

Der unIT-e² KOALA

Ein anreizbasierter Mechanismus zur Koordination netzorientierter Steuerungsvorgänge

Gefördert durch:



UN | IT | E²

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Der unIT-e² KOALA

Ein anreizbasierter Mechanismus zur Koordination netzorientierter Steuerungsvorgänge

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

UN | IT | E²

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Konzeptpapier aus dem Projekt unIT-e²

Der unIT-e² KOALA - Ein anreizbasierter Mechanismus zur Koordination netzorientierter Steuerungsvorgänge

Veröffentlicht am

08.02.2024

Autor:innen

Vincenz Regener (vregener@ffe.de)

Dr. Simon Köppl

Dr. Tobias Klarmann

Dr. Johannes Hilpert

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsführer

Dr.-Ing. Christoph Pellingner

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Projektpartner

Stiftung Umweltenergierecht

Bitte zitieren als

FfE (2024): Der unIT-e² KOALA - Ein anreizbasierter Mechanismus zur Koordination netzorientierter Steuerungsvorgänge

DOI:

Förderkennzeichen 01MV21UN11



Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	6
1 Ausgangssituation	7
1.1 Weiterführende Flexibilitätskonzepte für die Niederspannung	8
1.1.1 Zeitvariable Netzentgelte	8
1.1.2 Flexibilitätsmärkte	8
1.1.3 Quotenmodelle	9
1.2 Bedarf für eine Koordinierungs-funktion in der Niederspannung	9
2 Konzeptbeschreibung KOALA	10
2.1 Kapazitätsauktionen als Umkehrung herkömmlicher Flexibilitätsmärkte	10
2.2 Dauerhafte Flexibilitäts-kontrahierung über eine Regulierung der unbedingten Anschlussleistung	11
2.3 Flexibilitätsanreize aus Teilnehmendenperspektive	12
2.4 Involvierte Akteure und Prozesse	13
2.5 Prozessablauf	14
2.6 Zeitliche Dimension und der Bedarf für verlässliche Netzzustandsprognosen	15
2.7 Anreize zur Teilnahme und Verwendung der Auktionserlöse	16
3 Rechtliche Umsetzbarkeit des KOALA	18
3.1 Einheitliche Betrachtung der zweistufig konzipierten Maßnahme	18
3.2 Anwendbarer Rechtsrahmen	18
3.3 Vereinbarkeit mit EU-Recht	19
3.4 Vereinbarkeit mit dem nationalen Recht	19
3.4.1 Einordnung in der Maßnahmenreihenfolge	19
3.4.2 Allgemeines Kostenoptimierungsgebot	20
3.4.3 § 14c EnWG als einschlägige Rechtsgrundlage	20
3.5 Ausgestaltungs Kompetenzen im Rahmen von § 14c EnWG	21
3.6 Rechtliche Bewertung der Optionen zur Erlösverwendung	21
4 Zusammenfassung & Ausblick	23
4.1 Wertversprechen des KOALA	23
4.1.1 Nutzerseitig	23
4.1.2 Netzseitig	23
4.1.3 Volkswirtschaftlich	24
4.2 Weiterentwicklungen für das Engpassmanagement höherer Ordnung	24
Anhang	26

Kurzzusammenfassung

Der Hochlauf neuer elektrischer Verbraucher stellt insbesondere in den Niederspannungsnetzen eine große Herausforderung dar. Notfallmechanismen, die im Rahmen des § 14a EnWG durch die Bundesnetzagentur spezifiziert werden, sollen die Netze zwar kurzfristig stabilisieren, beinhalten aber keine Koordinierungsfunktion und nehmen damit eine ineffiziente Allokation in Kauf. In diesem Beitrag wollen wir daher einen marktbasierten Koordinationsmechanismus vorstellen, der im Rahmen des Projekts unIT-e² entwickelt wurde und die bestehenden Konzepte in dieser Hinsicht als freiwilliges Instrument ergänzen soll.

Kapitelübersicht

1

Ausgangssituation

Das erste Kapitel gibt einen Überblick über die aktuelle Diskussion zur Koordination von Flexibilitäten in der Niederspannung, geht auf bestehende Lösungsvorschläge ein und evaluiert deren jeweilige Stärken und Schwächen.

2

Konzeptbeschreibung

Im zweiten Kapitel wird das angestrebte Konzept in Gänze erläutert. Beginnend mit den grundlegenden konzeptionellen Bausteinen werden im weiteren Verlauf auch die Geschäftsbeziehungen und der prozessuale Ablauf detailliert vorgestellt.

3

Recht

Im dritten Kapitel wird die Vereinbarkeit des KOALA-Konzepts mit dem europäischen und deutschen Recht geprüft. Dabei geht es auch um Aspekte der Diskriminierungsfreiheit sowie der einschlägigen Rechtsgrundlagen als Anknüpfungspunkte.

4

Zusammenfassung & Ausblick

Das vierte Kapitel fasst die Mehrwertversprechen des KOALA-Konzepts aus Perspektive der unterschiedlichen Stakeholder noch einmal zusammen und gibt einen Ausblick auf mögliche konzeptionelle Weiterentwicklungen zur Adaption für das Engpassmanagement höherer Ordnung.

1 Ausgangssituation

Das Projekt unIT-e² hat sich zum Ziel gesetzt, die Geschäftsmodelle der Elektromobilität und die Bedürfnisse der Kund:innen mit den netz-technischen Anforderungen zu harmonisieren. Mit den verschiedenen betrachteten Use-Cases im Projekt sollen neue Erlösmöglichkeiten für die Kund:innen erschlossen werden, um die wirtschaftliche Attraktivität von Elektrofahrzeugen zu steigern. Gleichzeitig will das Projekt dazu beitragen, die Netz- und Systemstabilität durch den Einsatz intelligenter Ladestrategien zu erhöhen.

Intelligente Ladestrategien werden genutzt, um bspw. am Intraday-Markt zu handeln oder auch Regelleistung und Redispatch zu erbringen – zwei Aufgaben, die bisher vornehmlich von konventionellen Kraftwerken übernommen wurden. Die Vermarktung der Systemdienstleistungen übernehmen im Zielbild von unIT-e² kommerzielle Aggregatoren, die eine Vielzahl an Fahrzeugen poolen. Somit wird der bürokratische Aufwand für die Endkund:innen minimiert.

Die zuvor geschilderten Use Cases stellen jedoch immer auch eine potenzielle Belastung für das Niederspannungsnetz dar. Die Verteilnetze sind in ihrer Struktur historisch gewachsen und bislang nicht für den enormen Hochlauf der E-Mobilität in Deutschland ertüchtigt. Durch hohe Ladeleistungen verglichen mit den meisten anderen elektrischen Verbrauchern im Haushalt, besteht das Risiko, dass das Netz bei hohen Ladegleichzeitigkeiten bspw. hervorgerufen durch Preissignale eines überregionalen Stromtarifs enorme Lastspitzen verkraften muss. Der notwendige Ausbau der Netze wird dem Hochlauf der Elektromobilität und elektrischen Wärmepumpen jedoch nicht im notwendigen Tempo folgen können.

Zudem ist ein Netzausbau „auf das letzte Kilowatt“ sehr kapitalintensiv und würde durch steigende Netzentgelte letztendlich zu höheren Strompreisen bei den Endkund:innen führen. Stattdessen sind Verteilnetzbetreiber bestrebt, Lastspitzen von Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmepumpen abzufangen und die Netzauslastung zu vergleichmäßigen.

Um einer Überlastung der Niederspannungsnetze entgegenzuwirken, treten im Januar 2024 zwei auf eine novellierte Fassung des § 14a Abs. 1 EnWG gestützte Festlegungen in Kraft. Die Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (BK6-22-300) und die daran anknüpfende Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG ([BK8-22/010-A](#)). Die vor den Festlegungen ausschließlich zur Anwendung gekommene Regelung aus § 14a Abs. 2 EnWG besagt lediglich, dass Netzbetreibern jenen Endverbrauchern, die ihnen das Recht zur netzorientierten Steuerung im Engpassfall eingeräumt haben, im Gegenzug ein reduziertes Netzentgelt berechnen.

In ihrer Festlegung (BK6-22-300) hat die BNetzA ausgeführt, dass als Auslöser für einen Steuereingriff eine konkrete Überlastungssituation im Rahmen einer Netzzustandsermittlung festgestellt werden muss. Solange der Netzbetreiber für eine verlässliche Netzzustandsermittlung nicht die nötigen Daten besitzt, kann er bis spätestens Ende 2028 und nicht länger als 24 Monate sowie maximal zwei Stunden am Stück und pro Tag, Gebrauch von der präventiven Steuerung auf Basis von Planungsdaten machen. Ein Steuereingriff ist dabei immer durch die Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) zur Behebung von Gefährdungen oder Störungen durch den Netzbetreiber gekennzeichnet. Es werden jedoch pro SteuVE 4,2 kW unbedingter Leistungsbezug zugestanden, der von jeglichen Steuereingriffen ausgenommen bleibt. Bei größeren Wärmepumpen und Klimaanlageanlagen über 11 kW Anschlussleistung erhöht sich der jeweilige Mindestbezug. Bei mehreren SteuVE pro Netzanschluss kommen gestaffelte Gleichzeitigkeitsfaktoren zum Einsatz. Die Teilnahme ist für Besitzer:innen von SteuVE verpflichtend, auch wenn einige verbraucherseitige Übergangsregelungen vorgesehen sind. Im Gegenzug müssen alle teilnehmenden Letztverbraucher:innen keine Ablehnung oder Verzögerung des Netzanschlusses wegen mangelnder Netzkapazität fürchten.

