund ist die sehr hohe Umsetzungskomplexität (z.B. Ermittlung von dynamischen Netzentgelten mit viertelstündlichen Netzzustandsanalysen für die nächsten 24-36 Stunden, die über mehrere Spannungsebenen hinweg kalkuliert werden). Schätzungen auf Basis von Vortags- oder Vorvortagsinformationen unterliegen jedoch sehr hohen Prognoseunsicherheiten. Diese Unsicherheit wird aufgrund des weiteren EE-Ausbaus und des flexibleren Einsatzes von mehr Flexibilitäten im System künftig noch weiter zunehmen. Insofern ist die sichere Auflösung von Engpässen durch derartige rein-anreizbasierte Instrumente nicht gewährleistet. Umgekehrt ermöglicht das vorgestellte Konzept durch planwertbasierte Updates der Fahrpläne (nicht aber der Vermarktungsentscheidung von Redispatch-Vermögen im komplementären marktbasieren Redispatch!) eine problemorientierte und verlässliche Auflösung von Engpässen unter Berücksichtigung von Prognoseupdates und spannungsebenenübergreifender Koordination.

Erschließung ohnehin entstehender Flexibilität. Ein kostenbasierter Ansatz (i.S. eines gesetzlichen Schuldverhältnisses) für diese NSP-Lasten ist nicht umsetzbar, da die Kosten der lastseitigen Flexibilitäten nicht bestimmbar sind (Abhängigkeit von Opportunitäten und individuellen, nicht rein kostenminimierenden Nutzenfunktionen). *Umgekehrt kann ein auf Freiwilligkeit basierender, markbasierter Ansatz Anreize schaffen, die zu einer schnelleren Ermöglichung der Nutzbarkeit der Niederspannungsflexibilitäten im Engpassmanagement führen. Zudem sind TransnetBW, Amprion, TenneT, E.ON und E-Bridge überzeugt, dass die „ohnehin entstehenden Niederspannungsflexibilitäten als zusätzliche Optionen des Engpassmanagements erschlossen werden sollten. In der Pilotierungsphasen PKME wollen wir den Nachweis der Arbeitshypothese führen, dass diese zusätzliche Option mittelfristig Beiträge zu einem möglichst effizienten Engpassmanagement leistet. Hierzu soll ein umfassendes Monitoring umgesetzt werden. Dies gilt umso mehr, als dass die Integration der Niederspannungsflexibilitäten in die Engpassmanagementprozesse aufgrund der steigenden Unsicherheiten aufgrund Ihrer kurzfristigen Einsetzbarkeit und Ihrer räumlichen Verteilung wertvolle Beiträge zur Adressierung der künftigen Herausforderungen leisten können.* Diesen immensen Chancen stehen die verhältnismäßig geringen Kosten der Durchführung der Pilotierungsphase PKME entgegen. Wird umgekehrt nicht zeitnah mit der Pilotierung von PKME begonnen, besteht die Gefahr potenziell nennenswerte Effizienzsteigerungspotenziale ungenutzt zu lassen.

3.4 Neue Rollen zum Bündeln von Niederspannungsflexibilitäten benötigt

Hohe Analogie zum Redispatch 2.0, nur eine neue Marktrolle. Um eine hohe Kompatibilität mit Redispatch 2.0 sicherzustellen, werden die Prozesse so weit wie möglich auf Basis bestehender

„Marktrolle“²³ und deren Prozessverantwortlichkeiten ausgestaltet. Nötige Änderungen werden auf ein Mindestmaß begrenzt, um die Notwendigkeit zur Implementierung neuer Prozesse und damit den Aufwand zu begrenzen. In diesem Sinne ist zur Umsetzung des entwickelten Zielbildes lediglich eine neue Marktrolle nötig: Der „Angebotsplattformbetreiber“ (APB). In der Startlösung (vgl. Kapitel 4) ist zunächst keine Ausprägung des APB nötig.

„Aggregator“ und „Besitzer der Flexibilitätsressource“ – Neue „Rollen“, aber keine „Marktrolle“. Das Pendant des „Anlagenbetreibers“ im Redispatch 2.0 ist der **Besitzer der Flexibilitätsressource**. Während der Anlagenbetreiber u.a. im Redispatch 2.0 Dienstleister suchen und Abrechnungen („finanzielle Entschädigung bei Redispatch Eingriffen) prüfen muss, sind die Aufgaben des Besitzers der Flexibilitätsressource denkbar begrenzt: Die Wahl eines **„Aggregators“** (s.u.) ist die einzige Aufgabe. Hierbei ist davon auszugehen, dass diese Aufgabe nahezu ohne Aufwand durchgeführt werden kann (siehe Abbildung 9). **Der Aggregator ist ein Marktteilnehmer, der üblicherweise mehrere Marktrolle einnimmt, aber mindestens die Marktrolle des Einsatzverantwortlichen (EIV) einnehmen muss (vgl. blauer Kasten in Abbildung 10).** Er kann gleichzeitig die Rolle eines Lieferanten (LF), Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) oder (wettbewerblichen) Messstellenbetreibers (MSB) einnehmen. Ausgeschlossen sind konfliktäre Rollen, wie Netzbetreiber (NB), Data Provider (DP), Bilanzkreiskoordinator (BiKO) usw. Dies ist analog zum Direktvermarkter: Dieser muss die Marktrolle des LF einnehmen, in der Regel nimmt er im Redispatch 2.0 jedoch auch die EIV-Rolle ein. Der Aggregator für lastbasierte Flexibilitäten muss die EIV-Rolle einnehmen, in der Regel nimmt er jedoch auch die LF-Rolle (und BKV-Rolle) ein. Gründe hierfür sind insbesondere absehbar hohe Synergieeffekte in den Bereichen Stammdatenmanagement und Datenerhebung (z.B. IST-Messwerte), Begrenzung von Schnittstellen, Koordination der Vermarktungsaktivitäten für Fahrplanmeldungen, etc. Zudem sind durch die Koordination von LF- und EIV-Wechselprozessen Wettbewerbsvorteile für Aggregatoren denkbar, die beide Rollen einnehmen, wie nachfolgend illustriert werden soll (Abbildung 9).

²³ Der Begriff „Marktrolle“ ist in dieser Studie i.S. der zugewiesenen Aufgaben und Prozessverantwortlichkeiten von MaBiS, Redispatch 1.0 und 2.0, etc. zu verstehen. Hierunter ist keinesfalls eine pauschale Verpflichtung zur Teilnahme an Strommärkten o.ä. zu verstehen.

Beliebtester Tarif

85% Weiterempfehlung

Öko Basis
100 % erneuerbar

Arbeitspreis: 26,01 Ct./kWh | Grundpreis: 14,99 €/Monat

Neukundenbonus: 261 € | Sofortbonus: 21 €

Vertragslaufzeit: 12 Monate
Nettopreisgarantie: bis 30.09.2025
Geschätzter Abschlag: 146 €/Monat

121,54 €
Ø pro Monat
Sie sparen: 70,67 €

100 Punkte

Stromanbieter (inkl. Aggregator-Rolle)

Tarif- und Preisdetails

Tarifübersicht	
Postleitzahl	53111
Jahresverbrauch	6.000 kWh
Abschlagszahlung	monatlich
Grundpreis	14,99 €/Monat (179,88 €/Jahr)
Arbeitspreis	26,01 Cent/kWh
Sofortbonus	21 €
Neukundenbonus	261 €
Preisgarantie	Nettopreisgarantie bis 30.09.2025
Vertragslaufzeit	12 Monate
Verlängerung	4 Wochen
Kündigungsfrist	4 Wochen

Engpassvermarktungsrabatt 12 EUR/Monat (bitte wählen)

Preis im 1. Jahr 109,54 €/Monat
inkl. aller Kosten, Boni (21 € Sofortbonus, 261 € Neukundenbonus) und Rabatte für das 1. Jahr

Quelle: Eigene Darstellung (illustrativ, fiktive) auf Basis Screenshot von check24.de

→ Vermutlich wird ein „Teilnahme am Redispatch zu Kostenreduktion Standard-Häkchen“ in den LF-Verträgen langfristig der beste Weg sein.

Abbildung 9: (Fiktive, rein illustrative) Darstellung im Rahmen eines Vertragsabschlusses (z.B. im Kontext eines Lieferantenwechsels) für einen Aggregator, der die LF- und EIV-Rolle einnimmt und die Teilnahme am komplementären marktbasiereten Redispatch anbietet.

Anmerkung: Euro Werte ohne Anspruch auf Korrektheit i.S. einer Marktprognose o.ä.

So wäre es denkbar, dass in Aggregatoren in einem Zielbild besonders günstige Tarife durch die Kombination attraktiver LF-Tarifstrukturen und entsprechender Anreize zur Teilnahme am Engpassmanagement (ohne Eingriffe in das Nutzerverhalten) anbieten könnten. Dies gilt natürlich nur für Anlagen mit Flexibilitätspotenzial. Der Wert dürfte entsprechend mit der Flexibilität variieren, sollte jedoch „vom Markt bestimmt“ werden. Hierdurch könnten zudem umfangreich bestehende Prozesse und entsprechende Vergleichsportale genutzt werden. Der **Besitzer der Flexibilitätsressource** würde der Nutzung der Flexibilität (ohne Eingriffe in das Nutzerverhalten) entsprechend ohne weiteren Aufwand im Rahmen der LF-Wechselprozesse zustimmen können.

Aggregator als Koordinator innerhalb einer Netzregion. Nachfolgend sollen die zentralen Aufgaben und Zusammenhänge der relevantesten Marktrollen im Kontext des Aggregators anschaulich anhand von Abbildung 10 erklärt werden.

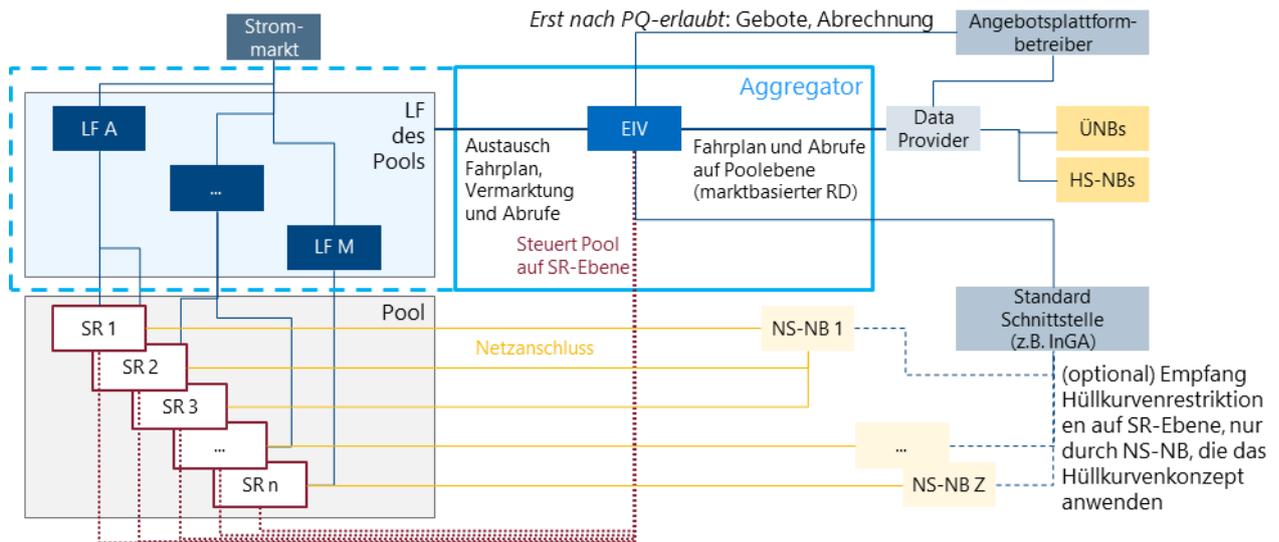


Abbildung 10: Darstellung wesentlicher Zusammenhänge zwischen Anlagen und Marktrollen im Aggregatorenkontext (kein vollständiges Bild) – LF vereinfachend inklusive deren BKV dargestellt.

Der Aggregator hat in seiner Rolle als EIV mehrere Flexibilitätsressourcen unter Vertrag (als „Steuerbare Ressource“ bzw. SR in Rot dargestellt) und fasst diese innerhalb einer Netzregion (vgl. Abbildung 7) zu Pools zusammen, um die Flexibilität für das Engpassmanagement der höheren Spannungsebenen über die Angebotsplattform (Austausch Gebote mit Marktrolle „Angebotsplattformbetreiber“, rechts oben) zu vermarkten²⁴. Bezuschlagte Gebote für diese Pools führen zu verpflichtenden Planungsdatenaustauschen (analog Planwertmodell im Redispatch 2.0) über den Data Provider mit HS-NBs und ÜNB, die zuvor Redispatch-Bedarfe an die Angebotsplattform vermarktet hatten. Um etwaige Fahrplanänderungen (ohne Änderungen der enthaltenen, bereits vermarkteten Redispatch-Vermögen) aufgrund der Vermarktungsanpassungen an den Strommärkten durch den LF (und dessen BKV) auf SR-Ebene abbilden zu können, ist ein enger Austausch mit den LF (bzw. dessen BKV) der SR des Pools nötig. Häufig dürfte der Aggregator daher auch die LF-Rolle (und die BKV-Rolle) für alle SR des Pools einnehmen, hierzu besteht jedoch keine Pflicht. Vielmehr sollen sich die für den Markt vorteilhaften Konstellationen zwischen LF (, BKV) und EIV hier frei bilden können.

Werden Engpässe identifiziert, rufen ÜNB oder HS-NB das zuvor bezuschlagte Redispatch-Vermögen der Pools ab. Der Aggregator wählt die einzelnen zu steuernden SR des Pools aus und steuert diese direkt oder über die Energiemanagementsysteme der Haushalte einzeln an (analog Aufforderungsfall im Redispatch 2.0). Im (aktuell angedachten) Zielmodell finden anschließend die Bilanzierungsprozesse auf Basis der wertebasierten, viertelstündlichen Bilanzierung der SR über deren LF und BKV statt (nicht in Abbildung 10 eingetragen). Der bilanzielle Ausgleich läuft hierbei über den anfordernden Netzbetreiber wie im Zielmodell des Redispatch 2.0²⁵ (vgl. Unterkapitel 3.5). Dabei läuft der energiemengenbilanzielle Ausgleich vom anfordernden Netzbetreiber zum Aggregator auf Poolebene, sodass der Aggregator hierzu einen dedizierten BK vorhalten muss und dies mit einem BKV abstimmen muss oder die BKV-Rolle selbst einnimmt. Anschließend verteilt er diesen bilanziellen Ausgleich auf Poolebene weiter auf die BK der einzelnen Ressourcen auf.