1.1 Weiterführende Flexibilitätskonzepte für die Niederspannung

Zumindest in Ergänzung zu einem reinen Notfallmechanismus fordert das Unionsrecht in Art. 32 der Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie und Art. 13 der Elektrizitäts-Binnenmarktverordnung grundsätzlich den Einsatz diskriminierungsfreier marktgestützter Verfahren für das Engpassmanagement. Diese sollen es möglich machen, über marktliche Anreize eine Lastverschiebung zu erreichen, um Engpässe präventiv zu vermeiden. Steuerungseingriffe wie sie in der BK6-22-300 Festlegung vorgesehen sind, sind daher rechtfertigungsbedürftig und genügen – alleine – auf Dauer nicht den unionsrechtlichen Vorgaben. Im Rahmen von Forschungsprojekten sind bereits verschiedene anreizbasierte Mechanismen in Diskussion. Eine konkrete Ausgestaltung bspw. des § 14c EnWG steht bislang jedoch noch aus.

1.1.1 Zeitvariable Netzentgelte

Ein Konzept, das in diesem Zuge immer wieder als Vorschlag angeführt wird und auch in der Festlegung BK8-22-010-A der BNetzA explizit gefordert wird, sind zeitvariable Netzentgelte. Dabei soll sich die Netzbelastung in den Netzentgelten widerspiegeln, sodass Verbraucher angereizt werden, den Leistungsbezug zu Zeiten geringerer Netzbelastung zu verschieben. Die aktuelle Festlegung sieht jedoch lediglich mehrere Zeitfenster mit drei Preisstufen vor. Die Zeitfenster und Preisstufen sollen kalenderjährlich festgelegt werden und für das gesamte Netzgebiet gelten. Es soll sich dabei jedoch nicht um hochdynamische Tarife handeln, welche an die tatsächliche Auslastung in einzelnen Netzsträngen angepasst werden, da zum jetzigen Zeitpunkt die für die dynamische Berechnung erforderliche Transparenz in der Niederspannung an vielen Stellen nicht gegeben ist. Es handelt sich vielmehr um „statisch variable“ Netzentgelte, welche die notwendige Betriebserfahrung auf dem Weg in ein durch volatile Erzeugung dominiertes Versorgungssystem ermöglichen soll.

Kritik: Bei einer Ausgestaltung mit geringer zeitlicher und ohne örtliche Auflösung der Preissignale sind zeitvariable Netzentgelte kaum in der Lage, zielgerichtet einzelnen Netzengpässen in der Niederspannung entgegenzuwirken. Durch Preissignale, die ein ganzes Netzgebiet betreffen, werden Gleichzeitigkeiten nicht aufgehoben, sondern es wird stattdessen im schlimmsten Fall eine Rampenwirkung erreicht, wenn eine Vielzahl von Lasten beim Wechsel vom HT in die NT-Preisstufe parallel die Leistung erhöhen. Auch dynamische hochaufgelöste Netzentgelte stehen vor dem Problem, dass bei Preisspreizungen im Bereich

von wenigen ct/kWh die Anreizwirkung des Instruments leicht von gegenläufigen Preissignalen aus dem Intraday-Markt überlagert werden. Für die Netzbetreiber ist es daher vorab nahezu unmöglich festzustellen, ob eine Anpassung der Netzentgelte die gewünschte Netzentlastung bewirkt. Erschwerend kommt hinzu, dass nicht der Netzbetreiber die Notwendigkeit des Einsatzes dieses Instruments bestimmen kann, sondern dass es eine freiwillige Option für den Kunden ist. Da aktuell nur Letztverbraucher Netzentgelte über ihren Lieferanten an den Netzbetreiber entrichten, zielt dieses Konzept lediglich auf lastseitige Flexibilität ab.

1.1.2 Flexibilitätsmärkte

Flexibilitätsmärkte sind ein konkreter Vorschlag für die Ausgestaltung des § 14c EnWG, nach dem Verteilnetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren beschaffen müssen. Teilnehmende bieten auf diesen Märkten ihre Flexibilität als Abweichung von einer Baseline an. Diese Angebote kann der zuständige Netzbetreiber bei Bedarf kontrahieren und die Flexibilitätsanbieter erhalten im Gegenzug eine Vergütung. Die Opportunitätskosten sind gerade bei Lasten durch Externe schwer zu bestimmen und bieten diesen Märkten eine Möglichkeit, Flexibilitätsoptionen zu incentivieren, da alle Teilnehmenden ihre individuellen Angebote bestimmen können. Die Optionen können dabei kurzfristig abgestimmt auf die Dauer des Engpasses oder langfristig kontrahiert werden. Letzteres soll den Aufwand der Gebotsabgabe bei den Anbietern und auch beim Netzbetreiber bei der Kontrahierung minimieren. Durch die marktliche Allokation schaffen Flexibilitätsmärkte eine Koordination des Flexibilitätsangebots zwischen verschiedenen Domänen, die marktlich organisiert sind. Haben Anschlussnutzer beispielsweise die Wahl, ihre Flexibilität entweder für netzorientierte Zwecke oder für Systemdienstleistungen anzubieten, werden sie dort verkauft, wo ihre Flexibilität den höchsten Wert hat und sie den besten Preis erzielen können. Prinzipiell können über diese Märkte sowohl last- als auch erzeugungsseitige Flexibilitätspotenziale erschlossen werden.

Kritik: Bei Flexibilitätsmärkten mit kurzfristiger Kontrahierung werden Flexibilitätsanbieter konkret dafür entlohnt, einen Engpass zu beheben. Kritiker dieser Modelle argumentieren, dass die Flexibilitätsanbieter an den vorgelagerten Energiemärkten Fahrpläne anmelden könnten, die Netzengpässe verschärfen, nur um sich am nachgelagerten Flexibilitätsmarkt für die Behebung des Engpasses vergüten zu lassen. Die Auswirkungen des sogenannten Inc-Dec-Gamings sind zwar umstritten, jedoch ist die grundsätzliche

Problematik unwiderlegt. Bei Märkten mit einer langfristigen Kontrahierung kann das Problem mitigiert werden, da die Vergütung der Teilnehmenden nicht von einer konkreten Engpassituation abhängt. In diesem Fall sind die Teilnehmenden jedoch mit einer ähnlichen Situation konfrontiert wie beim Konzept der netzorientierten Steuerung nach der Festlegung BK6-22-300. Der Netzbetreiber erhält über die Kontrahierungsdauer Eingriffsrechte für den Engpassfall, sodass kurzfristige Änderungen ihrer Opportunitätskosten ggf. nicht mehr berücksichtigt werden können.

1.1.3 Quotenmodelle

Quotenmodelle beruhen auf der Idee, bei einem drohenden Engpass für steuerbare Anlagen in dem betroffenen Gebiet eine präventive Leistungsquote zu bestimmen, um die Leistung entweder um einen gewissen Prozentsatz zu erhöhen oder zu verringern. Im Gegensatz zur netzorientierten Steuerung gemäß der Festlegung BK-6-22-300 handelt es sich dabei in der Regel jedoch nicht um ein ad hoc-Signal, sondern um eine Hüllkurve mit gewisser Vorlaufzeit, um die Planungssicherheit der Anlagenbetreiber zu verbessern. Dabei kann die Umsetzung der angekündigten Quote für die Teilnehmenden entweder verpflichtend oder freiwillig sein, was dementsprechend unterschiedliche Vergütungsformen erfordert. Verpflichtende Quotenmodelle können mit einem Sekundärmarkt gekoppelt werden, sodass die Betroffenen untereinander Flexibilität handeln können, um Ineffizienzen der Zuteilung durch Wettbewerb zu mindern. Dadurch können manche Teilnehmenden, falls nötig, Überziehungsrechte von anderen Prosumern erwerben, die mit ihrem Lastgang die Quotierung nicht vollständig ausreichen.

Kritik: Der nachgelagerte Sekundärmarkt bei einem Quotenmodell, bei dem Anschlussnutzer Überziehungsrechte an andere Teilnehmende veräußern können, bietet vergleichbare Möglichkeiten für strategisches Bieterverhalten wie kurzfristige Flex-Märkte, da auch hier aus der Engpassbehebung Kapital geschlagen werden kann. Da der Teilnehmendenkreis dieser Märkte nur auf engpasswirksame Anschlüsse begrenzt ist, ist die Liquidität oftmals begrenzt, was die Ausübung von Marktmacht begünstigt. Zudem bergen Quotenmodelle oftmals den Nachteil, dass die Teilnehmenden über ihre eigene Prognose Einfluss auf ihre Abregelung nehmen können. Da sich die Quotierung prozentual auf ihre eigene prognostizierte Leistung auswirkt, besteht ein Anreiz, höhere Leistungen anzumelden als tatsächlich erforderlich. Quotierungen, die sich lediglich auf die installierte Leistung beziehen, umgehen dieses Problem, müssen aber in der Regel auf konservative Annahmen zur Gleichzeitigkeit

zurückgreifen und führen dadurch zu einer stärkeren Abregelung.

1.2 Bedarf für eine Koordinierungsfunktion in der Niederspannung

Vor dem Hintergrund des rapiden Hochlaufs neuer elektrischer Verbraucher in den Verteilnetzen sind Notfallmaßnahmen wie die Steuerungseingriffe gemäß der Festlegung BK-6-22-300 als ultima ratio zur Stabilisierung der Netze unverzichtbar. Jedoch können diese Steuerungseingriffe den Leistungsspielraum der betroffenen Anschlussnutzer kurzfristig einschränken, die Rentabilität energiewirtschaftlicher Use Cases schmälern und bei Kritikern die Angst vor Komforteinbußen schüren. Ließen sich die Steuerungseingriffe jedoch so koordinieren, dass die Anschlussnutzer mit besonders hohen Opportunitätskosten (bspw. hoher Reichweitenbedarf oder attraktive offene Vermarktungsposition) geringere Einschränkungen erfahren, könnten insgesamt Wohlfahrtsgewinne realisiert werden.

Für Koordinationszwecke sind zeitvariable Netzentgelte, wie sie aktuell diskutiert werden, nicht geeignet, da sich die variablen Opportunitätskosten bei einzelnen Verbrauchern kaum mit statischen Zeitfenstern und Preisstufen akkurat erfassen lassen. Hochdynamische Tarife bieten in dieser Hinsicht zwar zusätzliche Möglichkeiten, sind in der Umsetzung aber komplex und bergen immer die Gefahr, von marktlichen Signalen überlagert zu werden. Direkte marktbasierende Flexibilitätbeschaffung hingegen besitzt über den Marktpreis eine inhärente Koordinationsfunktion nicht nur zwischen den Marktteilnehmenden, sondern auch zu anderen Märkten, wie bspw. dem Intraday-Markt. Jedoch bergen diese Flexibilitätsmärkte oder der Sekundärmarkt bei Quotenmodellen die Gefahr von strukturellen Fehlanreizen für die Flexibilitätsanbieter und der Ausnutzung von Marktmacht.

Wir wollen mit diesem Papier daher ein Konzept präsentieren, das netzorientierte Steuerungseingriffe kosteneffizient koordiniert und die bekannten Schwachstellen marktbasierter Ansätze weitestmöglich kompensiert.

2 Konzeptbeschreibung KOALA

Das unIT-e² KOALA-Konzept baut auf den Festlegungen der BNetzA zu § 14a EnWG auf und koordiniert den Flexibilitätseinsatz im (prognostizierten) Engpassfall auf Basis marktlicher Prinzipien. Es ist folglich kein Gegenentwurf zur netzorientierten Steuerung, sondern eine optimierende Ergänzung.

Bei der Flexibilitätskoordination setzt das Konzept auf kurzfristige Auktionen, die es den Marktteilnehmenden ermöglichen, eine Zahlungsbereitschaft für verfügbare Leistung auf Grundlage ihrer unmittelbaren Opportunitätskosten auszudrücken. Hierdurch lassen sich Leistungsbeschränkungen bspw. in einem Netzstrang bedarfsgerecht verteilen bzw. allokieren. So erklärt sich auch das Projektkronym: „**Ko**ordinations- und **Al**lokations**al**gorithmus für Flexibilität“

Jedoch sollen die Teilnehmenden nicht für jeglichen Leistungsbezug bei einer Auktion bieten müssen. Stattdessen soll analog zur Festlegung vom November 2023 eine unbedingte Leistungsspanne von 4,2 kW je SteuVE für die Teilnehmenden reserviert werden. Skalierungsfaktoren für Großwärmepumpen sowie gestaffelte Gleichzeitigkeitsfaktoren bei mehreren SteuVE pro Netzanschluss gelten analog. Der Grundbedarf für steuerbare Verbraucher bliebe somit abgesichert. Reguläre Haushaltsverbräuche wären ohnehin von der Regelung ausgenommen, da sie nicht die Kriterien einer SteuVE erfüllen. Gleichzeitig erhalten Verteilnetzbetreiber (VNB) Spielraum für wirksames Engpassmanagement. Über diese dauerhaften Steuerungsrechte auf die SteuVE können VNBs im Engpassfall einen netzorientierten Schonbetrieb sicherstellen und die Marktteilnehmenden sollen über kurzfristige Auktionen zu einem gewissen Grad zusätzliche Leistungsreserven erwerben können, die über den jeweiligen Mindestbezug hinausgehen. Das bedeutet allerdings nicht, dass der Netzbetreiber über

den notwendigen Umfang hinaus Leistungen reduziert.

Die genaue Ausgestaltung des Auktionsmechanismus und der dauerhaften Flexibilitätskontrahierung aus Abbildung 2-1 sowie ihr Zusammenspiel werden in den folgenden Abschnitten im Detail erläutert.

2.1 Kapazitätsauktionen als Umkehrung herkömmlicher Flexibilitätsmärkte

Marktbasierte Ansätze bieten die Möglichkeit, Flexibilitäten für das Engpassmanagement zu nutzen, deren Kosten den VNBs nicht bekannt sind. Dies ist möglich, da die Flexibilitätsanbieter ihre Opportunitätskosten in ihre kurzfristigen Gebote einpreisen können. Diese Marktformen setzen jedoch voraus, dass Flexibilität explizit als Produkt definiert wird, was die Berücksichtigung einer Vielzahl von Merkmalen und Randbedingungen erforderlich macht. Diese Komplexität spiegelt sich auch in den Anforderungen an die Gestaltung des Allokationsmechanismus und der zugehörigen Lösungsalgorithmen wider.



Abbildung 2-2: Umkehrung der klassischen Beziehungen auf einem Flexibilitätsmarkt

Um Komplexität zu reduzieren, haben wir uns entschieden, das herkömmliche Flexibilitätsmarkt-Design umzukehren und wie in Abbildung 2-2 dargestellt Netzkapazitäten statt Flexibilität als Produkt zu handeln. Damit wird eine netzseitige Koordinationsplattform (KOALA) zum Anbieter, welcher die verfügbaren Netzkapazitäten versteigert, während die Anschlussnutzer als Käufer auftreten. Die Auktionen werden weiter vereinfacht, da Netzkapazität im Gegensatz zu Flexibilität ein homogenes Gut darstellt, das keine Attribute oder Beschränkungen aufweist, die eine Kaufentscheidung beeinflussen könnten. Im Vergleich zu Flexibilitätsmärkten, wo ein zentrales Allokationsproblem mit verteilten Nebenbedingungen (lokal bei den

langfristig:

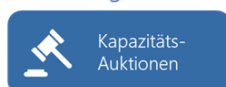


Flexibilitäts-Kontrahierung

Planungssicherheit für die Netzführung



kurzfristig:



Kapazitäts-Auktionen

Berücksichtigung individueller Opportunitätskosten

Abbildung 2-1: KOALA als Zusammenspiel langfristiger und kurzfristiger Elemente

Anschlussnutzern) gelöst werden muss, sorgen die Auktionen dafür, dass die Anschlussnutzer sich selbst optimieren und lediglich die Netzkapazität als globale Nebenbedingung vorgegeben wird.

Die Gesamtsumme der netzwirksamen Leistungsreduktionen bei den Anlagenbetreibern ändert sich im Engpassfall, verglichen mit der Festlegung der BNetzA, jedoch nicht. Sie kann lediglich über das Auktionsverfahren nach volkswirtschaftlichen Kriterien verteilt werden, statt prozentual auf alle Anlagen gleich zu wirken. Dazu ist eine unbedingte (Mindest-)Leistung als Bezugspunkt notwendig. Alle Kapazitäten darüber bis zum Belastungslimit werden im Rahmen des KOALAs entsprechend der Zahlungsbereitschaft verteilt. Für den Fall, dass die Teilnehmenden einen geringeren Leistungsbedarf anmelden oder niemand eine Zahlungsbereitschaft kommuniziert, kann die (verbleibende) Zuteilung zu gleichen Teilen stattfinden, sodass Steuereingriffe bezogen auf das betroffene Netzgebiet immer nur im notwendigen Umfang erfolgen. Werden die Kapazitätsauktionen nicht benötigt oder genutzt, ändert sich für die Teilnehmenden im Ergebnis folglich nichts gegenüber dem Modell der netzorientierten Steuerung aus der Festlegung BK6-22-300.