Um gleichzeitig keine Engpässe in der NSP bzw. am Ortsnetztransformator zu erzeugen, ist zwingend die Absicherung der NSP-Ebene sicherzustellen. Die SR eines Pools können hierbei in verschiedenen NSP-Netzgebieten angeschlossen sein. Zur Absicherung der NSP kann der jeweilige NSP-NB (auf freiwilliger Basis) das in Unterkapitel 3.2 vorgestellte notwendige Instrument zur

²⁴ In diesen Pools dürfen keine SR des Redispatch 2.0 enthalten sein.

²⁵ Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichtes noch durch die BDEW-Übergangslösung ausgesetzt. Eine einheitliche Lösung mit dem Redispatch 2.0 erscheint jedoch als sehr vorteilhaft, um für Netzbetreiber und BKV einen hohen Standardisierungsgrad sicherzustellen.

Integration von Niederspannungsflexibilitäten nutzen und dem Aggregator präventiv je SR Hüllkurvenrestriktionen zukommen lassen. *Der Aggregator muss etwaige Hüllkurven-Restriktionen auf SR-Ebene bereits zum Zeitpunkt der Vermarktung vorab antizipieren und dies in den Planungsdatenmeldungen und Abrufen auf Poolebene berücksichtigen. Entsprechend koordiniert er die Restriktionen auf Einzelanlagenebene mit der Vermarktung von Flexibilität auf Poolebene.*

Der **Angebotsplattformbetreiber** ist während der Laufzeit der Pilotierungsphase PKME weiter zu spezifizieren und wird initial in PKME nicht gebraucht (nur Teil des Zielbildes, nicht aber der Startlösung). Die dieser Marktrolle zugeordneten Aufgaben (im aktuellen Verständnis des Zielbildes) umfassen insbesondere

- Registrierung des Aggregators (in seiner EIV-Rolle) inkl. Hinterlegung finanzieller Sicherheiten (und Auflösung selbiger bei etwaiger Abmeldung)
- Empfang der bestätigten Poolressourcen (am Ende der Stammdatenprozesse) sowie Umsetzung von Freischaltung und Sperrung durch die Netzbetreiber (z.B. nach Präqualifikation oder im Falle von Pflichtverletzungen o.ä.)
- Verarbeitung und Ausschreibung der positiven und negativen Redispatch-Bedarfe von HS-NBs und ÜNB und ggf. Koordination innerhalb einer Netzregion.
- Registrierung von Netzbetreibern inkl. Hinterlegung finanzieller Sicherheiten durch selbige (und Auflösung im Falle der Abmeldung)
- Empfang und Clearing der Gebote (D-2, als Initiallösung vgl. Abschnitt 3.3.3) sowie Information der betroffenen Netzbetreiber über bezuschlagte Gebote je Pool und Zeitraum.
- Empfang der Planwerte inkl. des Redispatchvermögens sowie der Abrufaufforderungen.
- Ggf. noch zu definierende Funktionalitäten im Kontext der Gebotsverarbeitung, falls die Gebotshöhen im Zusammenhang mit etwaigen kalkulatorischen Kosten stehen sollen (in der Pilotierungsphase PKME weiter zu untersuchen)
- Empfang der Rückmeldung über vom NB- abgerufene Pools
- Abrechnung mit Aggregator und Netzbetreibern und Vergütung bzw. Umsetzung der Cash-Flows

Denkbar ist auch eine Prüfung der Planwertqualität und die Umsetzung grundsätzlich denkbarer aber bisher nicht vorgesehener Sanktionsmechanismen. Auch die Umsetzung von Monitoring Maßnahmen könnte hier zentral umgesetzt werden.

3.5 Prozessuale Ausgestaltung des Gesamtkonzepts und Koordinationsaufgabe des Aggregators

Die Prozesse zur Integration von dezentraler, kleinteiliger, lastseitiger Flexibilität im Niederspannungsnetz erfolgt in fünf Prozesskategorien. Diese werden in Abbildung 11 dargestellt. Es versteht sich aufgrund des zu erwarteten Mengengerüsts hierbei von selbst, dass die Prozesse einen hohen Automatisierungs- und Standardisierungsgrad erreichen müssen. Hierbei soll sich umfangreich an den Prozessen des Redispatch 2.0 orientiert werden, um den Marktparteien ein möglichst standardisiertes Vorgehen zu ermöglichen. Dies reduziert Implementierungskosten und ermöglicht eine ressourcenschonende(re) Umsetzung.

Im Rahmen der Pilotierungsphase PKME wird die Einbindung eines *DataProviders* analog Redispatch 2.0 angestrebt. Hierzu soll das bestehenden Systems „RAIDA“ der Netzbetreiberkooperation Connect+, welches zur Ausfüllung der Marktrolle *DataProvider* im Redispatch 2.0 entwickelt wurde, genutzt werden. Dies beinhaltet somit auch die Anwendung bestehender Standards und Prozesse. Anpassungen sollen möglichst minimalinvasiv sein, um eine spätere Migration der in PKME erprobten Prozesse in die operativ genutzten Redispatch 2.0 Prozess zu ermöglichen. Im Rahmen der laufenden Studie wurde Connect+ bereits entsprechend über die Pilotierungsphase PKME informiert. Connect+ hat zudem bereits eine Zusage zur Nutzung erteilt. Die Verwendung von RAIDA für Piloten sollte nun genauer evaluiert werden und wenn machbar in Piloten angewendet werden.



Abbildung 11: Prozesskategorien bzw. Zweck des Datenaustausches sowie beispielhafte Datenprozesse

Die (wichtigsten Elemente der) fünf Prozesskategorien werden nachfolgend kurz beschrieben²⁶.

1. Ein anlassbezogener Vorgang ist das Erfassen der Lastflexibilität in Form von **Stammdaten**.

Zentraler Unterschied zu den Stammdatenmeldungen des Redispatch 2.0 ist, dass die Stammdatenmeldung einen zusätzlichen „Poolzuteilungswunsch“ des jeweiligen Aggregators enthalten soll. D.h. der Aggregator meldet z.B. ein neues E-Auto in einem bestimmten Niederspannungsnetz bei seinem Niederspannungsnetzbetreiber an, und gibt zugleich an, zu welchem Pool er dieses E-Auto hinzufügen möchte. Ein Pool hat hierbei genau einen Aggregator, dem entsprechend alle Flexibilitäten dieses Pools zugeteilt sind.

Die entsprechende Meldung sollte automatisiert an den Hochspannungsnetzbetreiber weitergeleitet werden, der prüfen soll, ob das E-Auto netztechnisch in diesen Pool aufgenommen werden kann. Dies teilt er dem Aggregator entsprechend mit („Bestätigung Poolzuteilungswunsch“ oder „Ablehnung Poolzuteilungswunsch“ unter Angabe standardisierter Reason-Codes).

Sofern dem Poolzuteilungswunsch entsprochen wurde, aktualisiert der Hochspannungsnetzbetreiber die entsprechende Pool-Ressource und informiert den Übertragungsnetzbetreiber entsprechend. Ebenso wird die Information durch den PKME Data Provider an den „Angebotsplattformbetreiber“ (s. Unterkapitel 3.3.4) geroutet. Diese prüft, ob die Pool-Ressource die Anforderungen (z.B. Mindestleistung des Pools) erfüllt.

Sofern der Aggregator einer Niederspannungsflexibilität (SR) wechselt, sind entsprechende Stammdatenupdates durchzuführen.²⁷ Eine unzureichende Ausgestaltung von

²⁶ Die Prozessdetails sind im Kreise der an der Pilotierungsphase PKME teilnehmenden Parteien zugänglich und werden laufend weiterentwickelt. Entsprechend wird von einer Veröffentlichung eines „Arbeitsstand-Snapshots“ abgesehen.

²⁷ Hierbei empfehlen die Gutachter, den EIV-Wechselprozess des Redispatch 2.0 nochmals kritisch hinsichtlich seiner Anwendbarkeit für den komplementären marktbasieren Redispatch zu überprüfen. So erscheint der mehrstufige Wechsel zwischen bisherigem EIV und neuem EIV über E-Mail vor dem Hintergrund des erwarteten Mengengerüsts der NSP-SR nicht hinreichend massentauglich und zudem aufwendig im Clearing, da der bisherige und der neue EIV wechselseitig nicht erfahren, wer die jeweils andere Partei ist. Eine Vereinfachung und Ermöglichung des Clearings ohne den Einbezug des Data Providers erscheint entsprechend nötig. Die datenschutztechnischen Voraussetzungen könnten z.B. in den Teilnahmevoraussetzungen des Redispatch-Marktes verankert werden.

Wechselprozessen kann für Marktteilnehmer andernfalls ein Hinderungsgrund für einen Markteintritt sein.

Damit der Prozess effizient abläuft, empfiehlt es sich zudem, entsprechende Informationen über die Netzgebiete i.S.v. Abbildung 7 und eines „marktverständlichen Zuteilungsschlüssels“ (z.B. Netzgebiete zu PLZ) transparent zu machen. Zudem sollte der Umfang der gemeldeten Stammdaten durch den Aggregator auf das nötige Mindestmaß reduziert werden.

2. Die zweite Kategorie sind **Gebotsabgaben** und die **Koordination der Redispatch-Bedarfe**.

Um je Netzregion positive und negative Redispatch-Bedarfe auszuschreiben und anschließend die kontrahierten Flexibilitäts-Pools für die Hoch- und die Höchstspannungsebene der Netzgebiete nutzbar zu machen, ist es nötig, dass sich ÜNB und HS-Netzbetreiber der jeweiligen Netzgebiete über die auszuschreibende Menge abstimmen. Ob dies über ein gemeinsames Tool wie z.B. einer Angebotsplattform geschehen soll oder dies über netzbetreiber-interne Systeme geschehen kann, soll in PKME erarbeitet werden. Wichtig ist, die Höhe der Ausschreibungsmenge künftig zyklisch kritisch zu überprüfen, um Ineffizienzen durch vermeidbar umfangreiche Kontrahierung ohne anschließende Nutzung zu vermeiden.

Während PKME ist zu prüfen, ob die Gebote direkt von den Aggregatoren über eine separate Schnittstelle zur Angebotsplattform abgegeben werden, oder ob ein Routing über den Data-Provider vorzugswürdig wäre. Da dieser Prozess jedoch in der Startlösung nicht notwendig ist, soll dies während PKME gemeinsam mit den Aggregatoren der Pilotprojekte erarbeitet werden (vgl. Unterkapitel 4.1).

3. Prozesskategorie drei umfasst die **präventiven Hüllkurvenrestriktionen** (s. Unterkapitel 3.2), die **Planungsdatenprozesse auf Poolebene** sowie die **Abrufprozesse**.

Die Hüllkurvenrestriktionen werden nicht über den Data Provider kommuniziert, sondern sollen anhand einer separaten, standardisierten Schnittstelle mit dem NSP-Netzbetreiber ausgetauscht werden (vgl. 3.2 bzw. Abbildung 10). Ein rein zentralistischer Ansatz könnte aufgrund des Mengengerüsts in nicht lösbar Performance-Probleme hinein laufen. Aufgrund der Heterogenität der Niederspannung und des Mengengerüsts ist zur Berücksichtigung der Niederspannungsrestriktionen und derjenigen der Ortsnetztransformatoren kein zentralistisches System, in dem alle Datenaustausche auf Einzelanlagenebene über eine zentrale Datendrehscheibe geroutet werden, geeignet. Daher wurde dieser zentralistische Ansatz verworfen. Der Austausch läuft entsprechend bilateral zwischen den Aggregatoren in der Markttrolle EIV – wie in der Marktkommunikation – und den jeweiligen NSP-NB (N-zu-M-Zuordnung wie bereits aus der Marktkommunikation bekannt). Das Hüllkurvenkonzept wird operativ dezentral von den jeweiligen Niederspannungsnetzbetreibern betrieben (z.B. Cloud-Lösung) und muss entsprechend standardisiert sein, um attraktiv für Aggregatoren zu bleiben.

Die Planungsdatenaustausche auf Poolebene sollen viertelstündlich für die nächsten 33,5²⁸ Stunden (analog Redispatch 2.0) durch die Aggregatoren über den Data Provider zu den ÜNB und Hochspannungsnetzbetreibern erfolgen. Hierin sind insbesondere der verbindliche Fahrplan auf Poolebene („letztes Update vor Abruf bzw. Erfüllung bindend“) sowie das zuvor erfolgreich vermarktete Redispatch-Vermögen zu melden. Sollte das Redispatch-Vermögen die vermarktete Menge unterschreiten wird die Vergütung für diese Zeitscheibe verwehrt. Wichtig zu betonen ist, dass der komplementäre marktbasier

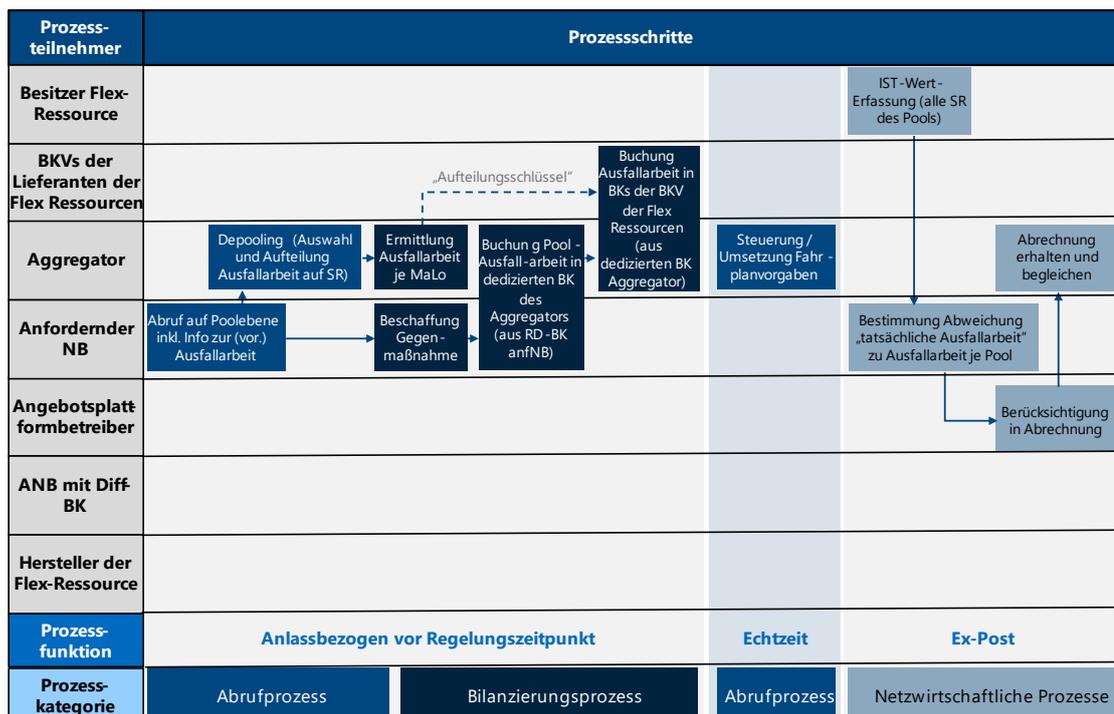
²⁸ Planungshorizont sollte analog Redispatch 2.0 gewählt werden. Quelle für 33,5 Stunde: BK6-20-060
Seite 29

Redispatch nur das Planwertmodell, den Aufforderungsfall und das „Spitz-Abrechnungsmodell“ vorsieht.