Da die Kapazität kurzfristig gehandelt wird, bleibt der zentrale Vorteil von Flexibilitätsmärkten, die persönlichen Opportunitätskosten über ein Gebot auszudrücken, erhalten. Damit bleibt auch die Fähigkeit zur Koordination zwischen verschiedenen Domänen intakt. Bei der Vermarktung eines bidirektionalen EV auf dem Intraday-Markt kann man so beispielsweise entscheiden, ob die erwarteten Vermarktungseinnahmen die zusätzlichen Kosten einer netzseitigen Kapazitätsauktion überwiegen. Da die Ausschreibung begrenzter Netzkapazität jedoch dafür sorgt, dass der Knappheitspreis eine Barriere darstellt, ist nicht zu befürchten, dass der netzseitige Flexibilitätsbedarf von marktseitigen Preissignalen überlagert werden kann. Auch bei sehr günstigen Strompreisen, die durch variable Tarife weitergegeben werden, ist so sichergestellt, dass Gleichzeitigkeiten limitiert werden und die Netze stabil bleiben.

Allerdings entsteht durch die Umkehrung von Angebots- und Nachfrageseite auch kein Anreiz mehr für die Teilnehmenden, Engpässe zu provozieren, in der Hoffnung, dafür vergütet zu werden. Dadurch, dass im Engpassfall allen Auktionsteilnehmern nur höhere Kosten drohen, fallen Arbitragemöglichkeiten weg und grundsätzliche Fehlanreize für Inc-Dec-Gaming werden ausgehebelt.

2.2 Dauerhafte Flexibilitätskontrahierung über eine Regulierung der unbedingten Anschlussleistung

Wir haben im vorherigen Abschnitt die Grundidee von Netzkapazitätsauktionen erläutert und einige Vorteile gegenüber herkömmlichen Flexibilitätsmärkten aufgezeigt. Dennoch sind diese Auktionen nur ein Teil der Lösung, denn per se bieten sie keine finanziellen Anreize, sondern zunächst zusätzliche Kosten für die betroffenen Anschlussnutzer. Das Konzept baut daher darauf, dass bereits ein Mechanismus zur netzorientierten Steuerung für die Betreiber von SteuVE existiert und diese über Netzentgeltreduktionen für die Teilnahme finanziell vergütet werden (§ 14a EnWG). Die im vorherigen Abschnitt geschilderten Auktionen sollen die bestehenden Festlegungen nun um ein marktbasierendes Element erweitern. Dies ist jedoch als freiwilliges Add-on zu den bestehenden verpflichtenden Regelungen gedacht.

Daher schlagen wir vor, die Versteigerung von Netzkapazität mit derselben unbedingten Anschlussleistung zu kombinieren, wie sie die BNetzA in ihrer Festlegung vorsieht. Lediglich Leistungen, die über diese unbedingte Anschlussleistung hinausgehen, wären im vorgeschlagenen Modell Teil der Kapazitätsauktionen. Dadurch erhält der VNB die Möglichkeit, im Engpassfall jederzeit auf ein zugesichertes implizites Flexibilitätspotenzial zurückzugreifen, um das Netz stabil zu halten. Im Gegenzug erhalten die Anschlussnutzer im Sinne der Festlegung BK8-22/010-A eine Vergütung in Form reduzierter Netzentgelte (bspw. „Stabilitätsprämie“) und zusätzlich über das zuvor geschilderte Auktionsformat Möglichkeiten zur marktlichen Optimierung. Mittel- bis langfristig wäre dieser Ansatz auch mit einem kapazitätsorientierten Entgeltsystem kombinierbar, das die Netzkostenwirkung besser abbildet als das aktuelle arbeitspreisfokussierte System und den Haushalten zusätzliche Entscheidungsspielräume eröffnet. In dem Fall wären die 4,2 kW unbedingte Anschlussleistung kein universeller Wert, sondern könnte individuell mit dem Netzbetreiber verhandelt werden.

In jedem Fall führen die Festlegungen zu § 14a EnWG im Gegensatz zu kurzfristigen Flexibilitätsmärkten zu einem deutlich reduzierten bürokratischen Aufwand bei der Engpassbehebung, da die Teilnehmenden nicht erst explizite Gebote abgeben müssen. Sie könnten jedoch – und hier kommen die Kapazitätsauktionen ins Spiel – über das KOALA Modell ihre gegenwärtigen Opportunitätskosten geltend machen. Das bedeutet, der Netzbetreiber muss seine Engpassbewirtschaftung nicht kurzfristig organisieren,

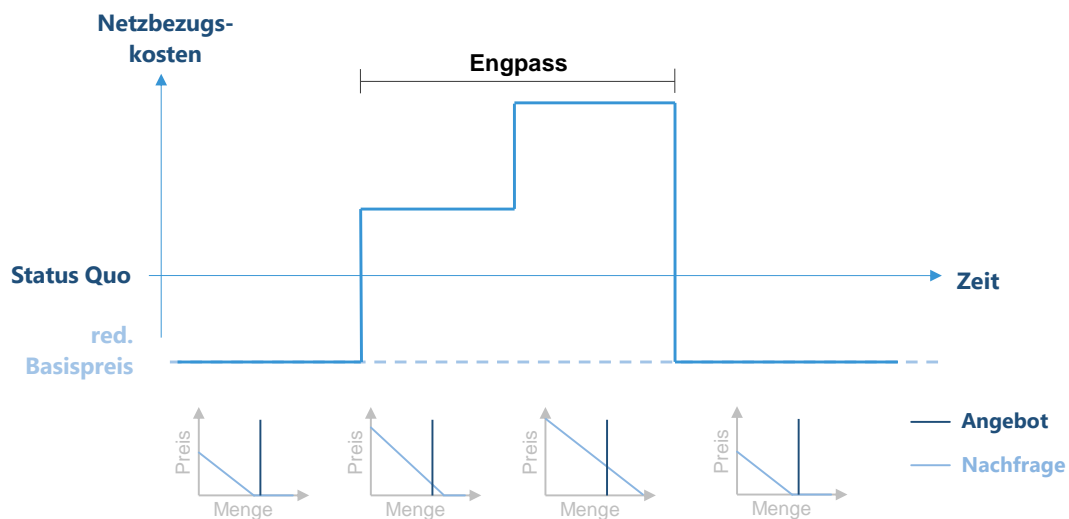


Abbildung 2-3: Preissignal in Abhängigkeit der aktuellen Nachfrage nach verfügbaren Netzkapazitäten.

allerdings können sich Anschlussnutzer kurzfristig die Steuerungsrechte zurückkaufen, um höhere Leistungen zu ersteigern. Damit können auch die Bedenken von Fahrzeughalter:innen ausgeräumt werden, bei akutem Mobilitätsbedarf keine ausreichende Reichweite vorzufinden.

2.3 Flexibilitätsanreize aus Teilnehmendenperspektive

Aus dem vorgestellten Konzept ergibt sich für die Teilnehmenden ein substanzieller Anreiz zur Lastverschiebung. Das reduzierte Netzentgelt, das im Gegenzug für die Einschränkung der unbedingten Anschlussleistung gewährt wird (BK8-22/010-A), stellt in engpassfreien Zeiten eine finanzielle Besserstellung gegenüber dem Status Quo für nicht steuerbare Verbraucher dar. Im Engpassfall übersteigt nun die Nachfrage nach Netzkapazität das vorhandene Angebot. Da die verfügbare Netzkapazität physikalisch bedingt ist und keine Preissensitivität aufweist, ist sie in Abbildung 2-3 als senkrechte Linie dargestellt. Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bestimmt im Engpassfall den aktuellen Knappheitspreis für das betroffene Netzgebiet. Dieser wird jedoch nicht, wie im Fall von zeitvariablen Netzentgelten, zentral durch den Netzbetreiber, sondern von der Nachfrageseite bestimmt und liegt der Markttheorie folgend genauso hoch, dass sich eine optimale Netzauslastung ergibt. Durch die Abfrage der Zahlungsbereitschaft über Auktion ergibt sich ein finanzieller Anreiz, der dafür sorgt, dass exakt der kritische Leistungsbezug in engpassfreie Zeiten verschoben wird. Die Kurve des Preissignals besitzt also vergleichbare Charakteristika zu

zeitvariablen Netzentgelten, ist aber im direkten Vergleich das präzisere Werkzeug.

Steigt die Leistungsnachfrage weiter an, führt dies nicht direkt zu einer höheren Netzbelastung. Stattdessen führt dies bei einem unelastischen Angebot an Netzkapazität zunächst zu einem höheren Preis, bis wieder ein Gleichgewicht hergestellt ist. Somit wird sichergestellt, dass die Lastspitze nicht nur verschoben, sondern zwangsläufig geglättet wird. Sinkt die Leistungsnachfrage wieder ab und die Engpasssituation löst sich auf, sinken auch die Auktionspreise wieder, bis die Teilnehmenden bei einem freien Netz wieder nur den reduzierten Basispreis zahlen.