Koordinierende Rolle des Aggregators. Wichtig an dieser Stelle ist zu betonen, dass der Aggregator in seinen Planungsdaten auf Poolebene etwaige Hüllkurvenrestriktionen für einzelne Anlagen des Pools berücksichtigen muss. Aggregatoren müssen entsprechend lernen, die Informationen zusammenzuführen und diese bei der Vermarktungsentscheidung zu antizipieren. **Dies ist ein wichtiger Lernprozess, der in PKME durchlaufen werden soll.**

Koordination zwischen ÜNB und Hochspannungsnetzbetreiber. Um wechselseitig durch Abrufe von ÜNB oder VNB (als Hochspannungsnetzbetreiber) keine Engpässe in der Spannungsebene des jeweils anderen zu verursachen sollte in PKME erprobt werden, inwiefern das Instrument der „Flexibilitätsbeschränkungen“ (ausschließlich) für Pools analog der im Redispatch 2.0 beschriebenen Prozesse umgesetzt werden sollte²⁹. Ebenso sollte untersucht werden, ob der Beschaffungsvorbehalt³⁰ analog Redispatch 2.0 umzusetzen ist, um dem ÜNB ein Instrument zur Verfügung stellen, dass die Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz durch die Beschaffung der Gegenmaßnahme durch den VNB im Zuge seines bilanziellen Ausgleichs sicherzustellen (s.u. für Bilanzierungsprozess, der VNB ist in diesen Situationen entsprechend „Anfordernder Netzbetreiber“). Da diese Prozesse aber zunächst noch im Rahmen der weiteren Umsetzung des Redispatch 2.0 hinreichend erprobt werden sollten wird empfohlen, zunächst die weiteren Entwicklungen des Redispatch 2.0 abzuwarten und erst anschließend in PKME die finale Ausgestaltung festzulegen.

Der Abruf- und Bilanzierungsprozess wird nachfolgend Anhand von Abbildung 12 erläutert.



Hinweis: Im Zusammenhang mit der Buchung der Ausfallarbeit geht entsprechend die Übermittlung der Bilanzierungsfahrpläne im Fahrplansystem einher.

Abbildung 12: Überblick des Abruf- und Bilanzierungsprozesses im Zielmodell (mit Bilanzierung auf Basis von Werten)

²⁹ Vgl. Kapitel 3.2.7 im [BDEW Netzbetreiberkoordinierungsprozess](#) für eine detaillierte Beschreibung.

³⁰ Vgl. Kapitel 4.2.4 im [BDEW Netzbetreiberkoordinierungsprozess](#) für eine detaillierte Beschreibung.

Hintergrund. Die Prozesse basieren hierbei auf den Vorgaben für die Kombination Planwertmodell, Aufforderungsfall und Spitz-Abrechnungsmodell des Redispatch 2.0. Die zu verbuchende Ausfallarbeit ist die Differenz des verbindlich gemeldeten Bezugsfahrplans³¹ und der Steuervorgabe des anfordernden Netzbetreibers. Wird die Steuervorgabe exakt umgesetzt, entsprechen die gemessenen IST-Messwerte der Regelungsvorgabe. Weichen diese ab, weicht auch die tatsächliche Ausfallarbeit von der geplanten Ausfallarbeit ab. Je nach Regelungsvorgabe (Hoch- bzw. Runterfahren) entspricht die tatsächliche Ausfallarbeit der Differenz zwischen Bezugsfahrplan dem Minimum bzw. Maximum aus Steuerungsvorgabe und gemessenen IST-Messwerten der Anlage.

Abrufprozess. Abrufe auf Poolebene werden via Data Provider an den Aggregator (in seiner Rolle als EIV) gesandt. Wie bereits im Planwertmodell des Redispatch 2.0 vorgesehen, ist in der Abrufanforderung bereits eine Zeitreihe mit der Höhe der Leistungswertanpassung sowie (voraussichtlichen) „Ausfallarbeit“ enthalten. Nach Bestätigung der Abrufanforderung muss der Aggregator ein „Depooling“ durchführen und kann frei entscheiden, welche Anlagen (bzw. SR) seines Pools er abruft. Hierbei sei betont, dass die Umsetzung des Abrufs verbindlich ist mit einer vollständige Verfügbarkeitsanforderung einhergeht (vgl. Abschnitt 3.3.3). Die nötigen Informationen auf SR-Ebene aus der Vermarktung des LF der SR stimmt der Aggregator mit dem LF ab, sofern er nicht die LF-Rolle innehat. Wichtig und verpflichtend für den Aggregator ist, die entsprechende Regelungsvorgabe in Summe je Viertelstunde und Netzgebiet umzusetzen.

Netzwirtschaftliche Daten zur Bilanzierung: Der bilanzielle Ausgleich in Höhe der (voraussichtlichen) Ausfallarbeit wird ex-ante durch eine Bilanzierung per Fahrplan bereits ausgeglichen³²: Die Gutachter empfehlen – wie oben geschildert – ein harmonisiertes Vorgehen bzgl. des bilanziellen Ausgleiches. Entsprechend Redispatch 1.0 und der Ziellösung des Redispatch 2.0 soll die prognostizierte Ausfallarbeit auf Poolebene ex ante via Fahrplan gegenüber dem Aggregator energiemengenbilanziell ausgeglichen werden und die Beschaffung /Vermarktung des energetischen Ausgleichs durch den anfordernden Netzbetreiber erfolgen³³. Der Aggregator wiederum stellt die Ausgeglichenheit der durch die Maßnahme betroffenen Bilanzkreise der Lieferanten (bzw. deren BKVs) durch entsprechendes Aufteilen der zentral beschafften/vermarkteten Ausfallarbeit auf die betroffenen Bilanzkreise der Lieferanten (bzw. deren BKVs) via ex ante nominiertem Fahrplan sicher. Vorteil dieses Vorgehens ist, dass der Aggregator vorab keine Aufteilung auf die Marktllokationen extern kommunizieren muss. Zudem hat der anfordernde Netzbetreiber nur einen Gegenbilanzkreis, was die Abwicklung und Stammdatenanforderungen auf Seiten der Netzbetreiber reduziert.

Nachweiserbringung: Die Planungsdaten und Abrufe der Pools werden zudem an die Angebotsplattform durch den Data Provider durchgeroutet, um dort eine Nachweiserbringungsprüfung durchzuführen. Entsprechend sind die viertelstündlich gemessenen IST-Messwerte an die Angebotsplattform im Zuge der Marktkommunikation vom MSB an die Angebotsplattform zu senden. Aus Platzgründen wurde auf die Darstellung dieser Prozesse in Abbildung 12 verzichtet.

³¹ Der letzte vor Abrufanweisung gemeldete Fahrplan des Pools im Rahmen der Planungsdaten ist für den gesamten Regelungszeitraum verbindlich.

³² In der Praxis kann die Beschaffung des Netzbetreibers losgelöst vom Abrufprozess durchgeführt werden. Netzbetreiber beschaffen ein Gesamtnetzportfolio und können somit Fehler in der Planung ausgleichen. Des Weiteren können liquidere Märkte für die Beschaffung verwendet werden. Grundlage ist gemeldetes Redispatchvermögen durch den Aggregator und die daraus resultierende Abrufplanung des Netzbetreibers. Um den Zusammenhang der Prozesse darzustellen, wurde hier jedoch eine zusammenhängende Darstellung gewählt.

³³ Die Notwendigkeit der Marktrolle BTR im komplementären marktbasieren Redispatch würde entsprechend entfallen. Dies ermöglicht schlankere Prozesse.

4. **Kommunikation in Echtzeit.** Zum **Regelungszeitpunkt sendet der Aggregator das Steuersignal** an die ausgewählten SR des Pools. Neben der Kommunikation in Echtzeit ist alternativ auch eine „Vorabinformation“ an das Energiemanagementsystem (EMS) der Anlagen denkbar, welches eine Steuerung in Echtzeit durch das EMS sicherstellt. Setzen diese die Regelungsvorgabe entsprechend um ist der Prozess abgeschlossen. Weichen die (je Pool aufsummierten) IST-Messwerte ex post von den Regelungsvorgaben auf Poolebene ab, werden die Abweichungen zwischen tatsächlicher Ausfallarbeit und ex ante bestimmter (voraussichtlicher) Ausfallarbeit finanziell ausgeglichen. Es empfiehlt sich, diese Abrechnungsprozesse im Zielmodell beim Angebotsplattformbetreiber zu bündeln. Entsprechend hat der Aggregator bzw. der LF den Anreiz, dass die Steuerung der SR auch korrekt umgesetzt wird. Ein weiterer finanzielle Ausgleich ist im komplementären marktbasieren Redispatch nicht nötig³⁴, da die entsprechende Leistungsvorhaltung bei Bezuschlagung unabhängig vom Abruf gezahlt werden soll, sofern das Redispatchvermögen vorgehalten wurde.
5. In Prozesskategorie fünf werden – neben den Bilanzierungsprozessen - weitere **netzwirtschaftlichen Daten** ausgetauscht, um die Abrechnung und Vergütung zu ermöglichen.

3.6 Austausch von Daten (aus Aggregatorensicht)

Bei der Konzeptionierung der Datenaustausche sind die folgenden Rahmenbedingungen zu beachten:

- Möglichst nahe **Anlehnung an bestehende Datenaustauschprozesse** insbesondere aus dem Redispatch 2.0 und der Marktkommunikation (MAKO). Dies umfasst die Anlehnung an bestehende
 - Use-Cases,
 - Datenformate,
 - Schnittstellen und Technikanforderungen.
- Ermöglichung von **Massendatenaustauschprozesse unter Berücksichtigung des enormen Mengengerüsts** von Anlagen und Prozessteilnehmern – dies umfasst neben Datensparsamkeit auch die Bereitstellung möglichst **standardisierter und einheitlicher Schnittstellen**.

Abbildung 13 bietet eine Übersicht über die Datenaustausche in PKME inklusive der notwendigen Schnittstellen und Datenformate aus Aggregatorensicht.

³⁴ Im Redispatch 2.0 ist aufgrund des kostenbasierten Ansatzes eine TR-scharfe Abrechnung der finanziellen Implikationen der Regelung (außerhalb des bilanziellen Ausgleichs) nötig, um z.B. entgangene Marktprämien abzurechnen. Dieser aufwendige Massenprozess kann hier entfallen.

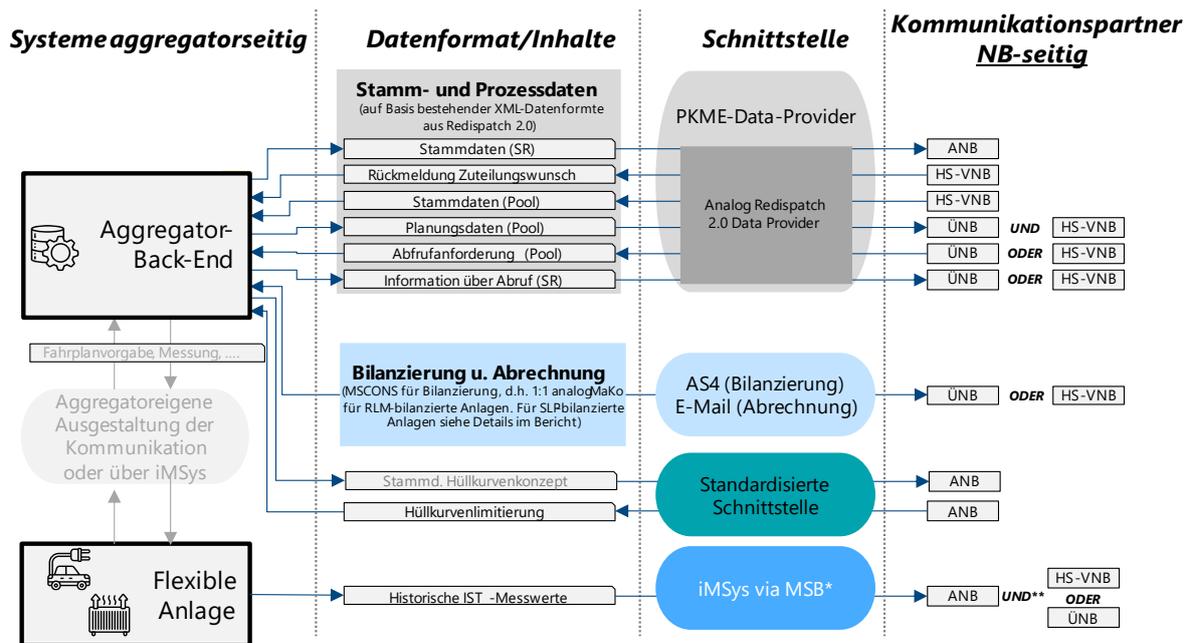


Abbildung 13: Übersicht der Datenaustausche und Schnittstellen zur Realisierung von PKME

Anmerkungen: * Übergangsweise bei SLP: Austausch von IST-Messwerten über Hersteller-API oder ähnlich vorgesehen
 **Sollte die flexible Anlage auch am komplementären marktbasieren Redispatch teilnehmen, müssten die Messwerte zwecks Fahrplanvalidierung an den Netzbetreiber auf Ebene der entsprechenden Poolressource zugeschickt werden.

Realisierung des Datenaustausches für den komplementären marktbasieren Redispatch (Stamm-/Prozessdaten sowie Abrechnungs- und Bilanzierungsdaten). Für den Stamm- und Prozessdatenaustausch kann auf bestehende XML-Datenformate aus dem Redispatch 2.0 aufgebaut werden. Zu beachten ist, dass ggfs. einzelne Datenpunkte in den Datenformaten zu ergänzen sind. Ebenfalls muss die Einführung des neuen Objektes „Pool-Ressource“ in den neuen Datenformaten abgebildet werden. Hierbei ist die Nutzung des aus dem Redispatch 2.0 etablierten Data-Provider als zentrale Schnittstellen für den Austausch von Stamm- und Prozessdaten sinnvoll. Zu erwähnen ist, dass für Aggregatoren für das Hüllkurvenkonzept kein Planungsdatenaustausch auf Ebene der einzelner Niederspannungsflexibilitäten (bzw. SR, z.B. einzelnen Elektroauto) erforderlich ist, sodass das Mengengerüst handhabbar bleibt.

Für die netzwirtschaftliche Datenaustausche (über E-Mail und zukünftig über AS4 realisiert) kann auf bestehende MAKO-Datenaustausche und MSCONS-Formate zurückgegriffen werden.

Hinsichtlich der generellen fachlichen und technischen Vorgaben für den Austausch von Stamm- und Prozessdaten sowie Bilanzierungs- und Abrechnungsdaten sollte auf das bestehende EDI@energy Regelwerk zurückgegriffen werden. Dies umfasst im Wesentlichen:

- **Allgemeine Festlegungen zu den EDIFACT- und XML-Nachrichten (ALF):** U.a. Regelungen zu Versionierung, Namenskonventionen, Größenbeschränkungen und Identifikation für Prozessteilnehmer, Ressourcen und Dokumente
- **Regelungen zum Übertragungsweg (RzÜ):** Regelungen zum sicheren Datenaustausch (insb. Vorgaben zu Zertifikaten, Signierung und Verschlüsselung)

Erfassung historischer Messwerte zur Verifizierung der Fahrplantreue beim komplementären marktbasieren Redispatch und im Hüllkurvenkonzept. Für die Verifizierung der Fahrplantreue im marktbasieren komplementären Redispatch sowie bei Umsetzung etwaiger Anreizsysteme bei der Absicherung der Niederspannungsebene bedarf es den Bezug von historischen IST-Messwerten.

Die Verifizierung der Fahrplanteue im Hüllkurvenkonzept würde sinnvollerweise direkt durch den ANB erfolgen. Die Verifizierung der Fahrplanteue für den komplementären Redispatch sollte auf Poolebene unter Berücksichtigung der einzelnen Fahrpläne der enthaltenen Niederspannungsflexibilitäten erfolgen. Die IST-Messwerte einer in einem Poolressource enthaltenen Niederspannungsflexibilitäten müssten entsprechend an den Netzbetreiber auf Ebene der Poolressource zugestellt werden. Alternativ hierzu ist eine Abwicklung über den Angebotsplattformbetreiber denkbar.

Im Zielbild sollten iMSys, welche unter anderem 1/4h-scharfe Lastgangdaten beziehen, großflächig bei Letztverbrauchern mit Niederspannungsflexibilitäten im Einsatz sein. Entsprechend ist eine Erfassung der historischen IST-Messwerte über iMSys und eine Weiterleitung mittels Messstellenbetreiber zu empfehlen. Empfänger der IST-Messwerte müsste mindestens der Anschlussnetzbetreiber sein. Die IST-Messwerte müssten zudem für am komplementären Redispatch teilnehmende Niederspannungsressourcen - idealerweise direkt vom MSB - an den Netzbetreiber auf Ebene der entsprechenden Poolressource zugeschickt werden.

Die mögliche nähere technische Ausgestaltung und der regulatorische Hintergrund zur IST-Messwerteerfassung für Niederspannungsflexibilitäten mittels iMSys ist in Kapitel 3.7 beschrieben.

Realisierung des Datenaustausches für die Absicherung der Niederspannungsebene und Fahrplanvorgaben für Niederspannungsflexibilitäten. Für die Realisierung der Absicherung der Niederspannung (Hüllkurvenkonzept) bedarf es eines standardisierten Datenwegs (z.B. InGA, s. www.inga-connect.de) über welchem die Hüllkurvenrestriktion ausgetauscht werden kann. Die Entwicklung und Erprobung eines entsprechenden Datenweges ist Gegenstand der Pilotierungsphase. Eine Abwicklung über ein zentralistisches System, in dem alle Hüllkurvenrestriktionen auf SR-Ebene über eine zentrale Datendrehscheibe i.S. eines Data Providers geroutet werden, ist hingegen aufgrund des erwartbaren Datenvolumens im Falle einer häufigen Nutzung in der Branche abzulehnen.

Die Fahrplanvorgabe (oder Steuerung) der flexiblen Anlagen, um Restriktionen aus den komplementären Redispatch oder der Absicherung der Niederspannung zu erfüllen, obliegt in den in diesem Bericht beschriebenen Fällen dem Aggregator³⁵.

Grundsätzlich könnte die Fahrplanvorgabe durch den Aggregator gemäß den eigenen Technikkonzepten des Aggregators realisiert werden, sofern die Nachweiserbringung über die Einhaltung der Restriktion über IST-Messwerte für den NB nachvollziehbar ist. Alternativ wäre auch denkbar, dem Aggregator einen steuernden Zugriff über den Messstellenbetreiber und das iMSys zu gewähren. Die mögliche technische Ausgestaltung der Fahrplanvorgabe für die Niederspannungsflexibilität ist näher in Kapitel 3.7 beschrieben.

3.7 Technikvoraussetzungen der Niederspannungsflexibilitäten entsprechend der Ziellösung

Grundsätzlich ist gemäß Kapitel 3 für die Teilnahme einer Niederspannungsflexibilität an PKME sicherzustellen, dass die Anlage nach massentauglicher Technik für den Aggregator steuerbar ist und viertelstündlich aufgelöste, bilanzierungskonforme IST-Messwerte zur Fahrplanverifizierung und Bilanzierung durch den Netzbetreiber bezogen werden können.

Bei der Betrachtung der technischen Möglichkeiten sollten bestehende technische Rahmenbedingungen zur Steuerung und Messung von flexiblen Kleinanlagen – dies umfasst insb. **Rahmenbedingungen aus dem Smart-Meter-Rollout gemäß Messstellenbetriebsgesetz** sowie -sofern technisch sinnvoll - die Nutzung von **etablierten oder sich etablierenden Technikstandards**

³⁵ Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Auslegungen in Diskussion denkbar sind, bei denen die Hüllkurve als verbindliche Vorgabe direkt an die Steuerbox der Niederspannungsflexibilität übertragen wird. In diesem Fall wäre keine Realisierung über Aggregatoreigene Technik möglich

aus den Festlegungen zu § 14a EnWG mitgedacht werden. Nachfolgend werden die zugehörigen Themen beleuchtet.

Vorhandensein von iMSys. Gemäß im Messstellenbetriebsgesetz beschriebenen iMSys-Rollout-Fahrplan sollten bis Ende 2030 zumindest folgende Gruppen mit iMSys ausgestattet sein:

1. Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch > 6.000 kWh/a.
2. Letztverbraucher mit Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14 a EnWG Dies umfasst z.B. alle neuen Wärmepumpen und E-Auto-Ladestationen >4,2 kW.
3. Letztverbraucher mit Erzeugungseinheiten > 7 kW flächendeckend (Ausstattungsquote 95%).

Mittels der iMSys ist der sichere Bezug von geeigneten $\frac{1}{4}$ -scharfen Lastgängen und eine Weiterleitung dieser über den Messstellenbetreiber möglich. Übergangsweise ist ebenfalls ein Bezug von IST-Messwerten durch den ANB über vorhandene Hersteller-APIs möglich (s. Unterkapitel 4.2).

(Sonstige) Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch < 6.000 kWh/a können auf Wunsch des Kunden bzw. Anlagenbetreibers (vgl. § 34 Abs. 2 Nr. 1 MsbG) oder des gMSB³⁶ (vgl. § 29 Abs. 2 MsbG) zusätzlich mit einem iMSys ausgestattet werden. Entsprechend könnten Vereinbarungen zwischen den NB der Netzgebiete mit hoher Durchdringung an teilnehmenden Anlagen und den jeweiligen gMSB getroffen werden. Alternativ könnten teilnehmenden Aggregatoren Vorgaben gemacht werden, sodass diese eine iMSys Ausstattung in den Verträgen mit Ihren Kunden einfordern („Marktvoraussetzung iMSys ab Jahr X“). Die Kunden könnten dann als Letztverbraucher die Ausstattung mit einem iMSys einfordern.

Die Fahrplanvorgabe (oder Steuerung) der einzelnen flexiblen Anlagen durch den Aggregator dient der Umsetzung von Abrufen auf SR-Ebene aus den komplementären Redispatch oder der Einhaltung der Hüllkurvenrestriktionen je Netzanschlusspunkt aus dem Hüllkurvenkonzept.

Umsetzungsvarianten von Fahrplanvorgaben bzw. Steuerung. Grundsätzlich könnte die Fahrplanvorgabe durch den Aggregator gemäß den eigenen Technikkonzepten des Aggregators realisiert werden³⁷. Alternativ zur Steuerung durch den aggregatoreigene Technik ist denkbar, dem Aggregator einen steuernden Zugriff über den Messstellenbetreiber und das iMSys zu gewähren. Hierzu in Entwicklung befindliche Technikstandards aus den Festlegungen zu § 14a EnWG³⁸ wären grundsätzlich geeignet und bieten ein Regelwerk für eine standardisierte Schnittstelle zwischen Messstellenbetreiber und kundenseitiger Anlagentechnik.

Zwei Steuerungsvarianten denkbar. In Analogie zu den Rahmenbedingungen für die Steuerung Steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG bzw. dem zugehörigen BNetzA Beschluss BK6-22-300 könnte die Realisierung der Fahrplanvorgabe sowohl bei aggregatoreigener Technik wie auch bei Nutzung des iMSys je nach vorhandener Technik auf Seiten der Niederspannungsflexibilität **nach zwei unterschiedlichen Steuerungsvarianten** erfolgen.

Im Fall der **Direktsteuerung** kann der Aggregator seine Fahrplanvorgaben für einzelne Niederspannungsflexibilitäten vorgeben. Abbildung 17 bildet diese Steuerungsvariante ab, in der

³⁶ gMSB = grundzuständiger Netzbetreiber. Bei der Umsetzung „auf Wunsch des gMSB für Kunden <6000 kWh pro Jahr“ (außerhalb von § 14 a Anlagen) ist zu beachten, dass hier ein rechtlicher Konflikt mit §59 MsbG bestehen kann (Pseudonymisierungspflicht vs. gMSB-Wunsch).

³⁷ Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Auslegungen in Diskussionen denkbar sind, bei denen die Hüllkurvenrestriktion als verbindliche Vorgabe direkt an die Steuerbox der Niederspannungsflexibilität übertragen wird. In diesem Fall wäre keine Realisierung über aggregatoreigene Technik möglich, stattdessen wäre das Vorhandensein eines iMSys mit Steuerbox Grundvoraussetzung für die Anwendbarkeit des Hüllkurvenkonzeptes

³⁸ Steuerung über digitale Schnittstelle oder Relaischnittstelle der FNN-Steuerbox gemäß VDE FNN Impulspapieren

(dank Einzelmesswerten und einzelner Ansteuerbarkeit) die eine Wärmepumpe und eine Wallbox als je eine SR abgebildet werden (können).

1. Möchte der Aggregator nur eine der beiden Anlagen als eine SR oder beide Anlagen in je eine SR in den komplementären marktbasieren Redispatch integrieren, ist hierzu jeweils ein separater Messpunkt nötig. Diese Messpunkte sind jedoch standardmäßig nicht vorgesehen, sodass diese Variante bzgl. der Anforderungen des komplementären marktbasieren Redispatch Zusatzaufwand bedeutet. Die Hüllkurvenrestriktionen auf Ebene des Netzanchlusspunktes (also für beide SR in Summe) sind durch den Aggregator entsprechend so in seinen Fahrplanvorgaben zu berücksichtigen, dass beide Anlagen diese Vorgaben in Summe berücksichtigen. Die Abrufe aus dem komplementären marktbasieren Redispatch sind ebenso je SR in den Fahrplanvorgaben zu berücksichtigen. Die separate Messung ermöglicht die Zuordnung zu Marktlösungen losgelöst von der „unflexiblen Haushaltslast“. Es ist zu beachten, dass die Hüllkurvenrestriktionen auf Ebene des Netzanchlusspunkts dazu führt, dass entweder alle Niederspannungsflexibilitäten hinter einem Netzanchlusspunkt am Hüllkurvenkonzept teilnehmen oder aber keine teilnehmen kann.
2. Integriert der Aggregator hingegen beide Anlagen in eine SR, können die zusätzlichen Messpunkte entfallen und der Fall ist analog dem Fall der EMS-Steuerung (s.u.) zu behandeln. Einziger Unterschied ist, dass dem Aggregator in diesem Fall die zusätzliche Aufgabe zufällt, die Fahrplanvorgaben auf SR-Ebene aus Hüllkurvenkonzept und komplementären marktbasieren Redispatch auf die einzelnen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen aufzuteilen.

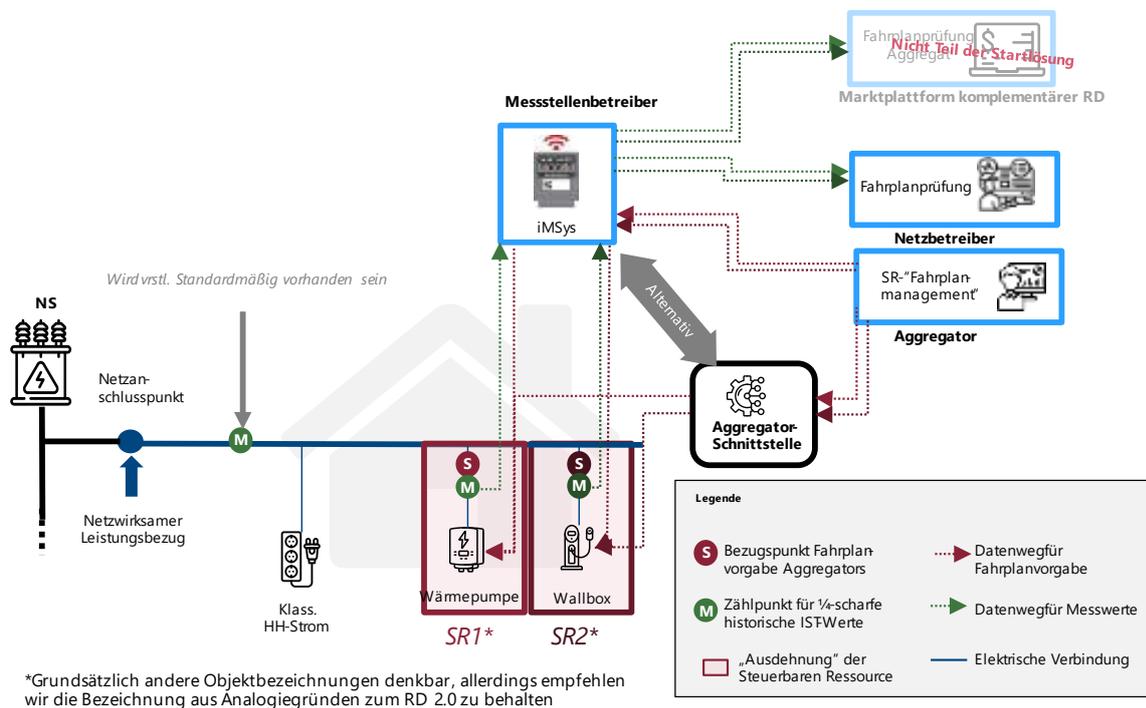


Abbildung 14: Mögliche Auslegung der Fahrplanvorgaben und Messwernerfassung bei Direktsteuerung in der Ziellösung

Im Fall der **EMS-Steuerung** verfügt der Letztverbraucher mit einer oder mehreren Niederspannungsflexibilitäten über ein Energiemanagementsystem. Diese Niederspannungsflexibilitäten sind dann in einer SR zusammenzufassen. Der Aggregator übermittelt seine Fahrplanvorgaben entsprechend für ein "Bündel" (d.h. für die SR) der am

Hüllkurvenkonzept und/oder am komplementären Redispatch teilnehmenden Niederspannungsflexibilitäten. Die Aufteilung der Fahrplanvorgabe auf die einzelnen Niederspannungsflexibilitäten erfolgt über das EMS. Abbildung 18 bildet diese Steuerungsvariante ab.