Der konkrete Preismechanismus ist aktuell noch Gegenstand weiterführender Diskussionen. Zweitpreisauktionen können insofern für die Teilnehmenden vorteilhaft sein, weil in diesem Fall das erste abgelehnte Gebot statt dem letzten bezuschlagten Gebot den Preis setzt. Dadurch sind generell geringere Zahlungen zu erwarten und die Betreiber laufen nicht Gefahr, einen zu hohen Preis zu zahlen, weil sie die Marktsituation in ihrem eigenen Gebot falsch eingeschätzt haben.

Die marktliche Allokation von Netzkapazitäten funktioniert deshalb, weil Anschlussnutzer in bestimmten Fällen eine gewisse Mehrzahlungsbereitschaft für Anschlussleistung zeigen. Diese Preiselastizität ist durch die diagonalen Nachfragekurven in Abbildung 2-3 verdeutlicht. Konkret konnte die Universität Passau in einer bevölkerungsrepräsentativen [Studie](#) erheben, dass knapp die Hälfte der Befragten bereit wäre, kurzfristig mehr für höhere Ladeleistungen an ihrem privaten Ladepunkt zu bezahlen.

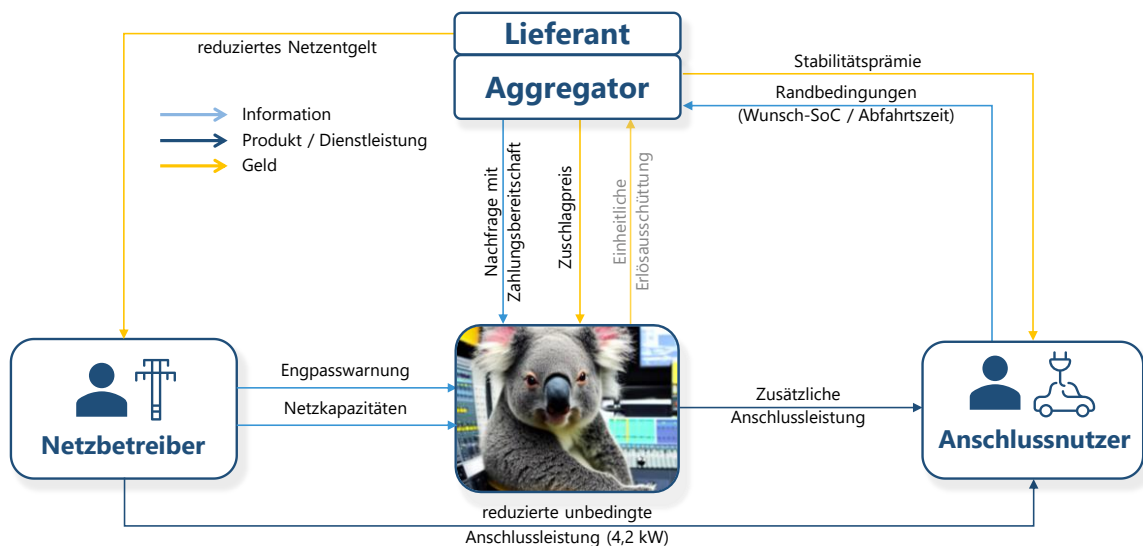


Abbildung 2-4: Professionelle Marktakteure übernehmen die Interaktion für die Anschlussnutzer. Aufgrund der Vielzahl an möglichen Varianten wird die Beziehung zwischen Aggregator und Lieferant nicht explizit dargestellt.

Da das Preissignal sich direkt aus den Opportunitätskosten ergibt, kann dieses gleichzeitig ein zusätzlicher Indikator für den existierenden Netzausbaubedarf sein. Es sollte nämlich nicht entscheidend sein, wie häufig ein Netzbetreiber in einem bestimmten Netzstrang eingreifen muss, sondern welche Kosten er dabei bei den betroffenen Anschlussnutzern verursacht. So wäre es z. B. denkbar, dass in einem Netzstrang besonders viele Elektrofahrzeuge mit langen Standzeiten vorhanden sind, sodass auch häufige Leistungsreduzierungen dort unbemerkt bleiben. Da sich das auch in niedrigeren Geboten für Netzkapazität widerspiegelt, könnte der Netzbetreiber das Netz stattdessen in anderen Gebieten priorisiert ausbauen.

2.4 Involvierte Akteure und Prozesse

Um einen Überblick über die Geschäftsdienste und Prozesse zu erhalten, stellt Abbildung 2-4 das KOALA-Konzept im e3-Value Modell dar.

Das Modell veranschaulicht die beteiligten Akteure und deren Interaktion. Das Dreieck aus Netzbetreiber, Anschlussnutzer und Energielieferant stellt die grundsätzlichen Beziehungen dar, wie sie § 14a EnWG vorsieht. Der Anschlussnutzer räumt dem Netzbetreiber das Recht ein, seine Anschlussleistung temporär bedarfsorientiert bis auf maximal 4,2 kW zu reduzieren und erhält dafür ein reduziertes Netzentgelt. Dies wird jedoch durch den zuständigen Lieferanten entrichtet, der die Ersparnis über eine Stabilitätsprämie, welche sich in einem reduzierten Strompreis widerspiegelt, an den Anschlussnutzer weitergibt.

Im Zentrum dieses Dreiecks positioniert sich der KOALA, der insbesondere Kommunikationsschnittstellen zum VNB aber auch zu Energielieferanten und anderen Vermarktern besitzt, die in den Liegenschaften aktiv sind. Im Zielbild wickeln diese Akteure auf Basis der Kundeninformationen die Auktionen für den Anschlussnutzer ab. Da sie ohnehin über die Randbedingungen und Optimierungsgrößen der Anschlussnutzer informiert sind, sollten sie in der Lage sein, den Leistungsbedarf hinreichend genau zu bestimmen und entsprechend an den Kapazitätsauktionen teilzunehmen. Um konkurrenzfähig zu sein, müssen sie ihren Kund:innen (den Anschlussnutzern) die bestmöglichen finanziellen Konditionen bei möglichst geringen Komforteinbußen bieten. Die Vergütung für den Anschlussnutzer ergibt sich am Ende des Abrechnungszeitraums aus der Differenz zwischen den reduzierten Netzentgelten, den gezahlten Auktionspreisen und ggf. einer einheitlichen Erlösausschüttung, welche in Kapitel 2.7 detaillierter thematisiert wird. Die Vermarkter haben daher einen Anreiz, für ihre Kund:innen Netzkapazitäten bedarfsgerecht zu ersteigern. Eine Leistungsprognose der Vermarkter über den KOALA an den Netzbetreiber stellt eine optionale Erweiterung dar, um die Netzberechnung beim VNB zu unterstützen.

Für einen Betrieb der KOALA-Plattform kommen verschiedene Modelle in Frage. Generell wäre jedoch eine bundesweit einheitliche Lösung für alle Netzgebiete anzustreben, um die benötigten Schnittstellen für alle involvierten Netzbetreiber und Marktakteure auf ein Minimum zu reduzieren. Eine Option wäre, dass die BNetzA ein Unternehmen oder Behörde mit

der Implementierung und dem Betrieb der Plattform beauftragt und damit sicherstellt, dass ihre Anforderungen an die Plattform umgesetzt werden. Alternativ wäre auch denkbar, dass bestehende Plattformen für den börslichen Stromhandel um die benötigten Funktionalitäten erweitert werden. Wie bei der Plattform regelleistung.net könnte auch der gemeinsame Betrieb durch mehrere VNB mittels eines Joint Ventures eine Option sein. In diesem Fall muss jedoch sichergestellt werden, dass die im Rahmen der Auktionen fließenden Zahlungsströme keine Interessenskonflikte provozieren können. Das Thema wird daher gesondert in Absatz 2.7 beleuchtet.

2.5 Prozessablauf

Für die Auktionsverfahren in Kombination mit einer unbedingten Anschlusskapazität pro SteuVE schlagen wir im Detail folgenden Prozessablauf analog zu Abbildung 2-5 vor:

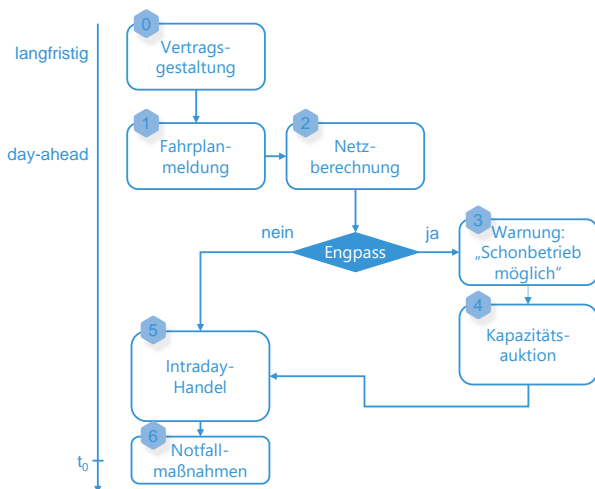


Abbildung 2-5: Ablaufdiagramm für das KOALA-Konzept

0. Unabhängig von einer konkreten Engpasssituation wird die unbedingte Anschlusskapazität zwischen Netzbetreiber und Anschlussnutzer einheitlich auf 4,2 kW pro SteuVE festgelegt (wobei die genannten Ausnahmen für Großwärmepumpen gelten). Besitzt der Anschlussnutzer mehrere SteuVE, müssen zusätzliche Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt werden, die der VNB festlegt.