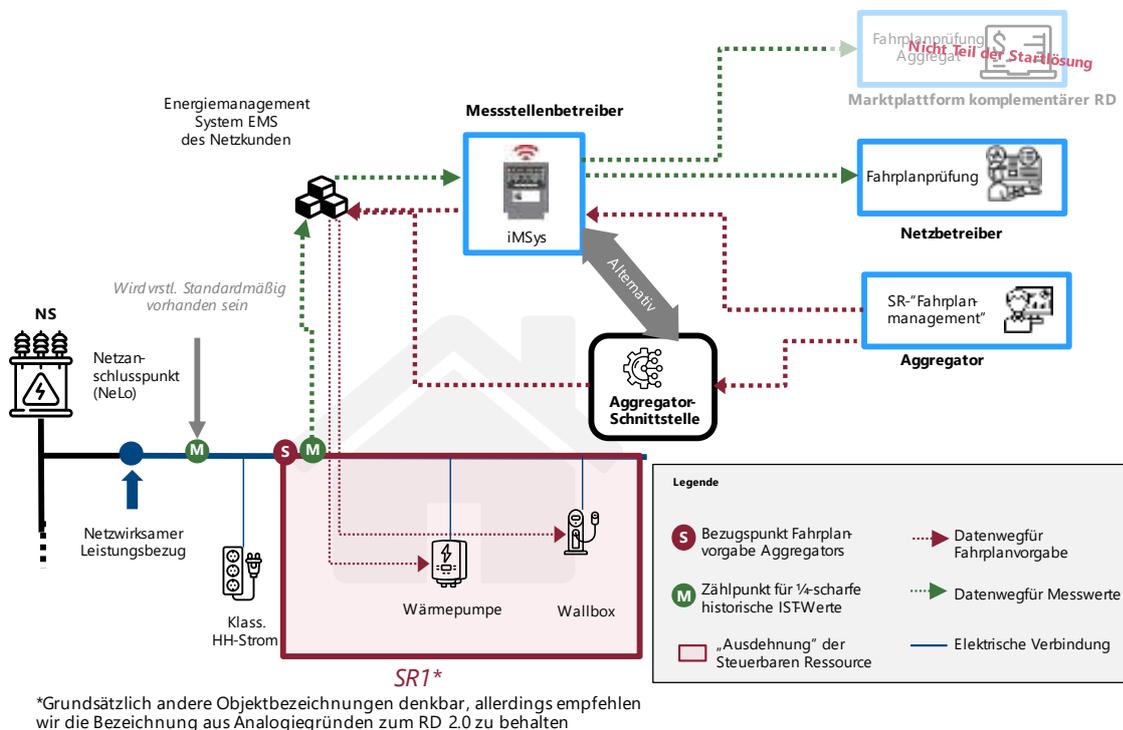


Abbildung 15: Mögliche Auslegung der Fahrplanvorgaben und Messwernerfassung bei EMS-Steuerung der Ziellösung

Sowohl im Fall b) der Direktsteuerung als auch im Falle der EMS-Steuerung muss im Zuge der Stammdatenmeldung für den komplementären marktbasieren Redispatch angegeben werden, ob über den gemeinsam genutzten Messpunkt auch unflexible Haushaltslasten „mitgemessen“ werden³⁹. In der vorliegenden Studie wurde in einer ersten Untersuchung abgeschätzt, dass ein Pool, in dessen Einzelmesswerte in Summe 100 solcher „unflexiblen Haushaltslasten“ eingehen, nur mit geringen Abweichungen im niedrigen kW Bereich rechnen muss. Entsprechend nivellieren sich die Abweichungen der einzelnen „SR mit unflexiblen Lasten“ stark aus und die Nachweiserbringung auf Poolebene bzw. die Bilanzierungsprozesse sollten beherrschbar sein. Dies gilt umso mehr, wenn viele der SR von einem LF in einem Bilanzkreis geführt werden sollten. Die Gutachter empfehlen jedoch, diese Untersuchungsergebnisse in PKME zu überprüfen.

³⁹ Gemäß dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) und der Eichordnung (EO) müssen Messgeräte, einschließlich intelligenter Messsysteme, geeicht sein, wenn sie für eichpflichtige Anwendungen verwendet werden. Da die viertelstündliche Messung, Bilanzierung und Abrechnung von Energie wichtige Bestandteile des Energiemarkts sind, müssen die Messgeräte, die für diese Zwecke eingesetzt werden, den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen, wenn sie für die Erfassung von viertelstündlichen Lastgangdaten verwendet werden. Die eichrechtlichen Anforderungen an die viertelstündliche wertebasierte Bilanzierung werden in der Mess- und Eichverordnung (MessEV) sowie den technischen Richtlinien für intelligente Messsysteme (TR-03109) festgelegt. Diese Vorschriften definieren die Anforderungen an die technische Umsetzung von iMSys für eichpflichtige Anwendungen und legen fest, wie die Messgenauigkeit und -zuverlässigkeit überwacht und überprüft werden können, um die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sicherzustellen: „Das SMGW [Smart Meter Gateway] unterliegt [als Teil des iMSys] wegen der durchgeführten Zeitstempelung, Tarifierung und Speicherung der abrechnungsrelevanten Messwerte (Messwerte zur Verwendung im geschäftlichen Verkehr) dem Eichrecht“ (s. S. 8 (BSI, 2021)).

In beiden Varianten ist zu beachten, dass Zähler flächendeckend nur auf Ebene des gesamten Haushaltes/Letzterverbraucher vorhanden sind. Es sollte in PKME weiter geprüft werden, ob der Stromverbrauch der unflexiblen Haushaltslasten bei der Dimensionierung der Fahrplanvorgaben miteinbezogen werden soll (durch Prognosen des Aggregators) oder die Fahrplanvorgaben wie oben skizziert umgesetzt werden können.

3.8 Gesetzlicher und regulatorischer Rahmen muss geschaffen werden

Bislang gibt es keinen gesetzlichen oder regulatorischen Rahmen, in dem die Erprobung von neuen Konzepten, der marktbasierter Beschaffung oder der Einbindung von Lasten in den Redispatch-Prozess explizit vorgesehen ist. Entsprechende Kosten können demnach auch nicht anerkannt werden.

Sofern die in Unterkapitel 2.1 genannten Ziele erreicht werden, ist darüber hinaus ein Rahmen zu schaffen, welcher **zum Ende des Jahrzehnts** die notwendigen Bedingungen für das pilotierte Engpassmanagement nach einem Markthochlauf bietet. Dazu gehören gesetzliche und regulatorische Bedingungen, welche es erlauben, Lasten in den ergänzenden marktbasierter Redispatch einzubinden sowie eine marktliche Beschaffung zum Engpassmanagement ermöglichen. Hierzu zählt insbesondere eine gleichberechtigte Kostenanerkennung für die Netzbetreiber. Die notwendigen Voraussetzungen wurden bereits in einem gesonderten Rechtsgutachten der Vorstudie untersucht (Schneller, 2022). Die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen zum gesetzlichen und regulatorischen Rahmen dieser Studie sind eng mit den Ergebnissen der Vorstudie verknüpft. Außerdem ist auch das **Konzept zur Absicherung der Niederspannungsnetze** möglichst gesetzlich zu verankern. Der Nutzen dieses Konzept ist auch über das hier erfasste Redispatch-Konzept hinaus von herausragender Bedeutung als genereller Niederspannungs-Flexibilitäts-Enabler. Denkbar wäre z.B. in einer künftigen Novelle von § 14 a ein Netzbetreiber-Optionsrecht zur Umsetzung bei einer steigenden Zahl kurativer Regelung nach § 14a EnWG zu integrieren.

4 Ableitung von Lösungsvorschlägen zu identifizierten Herausforderungen

Für die Erprobung und den Hochlauf von komplementärem marktbasierter Engpassmanagement wurden wesentliche Voraussetzungen identifiziert, die benötigt werden, um einen Markthochlauf zu ermöglichen.

4.1 Startlösung und Entwicklungsschritte zur Überwindung des fehlenden Wettbewerbs zu Beginn

Eine Herausforderung ergibt sich daraus, dass bislang keine vergleichbaren Märkte existieren und die **Voraussetzungen für einen Markthochlauf nicht vollständig bekannt** sind. Diese Voraussetzungen sind jedoch elementar, um einen Markthochlauf sicherzustellen. Ein schrittweises Konzept ermöglicht, benötigte Elemente zu testen, ohne dass alle Voraussetzungen bereits geschaffen wurden. Zudem erlaubt es, weitere Voraussetzungen zu identifizieren und bei Notwendigkeit im laufenden Projekt hinzuzufügen bzw. gesondert zu adressieren. Zu diesem Zweck wird die angestrebte Pilotierungsphase in mehrere Phasen unterteilt. Die erste Phase wird dabei Startlösung genannt, alles Weitere sind Entwicklungsschritte.

In der **Startlösung** sind wesentliche Systeme zur Einbindung von Flexibilitäts-Ressourcen in die Redispatch-Prozesse noch nicht bereitgestellt. Hier gilt es sicherzustellen, dass Flexibilitätsressourcen technisch und prozessual eingebunden werden können. Ebenso ist in dieser Phase sicherzustellen, dass Aggregatoren ihre Anlagen steuern und vom Netzbetreiber erfolgreich angefordert werden können. In dieser Phase gibt es keinen oder kaum Wettbewerb und die Marktrolle des Angebotsplattformbetreibers ist noch nicht umgesetzt. RDV werden entsprechend

bilateraler Abstimmung (z.B. im Rahmen der Pilotprojektverträge) in den Planwertprozessen gemeldet und abgerufen.

Ein **erster Entwicklungsschritt** könnte die Umsetzung einer Plattform zur Abgabe und Bezuschlagung von Angeboten zum Engpassmanagement sein. Die Rolle des Angebotsplattformbetreibers ist in einer ersten, sich auf die Abwicklung der Gebote beschränkenden Form ausgeprägt. In diesem Entwicklungsschritt könnte der tatsächliche Abruf eines Angebots nach wie vor manuell erfolgen, jedoch hätten alle Beteiligten Zugriff auf die entsprechende Plattform. Ein zweiter Entwicklungsschritt könnte die Überführung bezuschlagter Angebote in die bestehenden Redispatch-Prozesse darstellen. Weitere Entwicklungsschritte sind für die Pilotierung zu definieren.

Letztlich geben die Entwicklungsschritte allen Beteiligten Orientierung, welche Schritte bereits erreicht wurden und welche Voraussetzungen noch geschaffen werden müssen. Das ist insbesondere für jene Partner relevant, welche der Pilotierungsphase zu einem späteren Zeitpunkt beitreten. Anhand der Entwicklungsschritte kann nachvollzogen werden, welcher Entwicklungsstand erreicht werden muss. Sobald sich hinreichend Wettbewerb in einem Netzgebiet einstellt, ist zeitnah zum Zielbild i.S. von Abschnitt 3.3.3 zu wechseln.

4.2 SLP-Übergangslösung ermöglicht schnelleren Erfahrungsgewinn in PKME

Eine spezifische Herausforderung des Netzanschlusses von Flexibilitätsressourcen in der Niederspannung ist die **Messung und damit der Nachweis der erbrachten Leistung**. Auch wenn langfristig ein **Ausrollen der iMSys** zur Ermöglichung von **wertebasierter, viertelstündlicher Bilanzierung** und Nachweiserbringung im Sinne des Zielbildes führt, ist vorerst davon auszugehen, dass flexible Lasten wie Wärmepumpen und Elektroautos heutzutage häufig nicht über diese technischen Voraussetzungen verfügen. **Entsprechend ist für die massenhafte Umsetzung des komplementären marktbasiereten Engpassmanagements ein ausreichender Digitalisierungsgrad in der NSP Grundvoraussetzung**. Während nachfolgend Übergangslösungen für SLP-bilanzierte mit geringeren technischen Anforderungen zur schnelleren Erprobung des Gesamtkonzeptes in PKME vorgestellt wird, sollte diese Übergangslösung langfristig keine Verwendung finden, um die Stabilität der NSP-Ebene zu sichern.

Viele aktuell installierte Niederspannungsflexibilitäten sind durch folgende technische Gegebenheiten geprägt, die von den Anforderungen aus Unterkapitel 4.2 abweichen:

- Es gibt lediglich analoge Zähler mit Jahresmessung und entsprechend keine viertelstündlichen Lastgangmessungen. Entsprechend läuft die Bilanzierung über Standardlastprofile (SLP). Der Lieferant der Anlage beschafft hier lediglich die Jahresenergiemenge entsprechend SLP-Auflösung. Etwaige Abweichungen im Zeitverlauf werden über den Differenzbilanzkreis vom Anschlussnetzbetreiber bewirtschaftet.
 - Um diese Anlagen dennoch einbeziehen zu können, wurde die SLP-Übergangslösung entwickelt (s.u.). Um die Anreize zur korrekten Umsetzung der Steuerung jedoch „nachbilden“ zu können, benötigen diese Niederspannungsflexibilitäten viertelstündlich aufgelöste Herstellermesswerte bzw. Messwerte aus proprietären Schnittstellen. Diese müssen nicht geeicht sein, da sie nicht in die Bilanzierungsprozesse einfließen.
- Es ist unklar, ob Aggregatoren eine Schnittstelle für die Umsetzung der Fahrplanvorgaben (s. Unterkapitel 4.2) haben. Eine solche „aggregator-eigene“ Steuerungsmöglichkeit ist – jedoch Grundvoraussetzung für die Teilnahme der Niederspannungsflexibilitäten an PKME.

Der Bilanzierungsablauf für die SLP-Übergangslösung wird nachfolgend anhand Abbildung 16 von erklärt. Dabei ist zu erwähnen, dass die Anlagen innerhalb eines Pools zu Beginn „sortenrein“ entweder in der SLP-Übergangslösung oder im Zielsystem sein sollten. Nur so kann der anfordernde Netzbetreiber wissen, ob er den bilanziellen Ausgleich beschaffen muss, oder nicht. Sollte während PKME eine „Durchmischung“ angestrebt werden, wäre es ggf. denkbar, dass der Aggregator in der Abrufbestätigung mitteilt, wie viel Prozent der Ausfallarbeit auf SLP-bilanzierte Anlagen entfällt. Dies ist jedoch weiter zu prüfen.

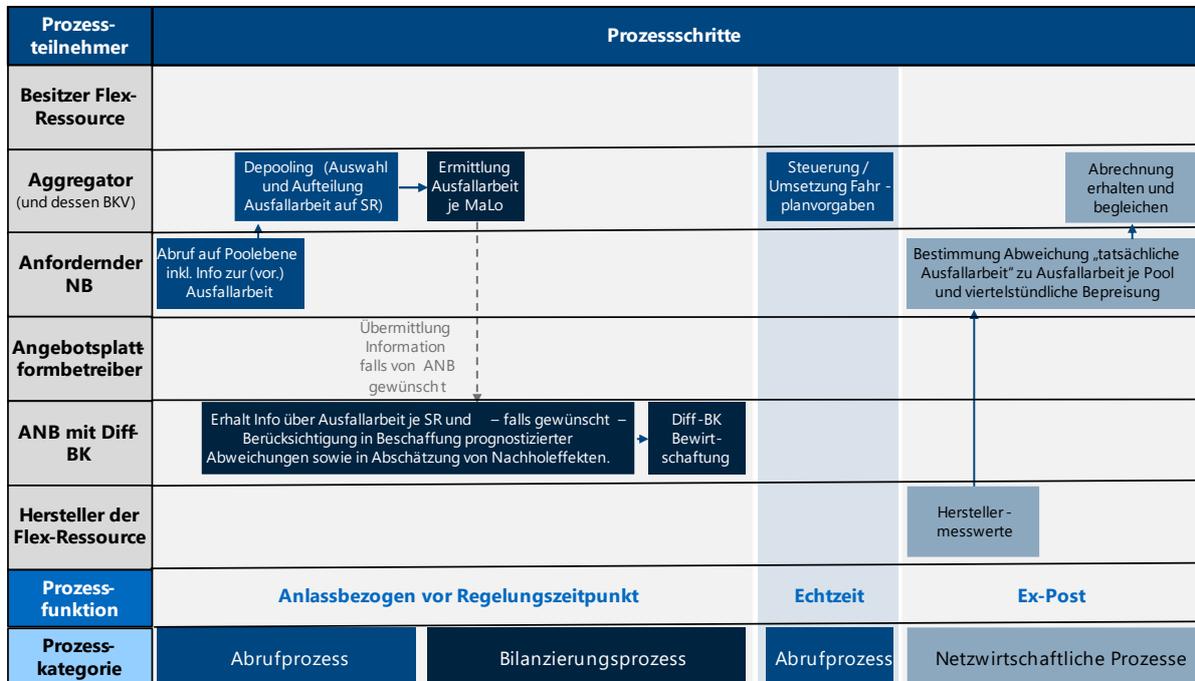


Abbildung 16: Überblick des Abruf- und Bilanzierungsprozesses in der SLP-Übergangslösung

Die ersten Schritte des Abrufprozesses sind analog der in Unterkapitel 3.5 dargestellten Abrufprozesse. Zentraler Unterschied ist, dass die Messwerte der Flex-Ressourcen zeitlich nicht aufgelöst (analoger Zähler) bzw. nicht geeichten (Herstellermesswerte) vorliegen. Daher sind die technischen Voraussetzungen für die Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs in die BK der Flex-Ressourcen nicht gegeben. Daher könnte die zeitliche Bilanzierung bzw. die Bewirtschaftung der SLP-Abweichungen aus Gutachtersicht „wie bisher“ durch den Anschlussnetzbetreiber über dessen Differenzbilanzkreis (Diff-BK) erfolgen.⁴⁰ Sofern die SLP-Übergangslösung nicht im mehrere 10 MW Bereich in DE zur Anwendung kommt, dürfte hiervon keinerlei Gefahr für die Systemsicherheit ausgehen. Zudem sieht der in Abbildung 16 skizzierte SLP-Übergangslösungsprozess vor, den ANB bzw. Diff-BK Bewirtschafter⁴¹ bereits vor dem Regelungszeitpunkt über die geplante Ausfallarbeit (je MaLo) zu informieren, falls die ANB dies wünschen. Die entsprechenden Diff-BK Bewirtschafter haben zum Teil bereits entsprechend ausgereifte (und selbst-lernende) Tools zur Prognose der SLP-Abweichungen im Einsatz und könnten diese Zusatzinformation entsprechend vorab ihren Tools zur Verfügung stellen und so ein „Lernen“ der erwarteten Ausfallarbeit im Vorfeld ermöglichen. Folglich würde im Rahmen der „Diff-BK Bewirtschaftung(en)“ automatisch der bilanzielle Ausgleich für die Maßnahme beschafft werden.

Ergänzend sieht die SLP-Übergangslösung vor, dass auf Basis von Herstellermesswerten eine tatsächliche Ausfallarbeit bestimmt und diese mit der (geplanten) Ausfallarbeit auf

⁴⁰ Falls VNB mit Diff-BK hier ein Modell inklusive Buchung des energetischen Ausgleichs in den Diff-BK des VNB präferieren, ist dies für die an dieser Studie teilnehmenden Netzbetreiber ebenfalls denkbar.

⁴¹ Korrekterweise ist hier der Anschlussnetzbetreiber in seiner "Marktrolle" BKV gemeint. Um eine sprachlich klarere Abgrenzung zu ermöglichen, wird hier jedoch von ANB bzw. Diff-BK Bewirtschafter gesprochen.

viertelstündlicher Basis abgeglichen wird. Die Differenz kann mithilfe einer Preiszeitreihe⁴² bepreist werden, sodass die „nicht korrekte Umsetzung der Abrufanforderung auf Poolebene“ pönalisiert wird. Damit erhalten auch Aggregatoren der SLP-Übergangslösung „wie im Zielmodell“ einen Anreiz, die Regelung korrekt umzusetzen.

Die Möglichkeiten den Wechsel hin zur wertebasierten Bilanzierung einzufordern, basieren auf den Möglichkeiten den Einbau von iMSys zu forcieren. Entsprechende Marktvorgaben können einen Wechsel hin zum iMSys erzwingend und somit die SLP-Übergangslösung mit Vorlauf geordnet zu beenden. Eine wertebasierte Bewirtschaftung könnte dann Anwendung finden, sobald ein datenschutzkonformes Konzept vorliegt.

Wie oben geschildert, müssen Anlagen, die mit iMSys ausgerüstet sind, Viertelstunden genau bilanziert werden wechseln („wertebasierte Bilanzierung“). Entsprechend basieren die Möglichkeiten zum Wechsel hin zur wertebasierten Bilanzierung auf den Möglichkeiten den Einbau von iMSys zu forcieren (vgl. hierzu Unterkapitel 3.7). Dementsprechend bestehen hinreichende regulatorische Möglichkeiten die SLP-Übergangslösung durch entsprechende Marktvorgaben mit Vorlauf zu beenden. Diese Vorgaben könnten an Kriterien geknüpft sein, wie z.B. die regionale Durchdringung von teilnehmenden Anlagen.

4.3 Einbindung in die Prozesse von Redispatch 2.0

Die Prozesse des komplementären marktbasiereten Engpassmanagements sind im Sinne der Synergiehebung gemäß der bestehenden Prozesse von Redispatch 2.0 zu integrieren. Eine Anpassung oder Erweiterung erfolgt nur dort, wo es notwendig ist. Die Prozesse werden so ausgestaltet, dass sie mit der bestehenden Prozesslandschaft kompatibel bzw. durch möglichst minimalinvasive Formatanpassungen umsetzbar sind. Auch wenn dadurch eingangs ein Hochlauf mit größeren Hürden verbunden ist, ist langfristige Kompatibilität mit bestehenden Vorgängen und Branchenlösungen sichergestellt. Insbesondere beim Ausrollen der komplementären Prozesse können Implementierungskosten und -aufwand signifikant gesenkt und damit die Akzeptanz gesteigert werden. Entsprechend werden insbesondere die im Redispatch 2.0 entwickelten Prozesse zwischen Netzbetreibern bzw. zwischen (Aggregatoren in der Marktrolle) EIV und Netzbetreiber als Ausgangsbasis der Entwicklung in der Pilotierungsphase PKME herangezogen. Hierzu wird bereits für die Startlösungen von der Pilotierungsphase PKME bzgl. der Rolle des Data Providers auf die Nutzung eines eigenständigen Klons (Sandbox-Umgebung) von RAIDA (Connect+) gesetzt (vgl. hierzu Unterkapitel 3.5 bzgl. „PKME Data Provider“), um so eine Entwicklung „nah an der operativen Redispatch 2.0 Welt“ zu ermöglichen.

4.4 Regulatorischer Rahmen der Pilotierungsphase sowie Folgeregelungen für die Ziellösung

Eine Umsetzung der Pilotierungsphase ist von den Finanzierungsmöglichkeiten abhängig. Der derzeitige Regulierungsrahmen bietet keine Möglichkeit die Kosten von marktbasieretem Redispatch im Rahmen einer Pilotierungsphase anzuerkennen. Für die zeitige Umsetzung der Pilotierungsphase wird daher eine eigenständige Regelung benötigt.

Die kostenneutrale Erprobung könnte über eine **gesetzliche Experimentierklausel** ermöglicht werden. Dafür sind zwei Varianten denkbar:

- Eine Möglichkeit besteht in der Einführung einer **eigenständigen Redispatch-Experimentierklausel** bspw. als Ergänzung zu § 13a EnWG. Konkret müssten dafür Verbrauchseinrichtungen (also lastseitige Flexibilitätsressourcen) in den Redispatch einbezogen werden. Eine derartige gesetzliche Regelung könnte dann eine Umlegung der

⁴² Denkbar wäre z.B. analog Übergangslösung des Redispatch 2.0 eine gewichtete Zeitreihe (72.5 % ID1 und 27.5 % ReBAP) zu wählen.

Pilotierungskosten auf die Netzentgelte ermöglichen. Vorteil dieser Regelung wäre, dass nach Beendigung der Pilotierungsphase bereits gesetzliche Regelungen für komplementären, marktbasieren Redispatch geschaffen worden wären.

- **Alternativer Variante.** Die Schaffung eines **Reallabore-Gesetzes**⁴³ sieht vor, sektorspezifisch „regulatory sandboxes“ zu ermöglichen. Es soll sich aus übergreifenden, einheitlichen Standards und fachspezifischen Experimentierklauseln zusammensetzen. Neben Innovationen im Energiesektor soll das Gesetz zahlreiche andere Sektoren und Innovationsfelder wie autonomes Fahren, Telemedizin oder Drohnen-Anwendungen erfassen. Die Konsultation zum Reallabore-Gesetz wurde im September 2023 abgeschlossen. Es ist derzeit jedoch unklar, wie dieser Antrag beschieden wird. Nachteil eines Reallabors wäre, dass bei einem Erfolg der Pilotierungsphase keine Übergangsregelung für das Zielbild existiert. Hier müssten also weitere Anpassungen erfolgen.
- Als dritte Variante wäre grundsätzlich denkbar, im Zuge einer Neufestlegung der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) die **Kosten eines marktbasieren, lastseitigen Redispatches als verfahrensregulierte Kosten zu qualifizieren**. Alternativ ist auch eine eigenständige FSV-Redispatch für lastseitige Flexibilitäten denkbar⁴⁴. Gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV gelten bislang nur die Kosten aus Erzeugungs- und Speicherredispatch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK). Erforderlich ist eine umfassende Regulierung, welche sicherstellt, dass Übertragungsnetzbetreiber diese Redispatch-Kosten tatsächlich nicht beeinflussen könnten. Verteilnetzbetreiber könnten über eine spätere Änderungsfestlegung der BNetzA (gem. § 21 Abs. 3 EnWG) im Nachhinein in diese Regelung einbezogen werden. Vorteil der FSV-Neuregelung gegenüber Experimentierklauseln wäre die Ermöglichung eines nahtlosen Übergangs von der Pilotierung in die Ziellösung nach Markthochlauf.

Langfristig ist eine umfassende gesetzliche Anpassung einer Neufestlegung der FSV vorzuziehen. Entsprechende Vorschläge wurden bereits im „Rechtsgutachten Redispatch 3.0“ (Schneller, 2022) dargelegt. Zweitrangiger Zweck der Pilotierung ist die Demonstration der Praktikabilität von lastbasiertem Engpassmanagement, um eine gesetzliche Anpassung zu motivieren.

Für die dauerhafte **Umsetzung des Hüllkurvenkonzeptes zur Absicherung der Niederspannung** wird vorgeschlagen ein eigenes Gesetz einzubringen. Denkbar wäre hier eine Einbringung in die nächste Novelle von §14a EnWG im Jahr 2029. Für die Pilotierung ist hierfür zunächst keine regulatorische Anpassung nötig.

5 Pilotierung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements (PKME) mit Fokus auf Flexibilität im Niederspannungsnetz

Die Pilotierung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements hat einerseits die Aufgabe, das Produkt- und Marktdesign eines marktbasieren Engpassmanagements zu erproben und zu verfeinern. Andererseits soll der Hochlauf eines entsprechend organisierten Marktes stimuliert werden (s. Kapitel 2 für detaillierte Aufgabendarstellung von PKME). Diese Phase umfasst idealerweise mehrere Pilotprojekte. **Es ist möglich, die Phase in einzelne Projekte aufzuteilen und die Aufgaben schrittweise zu erreichen**. Bereits heute ist der Anstieg von Bedarf und Kosten des Redispatches absehbar, während gleichzeitig „ohnehin“ zusätzliches Potenzial für Engpassmanagement in Form flexibler Lasten in das Niederspannungsnetz angeschlossen wird.

⁴³ Vergleich auch <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/reallabore-testraeume-fuer-innovation-und-regulierung.html>

⁴⁴ Die Option einer eigenständigen FSV wurde im Rahmen der vorliegenden Studie nicht detailliert untersucht und müsste – gemeinsam mit der BNetzA – weiter spezifiziert werden.