1. Beim zuständigen Netzbetreiber gehen Fahrplanmeldungen und Einspeiseprognosen volatiler Erzeuger ein.

2. Auf Basis dieser Daten, Netzzustandsdaten aus intelligenten Messsystemen, Annahmen und historischen Daten können zukünftig Netzberechnungen

des VNB eine Leistungsüberlastung an einem bestimmten Bauteil oder eine Spannungsbandverletzung in einem Netzstrang mit begrenzter Genauigkeit prognostizieren.

3. Liegt keine kritische Netzbelastung vor, können die Akteure im Netzgebiet „Auf der Kupferplatte“ agieren. Im Fall eines prognostizierten Engpasses wird eine Warnung vom KOALA an die betroffenen Haushalte übermittelt, mit der Ankündigung, ihre Anschlussleistung für eine bestimmte Zeit ($T_{\text{Schonbetrieb}}$) gegebenenfalls auf die Mindestkapazität (Schonbetrieb) reduzieren zu müssen. Dies gibt ihnen die Möglichkeit, ihren Leistungsbezug in Verhältnis zur Netzbelastung atypisch umzuplanen. Der Zeitraum wird durch den Netzbetreiber über die prognostizierte Überlast und die zu erwartende Grundlast analog zu Abbildung 2-6 abgeschätzt. Dies geschieht, sobald Vorhersagen zum Netzzustand vorliegen, idealerweise jedoch mit mindestens 24 Stunden Vorlauf zum prognostizierten Engpass. Die Verlässlichkeit der Prognosen ist in diesem Fall nicht entscheidend, da hierdurch noch keine tatsächlichen Hüllkurven versendet werden, sondern zunächst nur eine Engpasswarnung ausgesprochen wird. Somit kann der Netzbetreiber diesbezüglich nicht in die Haftung genommen werden. Bei vorliegenden Prognoseunsicherheiten sollte die Dauer des Schonbetriebs durch den Netzbetreiber tendenziell länger angesetzt werden, um kritische Nachholeffekte zu unterbinden.

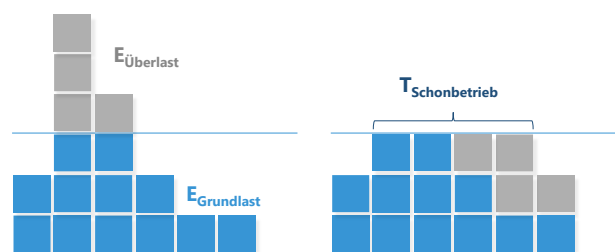


Abbildung 2-6: Schematisches Vorgehen zur Bestimmung des Schonbetriebs

4. Bei gegebener Engpassprognose werden innerhalb von $T_{\text{Schonbetrieb}}$ kurzfristig (Vorschlag: $t_0 - 15$ min) Auktionen über verfügbare Netzkapazitäten (in kW) für die voraussichtliche Engpassdauer initiiert. Der Zeitraum wird dabei in handelbare Zeitscheiben von 15 Minuten unterteilt. Es obliegt den Aggregatoren, den Energiebedarf ihrer Kund:innen auf die gehandelten Zeitscheiben herunterzubrechen. Wird der Schonbetrieb durch den Netzbetreiber zu lange angesetzt, fallen die Auktionspreise, wie in Abbildung 2-3 dargestellt, wieder auf null, sodass die Betreiber lediglich ein überflüssiges Gebot abgeben mussten, nicht aber unnötig im Leistungsbezug eingeschränkt werden.

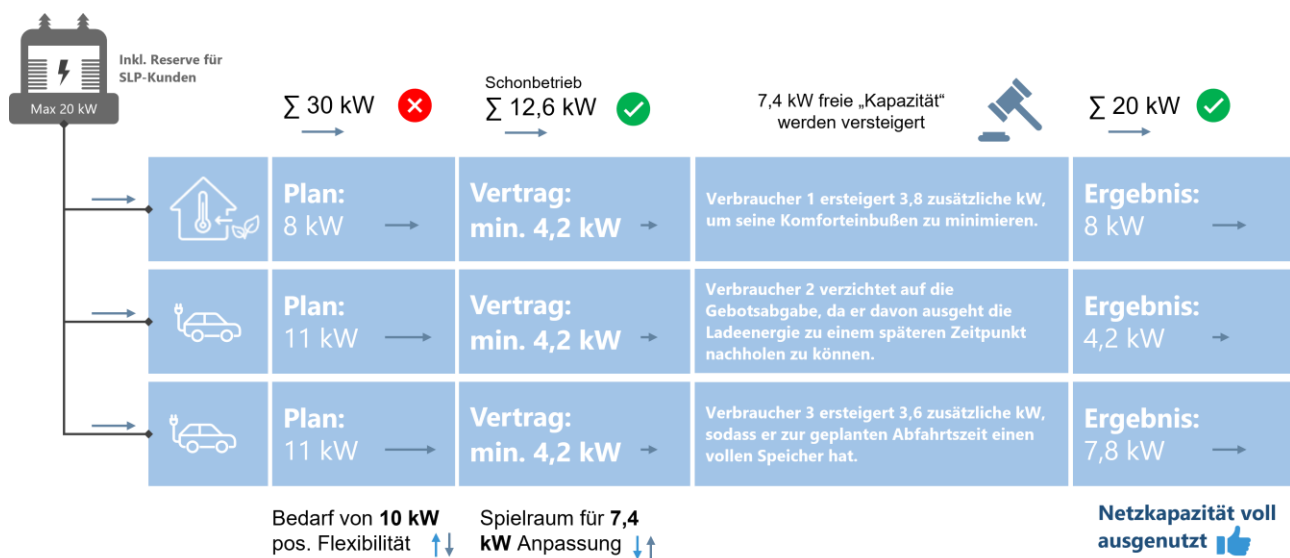


Abbildung 2-7: Exemplarische Darstellung des KOALA Konzepts an einem MS/NS Trafo mit drei teilnehmenden SteuVE. Die Trafo-Dimensionierung wurde dabei bewusst gering gewählt, um das Zahlenbeispiel möglichst einfach zu halten.

4.1. Die mindestens für die Auktion verfügbaren Netzkapazitäten in kW ergeben sich i. d. R. aus der Differenz zwischen netzseitiger Leistungsgrenze (abzüglich Reserve für Nichtteilnehmende nach Standardlastprofil) und der Summe der vertraglich festgelegten minimalen Anschlussleistungen. Da in Niederspannungsnetzen häufig eine Übersicherung vorliegt, kann der zuständige Netzbetreiber bei der Bestimmung der auktionierten Kapazitäten mit Gleichzeitigkeitsfaktoren arbeiten. Ein solcher Fall ist in Abbildung A-0-1 im Anhang detailliert erläutert.

4.2. Die netzseitige Leistungsgrenze ist für die Auktion nicht zwangsläufig ein statischer Wert, da weitere volatile Erzeuger oder stochastische Verbraucher im Engpassgebiet angeschlossen sein können, deren Leistungsfluss der VNB berücksichtigen muss. Es empfiehlt sich daher, bei Unsicherheiten bspw. durch fehlende Messeinrichtungen die verfügbare Netzkapazität mit einem Sicherheitsfaktor zu belegen. (Abbildung A-0-2 im Anhang).

4.3. Die teilnehmenden Anschlussnutzer bzw. ihre Aggregatoren ersteigern freie Kapazitäten entsprechend ihrer persönlichen Zahlungsbereitschaft, bis das Kontingent ausgeschöpft ist. So wird die Netzauslastung optimiert.

5. Mit den ersteigerten Netzkapazitäten für die nächsten 15 Minuten können die betroffenen Anschlussnutzer (oder besser ihre zuständigen Aggregatoren) ihre Anlagen bedarfsgerecht betreiben oder bspw. am kontinuierlichen Intradayhandel partizipieren, ohne ungeplante kurzfristige Steuerungseingriffe befürchten zu müssen.

6. Der Bedarf für Notfallmaßnahmen durch den Netzbetreiber sollte durch das präventive Vorgehen signifikant verringert werden. Manifestiert sich dennoch ein Engpass, bleiben die Befugnisse des VNB zu dynamischen ad-hoc Steuerungseingriffen bestehen. In diesem Fall können die Anschlussnutzer, die ihre Kapazitäten nachweislich überzogen und den Engpass entgegen ihren Zusagen verursacht haben, ex post pönalisiert werden.

Zum besseren Verständnis stellt Abbildung 2-7 das Konzept anhand eines Zahlenbeispiels dar.