Allerdings kann es im aktuellen regulatorischen Rahmen nicht genutzt werden. Im Gegensatz zur Einführung des Redispatch 2.0 soll das marktbasierete Engpassmanagement frühzeitig erprobt werden (s. Kapitel 1), um eine geordnete, effiziente und akzeptierte Einführung zu ermöglichen. Unter realen Bedingungen besteht in der Pilotierungsphase PKME bei bedarfsgerechtem Umfang die Möglichkeit, Effizienzkriterien zu messen und zu evaluieren, bevor unvollendete Prozesse auf weitere Netzgebiete und Marktteilnehmer ausgerollt werden. Unabhängig davon soll dieses „Ausrollen“ nur auf freiwilliger Basis geschehen. Abbildung 3 verdeutlicht den zeitlichen Zusammenhang der vorliegenden Studie und einen möglichen Zeithorizont der mehrjährige Pilotierungsphase PKME.

Aufgabe der angestrebten Pilotierungsphase ist die Erprobung von komplementärem marktbasieretem Engpassmanagement unter realen Bedingungen sowie die Evaluierung der Aufgaben der Pilotierungsphase PKME (vgl. Kapitel 2 für Details). „Pilotierung“ beschreibt einen Rahmen, in welchem entworfene Konzepte in einem abgesteckten Rahmen ausprobiert werden können. Sofern nach Berücksichtigung und Implementierung nötiger Anpassungen die Ergebnisse positiv bewertet werden, ist das Sekundärziel der Pilotierung die Stimulation eines Markthochlaufs, der insbesondere für Beteiligte der Pilotphase einen sanften Übergang aus der Pilotierungsphase in ein „eingeschwungenes Zielmodell“ und schließlich ein „geregelttes Tagesgeschäft“ ermöglicht. „Reale Bedingungen“ setzen dabei im Falle des komplementären marktbasiereten Redispatches Anlagenpools von (mindestens) einem MW installierter Leistung je Netzgebiet voraus. Wie in Unterkapitel 2.1 dargelegt (s. Aufgabe 2) werden während der Pilotierungsphase PKME sowohl diese Mindestleistungsgrenze als auch die Netzgebiete weiter evaluiert und können entsprechend noch angepasst werden.

Da – nach erfolgreicher Erprobung – auch reale Abregelungen und Bilanzierungsprozesse erprobt werden sollen, es initial jedoch keinen Wettbewerb geben kann, ist eine vereinfachte „Startvergütungslösung“ notwendig, um Aggregatoren zur Teilnahme zu motivieren und eine hinreichend verlässliche Perspektive zum Aufbau der Prozesse zu bieten.

Diese Startvergütungslösung sollte erst greifen

- nachdem die Prozesse (auch vom Aggregator) erfolgreich aufgebaut und gemeinsam erprobt wurden (d.h. Aufgabe 1 entsprechend Unterkapitel 2.1 erfüllt ist)
- nachdem je Netzregion ein hinreichendes Pool-Volumen erreicht wurde, um erstmals die Erprobung der netztechnischen Wirksamkeit zu ermöglichen (z.B. mindestens 1 MW installierte Leistung oder mindestens 0,5 MW verfügbares Redispatchvermögen o.ä.)

Die Startvergütungslösung könnte auf einer geringfügigen pauschalen Vergütung je Anlage („sicher kalkulierbarer Teilnahmeanreiz in abgestimmten Umfang⁴⁵) und einer ergänzenden, ex post (vereinfacht) regelbasiert bestimmten finanziellen Entschädigung basieren⁴⁶. Hierbei ist zwingend dahingehend zu unterscheiden, ob (schon zu Beginn der Pilotierungsphase) der bilanzielle Ausgleich durch den anfordernden Netzbetreiber oder durch den Aggregator (und seinen BKV) geleistet wird.

Zur Umsetzung der Pilotierungsphase PKME soll die Koordination verschiedener einzelner Pilotprojekte in einem koordinierten Rahmen und stellt die Fokussierung auf ein gemeinsames Ziel durch kohärente Entwicklungssteuerung in den einzelnen Pilotprojekten sichergestellt werden.

⁴⁵ Dies ist durch die jeweils am Pilotprojekt teilnehmenden Netzbetreiber zu bestimmen. Aus Gutachtersicht könnte dies z.B. eine maximale Anlagenanzahl, eine Zeitbegrenzung auf z.B. 2 Jahre und eine vorgegebene (maximale) Abrufanzahl umfassen.

⁴⁶ Hier sind vereinfachte Funktionen unter stark vereinfachter Annahme fixer Verschiebemöglichkeit von drei Stunden, Perfect-Foresight und entsprechenden Börsenpreis Indizes denkbar, sodass die abgerufenen Energiemengen viertelstündlich mit entsprechenden Preisen multipliziert und z.B. einmal pro Quartal ex post abgerechnet werden.

Im Rahmen des Projekts zur vorliegenden Studie wurde verschiedene Pilotprojekte durch die Vorbereitung entsprechender Projektskizzen und die Abstimmung mit potenziellen Aggregatoren sowie Amprion, TenneT, TransnetBW und E.ON unterstützt. Da dies z.T. vertraulich bzw. noch in weiterer Ausarbeitung befindlich ist, kann hierauf im Bericht nicht im Detail eingegangen werden. Die Gutachter empfehlen jedoch insbesondere folgende Pilotprojekte im Rahmen der Pilotierungsphase PKME möglichst zeitnah anzustoßen:

1. **Ein Pilotprojekt zur Erprobung des Hüllkurvenkonzepts als notwendiges Instrument zur Integration von Niederspannungsflexibilitäten.** In Schritt eins sollte dies losgelöst vom marktbasieren Redispatch mit einem Aggregator (z.B. in einem Netzgebiet mit hoher Smart-Meter Durchdringung) erprobt werden, um die in Abschnitt 3.2.2 genannten Aspekte zu klären und das Konzept operativ zu validieren. Hier kann zunächst mit einem Aggregator und einem NSP-NB gestartet werden.

In einem weiteren Schritt sollte das Konzept mit dem komplementären marktbasieren Redispatch gemeinsam erprobt werden, sodass dann der Einbezug von ÜNB (und ggf. konsektiv) HS-NB sowie dem PKME Data Provider notwendig wird.

Parallel hierzu empfehlen die Gutachter bereits frühzeitig zu prüfen, ob das Hüllkurvenkonzept künftig ebenfalls für die Mittelspannung Anwendung finden könnte und wie die exakte regulatorische Umsetzungsmöglichkeit ausgestaltet werden kann (s. hierzu erste Überlegungen in Unterkapitel 3.8).

2. **Mindestens ein Pilotprojekt zum komplementären marktbasieren Redispatch.** Hierbei sollte der Hochlauf verfügbarer Flexibilitäten in einem Netzgebiet genutzt werden, um die Aufgaben der Pilotierungsphase PKME konsektiv zu erreichen (insb. Aufgabe 1-4, vgl. Unterkapitel 2.1). Sobald Aufgabe 1 (Aufbau der Prozesse) erreicht ist, sollte in Abstimmung mit den teilnehmenden Aggregatoren geprüft werden, wann die Verzahnung mit dem Hüllkurvenkonzept erfolgen kann. Da initial ggf. technologisch einseitig besetzte Aggregatoren teilnehmen werden („Pool nur mit E-Autos“ oder „Pool nur mit Wärmepumpen“) könnte es sinnvoll sein, mehrere Aggregatoren einzubinden (ggf. in separaten Pilotprojekten). In diesem bzw. diesen Pilotprojekt(en) sollte zwingend ein ÜNB und je mindestens ein Aggregator involviert sein. Zudem ist der PKME Data Provider einzubinden.

Sobald hinreichend Wettbewerb in einem Netzgebiet vorhanden ist, sollte zudem die Einführung des (bis dahin ggf. weiterentwickelten) Zielbildes angestrebt werden. Entsprechend kann schon ab Beginn des Projektes der Austausch zum Zielbild (z.B. auf Basis von Feedback zu dieser Studie) forciert werden, um Markt- und Produktdesign weiterzuentwickeln. Die Gutachter empfehlen hierbei jedoch dringend, zunächst ein nicht zu komplexes Markt- und Produktdesign zu erproben und ggf. Lösungen mit höheren Komplexitätsgraden erst konsektiv zu evaluieren⁴⁷. Daher sollte geprüft werden, ob direkt mit dem Zielbild oder einem vereinfachten ersten Entwicklungsschritt begonnen wird. Bereits vor der Umsetzung dieses ersten marktlichen Entwicklungsschritt ist entsprechend mit dem Aufbau einer Entität zu beginnen, welche die neue Marktrolle des Angebotsplattformbetreibers einnehmen kann (s. Unterkapitel 3.4).

3. **Ein Pilotprojekt zur Erprobung der Stammdatenprozesse.** Anders als im Redispatch 2.0 sollten die Stammdatenprozesse nicht „überall gleichzeitig“ erprobt werden. Die Gutachter empfehlen für die unter 1. und 2. genannten Pilotprojekte mit möglichst fixen Sets an

⁴⁷ Denkbar ist z.B., die Verfügbarkeitsanforderungen in begrenztem Maße abzusenken oder zeitvariable oder stündlich differenzierte kalkulatorische Kosten für die Redispatch-Dimensionierung einzuführen. Dies erhöht aber die Komplexität und erschwert die Einführung in der Netzführung. Hier sollte eine pragmatische Kosten- zu-Nutzen-Abwägung getroffen werden. Schon bei der Bewertung etwaiger Änderungen in Studien/ über Modelle empfehlen die Gutachter dringend praxisnahe Limitationen in entsprechenden Modellen adäquat abzubilden und nicht exklusiv auf stilisierte Modelle abzustellen.

Stammdaten zu arbeiten (z.B. Update nur gesammelt ein- bis zweimal im Jahr) und die Stammdatenprozesse in ein separates Projekt auszulagern. An diesem Pilotprojekt sollten ein Aggregator mit verschiedenen Technologien (E-Autos, Wärmepumpen, Haushaltsspeicher, etc.) sowie ein Verteil- und ein Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen. Sollte sich kein Aggregator finden ist es auch denkbar diesen hier durch die Netzbetreiber „zu simulieren“. Erst wenn eine hohe Praktikabilität und Verlässlichkeit hinsichtlich initialer Stammdatenmeldung (die Verzahnung mit den Inbetriebnahme-Prozessen ist zu bedenken), Stammdatenupdates und Wechselprozessen erreicht ist, sollten die Prozesse auf die anderen Pilotprojekte ausgeweitet werden.

Zudem empfehlen die Gutachter im Rahmen der Pilotierungsphase PKME zyklisch einen strukturierten Erfahrungsaustausch zwischen den Pilotprojekten zu organisieren, um ein einheitliches Zielmodell (Ende-zu-Ende) sicherzustellen.

6 Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden das Hüllkurvenkonzept und der komplementäre marktbasierter Redispatch als ergänzende Bausteine des künftigen Engpassmanagements betrachtet. Hierzu wurde zunächst ein entsprechendes (initiales) Zielbild der Konzepte entwickelt, dass zur Bewältigung der Herausforderungen auf allen Spannungsebenen durch eine koordinierte Nutzung der Niederspannungsflexibilität beitragen kann. Zudem wurde das Gesamtkonzept hinsichtlich des Umfangs klar abgegrenzt. Ferner wurden Entwicklungsschritte und Übergangslösungen zur zeitnahen Ermöglichung einer Pilotierungsphase beschrieben.

Angesichts der Erfahrungen bei der Einführung des Redispatch 2.0 wurde empfohlen, für eine entsprechende Pilotierung eine mehrjährige Phase vorzusehen und diese zeitnah einzuleiten. Dies ermöglicht den Hochlauf von Wärmepumpen, E-Autos und Heimspeichern sowie das Nutzen des laufenden Smart-Meter-Rollouts zur Vorbereitung. Da sich Herausforderungen im Engpassmanagement verschärfen und der Netzausbau absehbar auf viele Jahre „hinterhereilen“ wird, bedeutet ein verzögerter Pilotierungsbeginn zwangsläufig, dass ein gegebenenfalls signifikanter Mehrwert erst später gehoben werden kann. Dem gegenüber stehen durch eine zeitnahe Pilotierung allenfalls sehr geringe finanzielle Risiken.

Die Erfahrungen des Redispatch 2.0 haben gezeigt, dass die vollständig praxisreife Weiterentwicklung der Prozesse den Erfahrungsgewinn in der Praxis erforderlich machen. Die Pilotierungsphase „Pilotierung des komplementären marktbasierten Engpassmanagements“ (PKME) sollte als Chance zur rechtzeitigen Nutzbarmachung des Niederspannungspotenzials für das Engpassmanagement verstanden werden. Die Pilotierungsphase PKME sollte entsprechend auch genutzt werden, um den Mehrwert der Einbindung des Potenzials umfangreich zu evaluieren. Entsprechende Start- und Übergangslösungen und die zentralen Aufgaben von PKME wurden definiert, erste Pilotprojekte identifiziert und vorstrukturiert. Entsprechend empfehlen die Gutachter, zeitnah mit dem Erfahrungsgewinn zu beginnen.