2.6 Zeitliche Dimension und der Bedarf für verlässliche Netzzustandsprognosen

Alle netzseitigen Eingriffe, die nach dem Börsenhandel stattfinden, bergen das Risiko, dass bereits platzierte Handelspositionen nicht erfüllt werden können. Daher streben wir eine präventive Engpasswarnung mehrere Stunden oder bereits am Vortag an, um den teilnehmenden Anschlussnutzern oder ihren Vermarktern die Möglichkeit zu geben, geplante Vermarktungsoptionen frühzeitig auf engpassfreie Zeiten zu verschieben. Die Qualität der Engpasswarnung hängt dabei entscheidend von den verfügbaren Daten ab. Für die Zukunft sind daher auch Konzepte denkbar, bei denen die Vermarkter frühzeitig eine Leistungsprognose an den VNB senden, um die Netzzustandsprognose zu verbessern. Dies kommt den Vermarktern wiederum in Form präziserer Engpasswarnungen und Auktionsmengen zugute. Hat der

VNB keine Informationen über geplante Leistungsflüsse, muss er gegebenenfalls auf Basis von Schätzungen agieren und die versteigerten Kapazitäten um einen Sicherheitsfaktor reduzieren.

Mit einer frühzeitigen Engpasswarnung ließe sich auch ein Auktionszeitraum am Vortag zum prognostizierten Engpasszeitpunkt realisieren. Dies müsste aber auch durch entsprechende Prognosefähigkeiten in der Netzführung und bei den Marktakteuren unterstützt werden. Der VNB könnte in diesem Fall nur so viele Netznutzungsrechte versteigern, wie am Folgetag garantiert zur Verfügung stehen würden. Müssten die Prognosen korrigiert werden, wären die Auktionsergebnisse ungültig und könnten Schadensersatzansprüche der betroffenen Marktteilnehmer auslösen. Zudem müssen die Marktteilnehmer bereits alle ihre anstehenden Handelspositionen geplant haben, um auf die entsprechenden Netzkapazitäten bieten zu können, was wiederum frühzeitige Festlegungen erfordert und Flexibilität einschränkt.

Wir schlagen daher vor, die Kapazitätsauktionen nach erfolgter Engpasswarnung so nah wie möglich an t_0 durchzuführen, um notwendige Puffer für Prognoseunsicherheiten zu minimieren. Ob sich dazu bspw. 15-minütige Call-Auktionen oder kontinuierliche Auktionen analog zum Intraday-Markt besser eignen, muss in weiterführenden Arbeiten erörtert werden. In jedem Fall erhalten Marktteilnehmer so die Möglichkeit, nach Ankündigung des Netzbetreibers frühzeitig ihren geplanten Verbrauch zu verschieben oder können kurzfristig zusätzliche Netzkapazitäten erwerben, um sich im Engpassfall gegen ad-hoc Eingriffe durch den VNB abzusichern.

Trotz der kurzfristigen Vorlaufzeit soll es sich jedoch um ein präventives Modell für Engpassmanagement handeln, da den Betreibern die Möglichkeit gegeben wird, ihre Leistung eigenverantwortlich anzupassen, statt ein ad-hoc Steuersignal bezogen auf ihren tatsächlichen Leistungsverbrauch umsetzen zu müssen. Dies wird dadurch möglich, dass über die kommunizierte Zahlungsbereitschaft der kurzfristig angemeldete Leistungsbedarf zusätzliche Verbindlichkeit erhält. Im Gegensatz zu bisherigen Quotenmodellen besteht dadurch kein Anreiz mehr, die eigene Leistungsprognose vorsätzlich zu überschätzen, um eine Abregelung zu vermindern. Wer im Engpassfall größere Leistungsreserven für sich beanspruchen möchte, muss auch mit zusätzlichen Kosten rechnen. Mit dem KOALA wird somit der Grundstein für einen Übergang vom reaktiven zum proaktiven Steuerungsansatz gelegt.

2.7 Anreize zur Teilnahme und Verwendung der Auktionserlöse

Nachdem bereits im Rahmen der § 14a EnWG-Festlegungen eine Teilnahmeverpflichtung und verschiedene Modelle zur Netzentgeltreduzierung vorgesehen sind, beinhaltet das vorgestellte Konzept zunächst keine weiteren allgemeinen finanziellen Teilnahmeanreize. Der Teilnahmeanreiz gegenüber den bestehenden Regelungen ergibt sich primär durch die Möglichkeit, über die Auktionsteilnahme kurzfristige Opportunitätskosten geltend machen zu können und so ungeplante Abregelungen zu umgehen. Gleichzeitig müssen sie auch damit rechnen, wenn sie kein Gebot abgeben, im Engpassfall ggf. weniger Leistung zur Verfügung zu haben als bei einer gleichmäßigen Zuteilung, wie sie im Rahmen des Steuerungsmodells in der Festlegung BK6-22-300 vorgesehen ist. Der Ansatz der frühzeitigen Engpasswarnung hängt indes nicht von der individuellen Teilnahmeentscheidung an dem KOALA-Modell ab. Sobald die technischen Möglichkeiten für eine verlässliche Engpassprognose existieren, sollte dieses Instrument alle Betreiber von SteuVE erreichen, um eine präventive Verschiebung ihres Verbrauchs auf Zeiten geringerer Netzbelastung anzureizen.

Nichtteilnehmende dagegen müssen im Engpassfall immer mit kurzfristigen Abregelungen ihrer Anlagen bis auf ihre Mindestleistung rechnen, ohne über die Abgabe eines Gebots darauf Einfluss nehmen zu können. Insgesamt werden Teilnehmende des KOALA-Modells bei der Zuteilung von Netzkapazität jedoch nicht bevorzugt. Für die Nichtteilnehmenden wird weiterhin der ihnen zustehende Leistungsanteil reserviert, sodass sie durch die Einführung eines solchen Konzepts keine Nachteile erfahren. Es kann folglich passieren, dass sie im Rahmen einer gleichmäßigen Zuteilung mehr bedingte Leistung zugesprochen bekommen als KOALA-Teilnehmende, die kein Gebot abgeben und auf das zugesicherte Minimum zurückfallen.

Die Zahlungsströme aus Abbildung 2-4 werfen zwangsläufig die Frage auf, wofür die Erlöse aus den Auktionsteilnahmen verwendet werden. Im unIT-e² Zielbild könnten die Einnahmen für eine Ertüchtigung der Verteilnetze eingesetzt werden, um im Sinne der Verursachergerechtigkeit die Netzausbaukosten auf die Schultern zu verteilen, die das Netz zu Engpasszeiten am stärksten beanspruchen. Die Zahlungen würden somit in einem zentralen zweckgebundenen Netzausbaufonds verwaltet, bis sie in letzter Instanz von den Verteilnetzbetreibern für den Netzausbau eingesetzt werden. Damit kommen sie allen

Verbrauchern zugute, indem sie das Netzentgelt aufkommen mindern.

Alternativ ist auch eine zweite Variante denkbar, welche die Attraktivität des Konzepts für flexible Verbraucher noch deutlich steigern könnte: Die Auktionserlöse werden am Ende der Abrechnungsperiode gleichmäßig unter allen Teilnehmenden als Prämie ausgeschüttet. Im theoretischen Extremfall von nur einem Teilnehmenden, würde dieser seine eigenen Auktionszahlungen somit wieder zurückerstattet bekommen. Insbesondere für Anschlussnutzer, die im Vergleich zur gleichmäßigen Zuteilung der verfügbaren Netz-Restkapazitäten nach den Festlegungen zu § 14a EnWG häufiger oder stärker von Steuereingriffen betroffen sind, weil in ihrem Netzgebiet eine hohe Leistungsnachfrage herrscht, soll so ein Nachteilsausgleich geschaffen werden. Das KOALA Modell bietet so einen größeren Vergütungsspielraum und zusätzliche Wahlfreiheiten gegenüber dem Status Quo:

- **Fall 1:** Weniger flexible Anschlussnutzer können an den Auktionen teilnehmen, um Steuereingriffe zu reduzieren. Diese Ausgaben müssen sie jedoch in ihrem individuellen Saldo mit den Netzentgeltreduzierungen entsprechend der § 14a EnWG-Festlegung verrechnen. Ihre gesamten Einsparungen können gegenüber der gleichmäßigen Zuteilung geringer ausfallen oder sogar die NNE-Reduktionen nach BK8-22/010-A übersteigen.

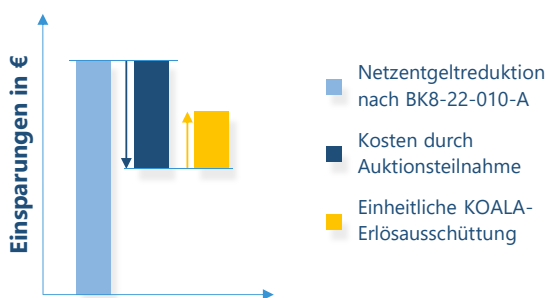


Abbildung 2-8: Qualitativer Saldo für KOALA-Teilnehmende mit überdurchschnittlichen Kosten für die Auktionsteilnahme (Fall 1)

- **Fall 2:** Besonders flexible Anschlussnutzer verschieben ihren Verbrauch proaktiv oder besitzen ohnehin ein atypisches Lastprofil, müssen dadurch nicht an Auktionen teilnehmen und werden durch eine Ausschüttung der Erlöse zusätzlich vergütet. Sie erlangen dadurch einen finanziellen Vorteil im Vergleich mit ihrer Stellung nach den § 14a EnWG-Festlegungen.