Anhang

- A. Detailbeschreibungen der NSP-Steuerungsvariante
- B. Vereinfachtes Berechnungsbeispiel für das Hüllkurvenkonzept
- C. Abbildungsverzeichnis
- D. Literaturverzeichnis
- E. Abkürzungsverzeichnis

A. Detailbeschreibungen der NSP-Steuerungsvariante

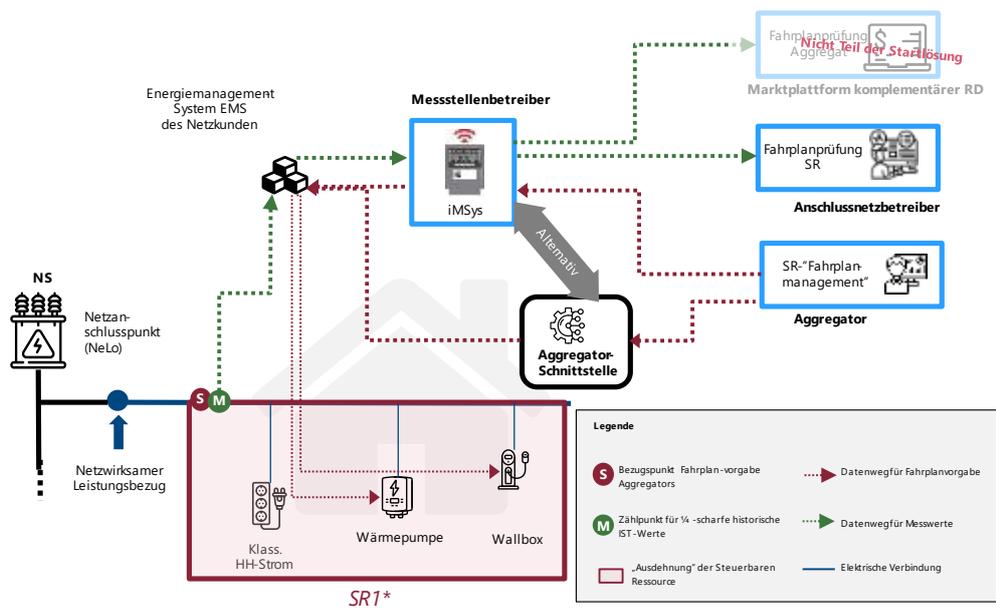


Abbildung 17: Steuerungsvariante "Kunde mit EMS-Steuerung"

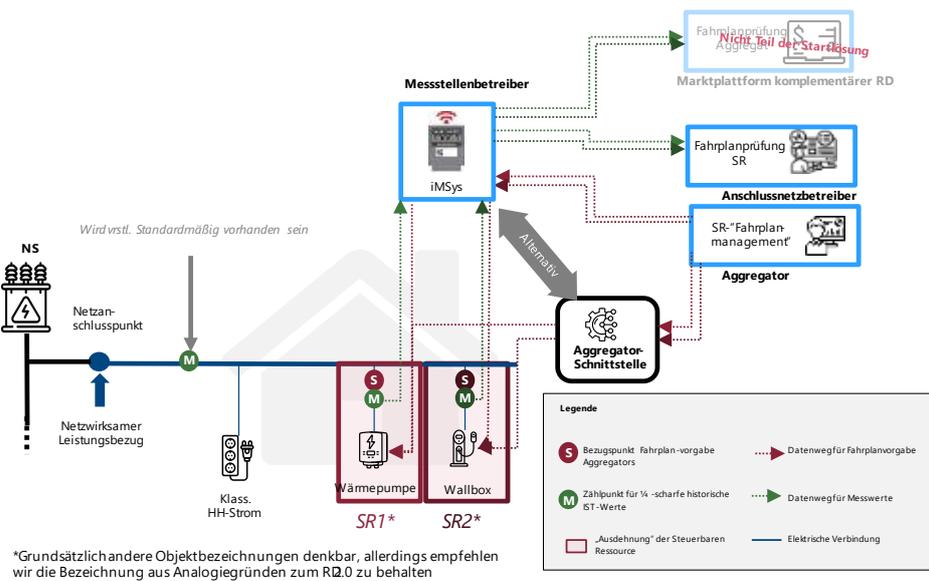
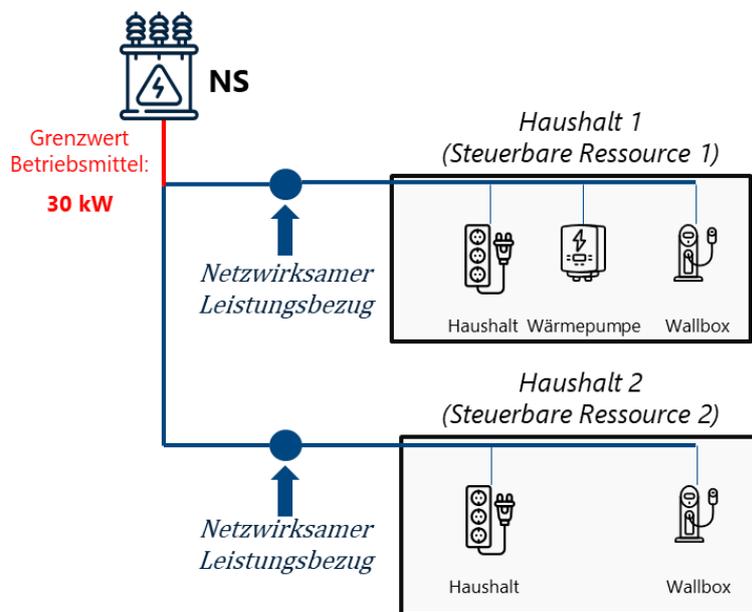


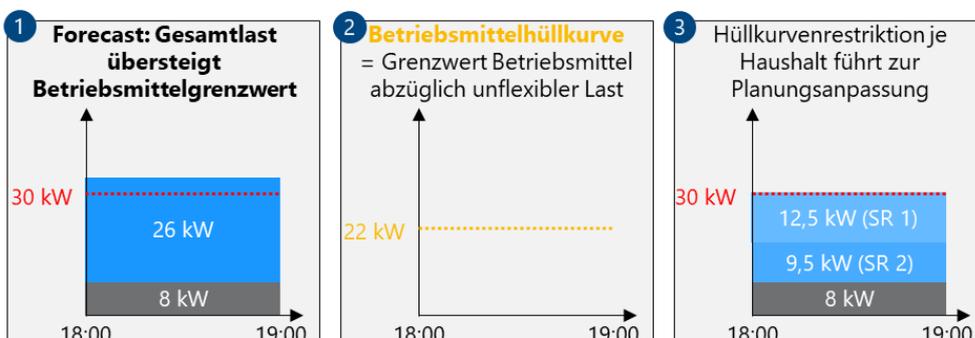
Abbildung 18: Steuerungsvariante "Kunde mit Direktsteuerung"

B. Vereinfachtes Berechnungsbeispiel für das Hüllkurvenkonzept

Das Hüllkurvenkonzept teilt sich in drei Schritte. In Schritt eins werden auf Basis von prognostizierten Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen Engpässe in den nächsten Stunden (z.B. nächste 33,5 Stunden, viertelstündlich) identifiziert. Schritt zwei umfasst die Bildung der Betriebsmittelhüllkurve als Delta von Betriebsmittelgrenzwert und der Summe der prognostizierten unflexiblen Bezugsleistung (Haushaltslasten) mit Wirkung auf eben dieses Betriebsmittel. Schritt drei teilt die Betriebsmittelhüllkurve auf die einzelnen Haushalte bzw. SR auf und meldet dies an dies als Hüllkurvenrestriktion für die flexiblen Lasten an die Aggregatoren, die Ihre Planung daraufhin anpassen. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Berechnungsbeispiel:



Forecast im Voraus [kW]	Haushalt (unflexibel)	Wärmepumpe	Wallbox (E-Auto)	Summe	Installierte Anschlussleistung
SR 1	3	4	11	18	$8^*+6+11=25$
SR 2	5		11	17	$8^*+11 = 19$
Summe	8		26	35	44



*Der Wert 8 kW wurde als konservativer Dummy-Wert für die Anschlussleistung des unflexiblen Haushalts bzw. des Haushaltsstrombezugs genutzt. Dieser Wert ist rein zu Berechnungszwecken genutzt.

Abbildung 19: Vereinfachtes numerisches Beispiel des Hüllkurvenkonzepts

1. Engpassidentifikation für 18 bis 19 Uhr da prognostizierte Gesamtbezugsleistung mit 35 kW größer Betriebsmittelgrenzwert in Höhe von 30 kW ist.
2. Betriebsmittelhüllkurve = 30 kW (Betriebsmittelgrenzwert) - 8 kW (Prognose Haushaltslasten) = 22 kW für 18 bis 19 Uhr.
3. Hinweis: Wäre ein rückspeisebedingter Engpass (zu viel Erzeugung am NSP-Strang) identifiziert worden, wäre die Betriebsmittelhüllkurve im Betrag größer als der Betriebsmittelgrenzwert (z.B. 38 kW statt 22 kW)
4. SR 1 hat 25/44 (57%) und SR 2 hat 19/44 (43%) installierte Anschlussleistung. Berechnung der Hüllkurvenrestriktionen: Damit dürfen 12,5 kW (SR 1) bzw. 9,5 kW (SR 2) von den 22 kW für die flexiblen Lasten genutzt werden. Die Aggregatoren passen die Vermarktung entsprechend (im Vorfeld) an diese Hüllkurvenrestriktionen an. Es ist zu beachten, dass der Aufteilungsschlüssel in der Pilotierungsphase PKME nochmals genau untersucht und ggf. angepasst werden soll.

C. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ziele dieser Studie und Aufgaben von PKME im Zeitverlauf	VI
Abbildung 2: Überblick über die Instrumente des komplementären marktbasieren Engpassmanagements	3
Abbildung 3: In den kommenden Jahren wird ein Hochlauf der Elektromobilität sowie von Wärmepumpen in Deutschland erwartet – die Integration der Niederspannungsflexibilitäten in das Engpassmanagement kann in in einer Pilotierungsphase rechtzeitig erprobt werden, bevor der Hochlauf abgeschlossen ist (vereinfachte Darstellung)	4
Abbildung 4: Ziele dieser Studie und Aufgaben der Pilotierungsphase PKME im Zeitverlauf	6
Abbildung 5: Komplementärer marktbasierter Redispatch und Hüllkurvenkonzept als weitere Bausteine des künftigen Engpassmanagements	11
Abbildung 6: Mögliche Auslegung des Hüllkurvenkonzeptes am Beispiel der Limitierung für die Bezugsleistung von flexiblen Anlagen	13
Abbildung 7: Initialer Zuschnitt der Netzgebiete für die PKME-Pilotprojekte zum komplementären marktbasieren Redispatch	16
Abbildung 8: Illustrativer Ablauf im marktbasieren Redispatch auf Basis des aktuellen Zielbildes	20
Abbildung 9: (Fiktive, rein illustrative) Darstellung im Rahmen eines Vertragsabschlusses (z.B. im Kontext eines Lieferantenwechsels) für einen Aggregator, der die LF- und EIV-Rolle einnimmt und die Teilnahme am komplementären marktbasieren Redispatch anbietet.	23
Abbildung 10: Darstellung wesentlicher Zusammenhänge zwischen Anlagen und Marktrollen im Aggregatorenkontext (kein vollständiges Bild) – LF vereinfachend inklusive deren BKV dargestellt.	24
Abbildung 11: Prozesskategorien bzw. Zweck des Datenaustausches sowie beispielhafte Datenprozesse	26
Abbildung 12: Überblick des Abruf- und Bilanzierungsprozesses im Zielmodell (mit Bilanzierung auf Basis von Werten)	28
Abbildung 13: Übersicht der Datenaustausche und Schnittstellen zur Realisierung von PKME	31
Abbildung 14: Mögliche Auslegung der Fahrplanvorgaben und Messwerterfassung bei Direktsteuerung in der Ziellösung	34
Abbildung 15: Mögliche Auslegung der Fahrplanvorgaben und Messwerterfassung bei EMS-Steuerung der Ziellösung	35
Abbildung 16: Überblick des Abruf- und Bilanzierungsprozesses in der SLP-Übergangslösung	38
Abbildung 17: Steuerungsvariante "Kunde mit EMS-Steuerung"	45
Abbildung 18: Steuerungsvariante "Kunde mit Direktsteuerung"	45
Abbildung 19: Vereinfachtes numerisches Beispiel des Hüllkurvenkonzeptes	46

D. Literaturverzeichnis

- Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH; 50Hertz Transmission. (12. Juli 2023). *NEP 2027/2045* (2023). Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf abgerufen
- Blumberg, G., Broll, R., & Weber, C. (2022). The impact of electric vehicles on the future European electricity system – A scenario analysis. *Energy Policy*.
- BSI. (17. 09 2021). *TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. Von https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen
- Bundesnetzagentur. (3. 4 2023). *Bericht zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/RedispatchBericht2021.pdf?__blob=publicationFile&v=8 abgerufen
- Eicke, A., Hirth, L., & Mühlenpfordt, J. (14. 03 2024). *Mehrwert dezentraler Flexibilität*. Von Kurzstudie im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.): https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Pressebereich/2024-021-Dezentrale_Flexibilitaet/Kurzstudie-Mehrwert_dezentraler_Flexibilitaet-ZVEI-Neon.pdf abgerufen
- Erhart, K.-M., Eicke, A., Hirth, L., Ocker, F., Ott, M., Schlecht, I., & Wang, A. R. (Dezember 2022). *Congestion Management Games in Electricity Markets - Discussion Paper*. Von <https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp22060.pdf> abgerufen
- Heilmann, E., Klemp, N., Hufendiek, K., & Wetzel, H. (2022). *Long-term Contracts for Network-supportive Flexibility in Local Flexibility Markets*. Kassel/Stuttgart.
- Hirth, L., Schlecht, I., & Mühlenpfordt, J. (30. 04 2021). *Leistungsbasierter Redispatch - Möglichkeiten und Grenzen der freiwilligen Teilnahme von Lasten am Redispatch auf Basis von Kapazitäts-Zahlungen*. Berlin: (unveröffentlicht).
- Klemp, N., Guthoff, F., Häbig, P., Heilmann, E., Schulz, M., & Hufendiek, K. (2021). *Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten?* Stuttgart.
- Lehman, M., Niklas, S., Kardel, J., Schuster, H., & al, e. (23. 1 2023). *Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration von Elektromobilität*. Von smartes-laden.eu: https://smartes-laden.eu/wp-content/uploads/2023/01/20230123_Elli-Mitnetz-E-Bridge-Bericht-Untersuchungen_Elli.pdf abgerufen
- Lehmann, M., Schirmer, N., Kardel, J., Schuster, H., & al, e. (2023). *Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige - Bericht zur Pilotdemonstration und weiteren Simulationsergebnissen zur Konzepterprobung*. Bonn.
- Neon, & Constentec. (2019). *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen
- Prognos; vbw. (Februar 2024). *Strommarktdesign für einen wettbewerbsfähigen Standort*. Von Strommarktdesign für einen abgerufen
- Schneller, D. C. (2022). *Redispatch 3.0 - Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch nach*. Von https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/b/6/4/7/b64732771150cee4d9e4fcce9fb09141ebaf42bd/220827_Rechtsgutachten_Redispatch_3.0_clean.pdf abgerufen
- TenneT, TransnetBW, & E-Bridge. (2022). *Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign*.

E. Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
ANB	Anschlussnetzbetreiber
anfNB	Anfordernder Netzbetreiber
BK	Beschlusskammer
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
CR	Cluster Ressourcen
dnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
EMS	Energiemanagementsystem
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EV	Elektromobile
FSV	Freiwillige Selbstverpflichtung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KI	Künstliche Intelligenz
KWEP	Kraftwerkseinsatzplan
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LF	Lieferant
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NB	Netzbetreiber
NKK	Netzbetreiberkoordinationskonzept
NZA	Netzzustandsanalyse
PLADA	Planungsdaten
PV	Photovoltaik
RD	Redispatch
RDD	Redispatch-Dimensionierung
RD-MOL	Redispatch-Merit-Order-Liste
RDV	Redispatch-Vermögen
SBS	Stationäre Batteriespeicher
SG	Steuergruppe
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SoC	Speicherfüllstand / State of Charge
SR	Steuerbare Ressource
SteuNA	Steuerbarer Netzanschluss
TR	Technische Ressource
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpen
wRDV	Wärmegebundenes Redispatch-Vermögen

KOMPETENZ
IN ENERGIE