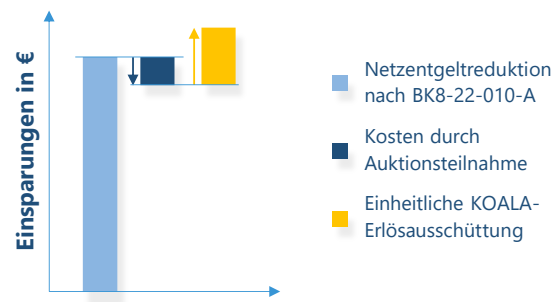


Abbildung 2-9: Qualitativer Saldo für KOALA-Teilnehmende mit unterdurchschnittlichen Kosten für die Auktionsteilnahme (Fall 2)

Durch die Ausschüttung der Auktionserlöse könnten jedoch zumindest theoretisch einzelne Teilnehmende von entstehenden Engpässen profitieren, was die Frage nach möglichen Fehlanreizen aufwirft. Auf regulären Flexibilitätsmärkten nach 1.1.2 können Akteure im Engpassfall auf eine individuelle Vergütung hoffen, sodass sie den potenziellen Erlös durch strategisches Bieten und das Risiko gegeneinander abwägen können. Die einheitliche Erlösausschüttung bei KOALA ergibt sich dagegen aus dem Verhalten aller teilnehmenden Marktakteure in verschiedenen Netzgebieten über den gesamten Abrechnungszeitraum. Das individuelle Risiko durch strategisches Bieten steht somit nur einem verschwindend geringen Einfluss auf den eigenen Erlös gegenüber. Für rational handelnde Akteure versprechen Inc-Dec Strategien im Rahmen des KOALA daher keine Gewinne.

3 Rechtliche Umsetzbarkeit des KOALA

Die in diesem Papier vorgestellte Grundidee des KOALA-Konzepts ist nach überschlägiger Prüfung rechtlich umsetzbar. Es ist nicht ersichtlich, dass das Konzept mit dem bestehenden Rechtsrahmen und insbesondere dem Instrument der netzorientierten Steuerung gemäß den Festlegungen zu § 14a EnWG der Bundesnetzagentur konfligiert. Dies soll im Folgenden näher erläutert werden.

3.1 Einheitliche Betrachtung der zweistufig konzipierten Maßnahme

Das KOALA-Konzept unterscheidet sich von den bislang zur Verfügung stehenden Maßnahmen im Rahmen des Netzsicherheitsrechts. Es handelt sich konzeptionell um eine zweistufige Maßnahme: In einem ersten Schritt werden die Teilnehmenden (zunächst hypothetisch) auf die Mindestbezugsleistung herunterregelt, im zweiten Schritt werden die dann noch verfügbaren Kapazitäten versteigert. Für die rechtliche Bewertung sind diese beiden Schritte jedoch zusammenhängend zu betrachten.

Die hypothetische Herunterregelung im ersten Schritt würde bei einer isolierten Betrachtung eine Einschränkung des Netzzugangs darstellen, welche zumindest potenziell über das in der Festlegung BK6-22-300 für alle Teilnahmeverpflichteten festgelegte Maß hinausgeht. Diese weitergehenden Herunterregelungsmöglichkeiten müssen jedoch zusammen mit der Wahlmöglichkeit der Teilnehmenden betrachtet werden, bei jeder bevorstehenden Abregelung zu entscheiden, ob (1.) über die Kapazitätsauktion weitere Kapazitäten gesichert werden sollen um der Abregelung entgegenzuwirken oder (2.) die zusätzliche Abregelung hingenommen werden soll, in Erwartung einer späteren finanziellen Entschädigung durch die Auskehrung der Auktionserlöse an alle Teilnehmenden am Ende der Abrechnungsperiode. Trotz der zweistufigen Konzeption ist das Konzept deshalb einheitlich zu betrachten und zu bewerten.

3.2 Anwendbarer Rechtsrahmen

Neben dem Rechtsrahmen für Flexibilitäten im Stromsystem ist für die Bewertung des KOALA-Konzepts grundsätzlich auch der Rechtsrahmen zum Netzanschluss bzw. zum Netzzugang in den Blick zu nehmen. Das allgemeine Begriffsverständnis bezieht sich beim Netzanschluss auf die „physikalische Anbindung der Anlage des Kunden zur Entnahme oder Einspeisung von Energie“¹. Der Netzzugang adressiert dagegen die Möglichkeit der Netznutzung. Der Netzanschluss ist folglich eine Voraussetzung für den Netzzugang. Sofern die Anschlussleistung nur in Ausnahmesituationen temporär nicht voll zur Verfügung steht, spricht mehr dafür, die Einschränkung dem Regelungsbereich des Netzzugangs zuzuordnen. Solange Einschränkungen die Ausnahme sind und die Netzanschlussleistung im Regelfall im vollen Umfang zur Verfügung steht, ist die physikalische Netzanbindung nicht in einem Maße betroffen, welche die Annahme einer faktischen Einschränkung tragen würde. Betroffen ist vielmehr nur die tatsächliche Netznutzung, welche übergangsweise eingeschränkt wird.

Die Möglichkeit zur Netznutzung, also der Netzzugang, darf von den Netzbetreibern nur verweigert werden, „soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist“ (§ 20 Abs. 2 S. 1 EnWG). Die Teilnahme am KOALA-Konzept kann unter Umständen zu einem – gegenüber der netzorientierten Steuerung nach der § 14a EnWG-Festlegung – nochmals reduzierten Leistungsbezug führen. Isoliert betrachtet, könnte darin eine (zusätzliche) partielle Verweigerung des Netzzugangsanspruchs („soweit“) gesehen werden. Eine weitergehende Einschränkung des Netzzugangsanspruchs wäre wiederum rechtfertigungsbedürftig.

Da die potenziell weitergehende Einschränkung der Netznutzungsmöglichkeit im Rahmen des KOALA-Konzepts jedoch freiwillig erfolgt, bleibt der Netzzugangsanspruch grundsätzlich unberührt. Das bloße Angebot eines partiellen Anspruchsverzichts (auf

¹ Bourwieg, in: Hellermann/Hermes/Bourwieg, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 17 Rn. 3.

freiwilliger Basis) in Kombination mit den damit einhergehenden erweiterten Nutzungsmöglichkeiten, ist demnach nicht rechtfertigungsbedürftig im Sinne einer Anspruchsbegrenzung.

Die regulatorischen Überlegungen im Folgenden beschränken sich folglich auf die Vorgaben für Flexibilitäten im Stromsystem.

3.3 Vereinbarkeit mit EU-Recht

Das KOALA-Konzept unterfällt als Maßnahme im Bereich des Engpassmanagements dem weitgefassten Redispatch-Begriff aus Art. 2 Nr. 26 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EBM-VO). Darin wird der (EU-)Redispatch definiert als „eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, [die von einem Netzbetreiber] durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen“. Die Vorgaben für den EU-Redispatch gelten nach Art. 13 Abs. 1 und 2 EBM-VO sowohl für den „Redispatch der Erzeugung“ als auch den „Redispatch der Laststeuerung“ und schreiben konkret vor, dass

- der Redispatch auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien erfolgt;
- allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung offensteht, sofern dies technisch machbar ist;
- die Redispatch-Ressourcen unter Nutzung marktbasierter Mechanismen ausgewählt und vergütet werden.

Die unionsrechtlichen Vorgaben zur Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen in Art. 32 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL) sind inhaltlich weitgehend deckungsgleich. Gefordert ist ebenfalls ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Beschaffungsverfahren.

Nach dem KOALA-Konzept steht eine Teilnahme sämtlichen steuerbaren Verbrauchsanlagen aus dem Anwendungsbereich der Festlegung BK6-22-300 offen; es werden also keine potenziellen Teilnehmer aus

² Vgl. Nysten/Hilpert, Markt oder kein Markt? – Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, EnWZ 2021, S. 351 (355).

dem Anwendungsbereich ausgeschlossen. Insoweit ist eine Diskriminierung ausgeschlossen.

Die Teilnehmenden entscheiden sich freiwillig dazu, in einzelnen Fällen ggf. in höherem Umfang abgeregelt zu werden als nach dem Modell in der Festlegung BK6-22-300. Sie erhalten dafür die Möglichkeit, sich von einer „Dimmung“ des Leistungsbezugs über die Auktionen freizukaufen und werden – je nach Ausgestaltung (siehe oben §§ 2.7) – durch die Verteilung der Erlöse aus dem Modell finanziell kompensiert. Sofern individuell kein Interesse an einer Teilnahme besteht, weil entweder keine netzdienliche Lastverschiebung möglich oder keine Bezugsoption oberhalb der gedrosselten, gleichverteilten Kapazitätskapazitäten erwünscht bzw. erforderlich ist, erfolgt keine Schlechterstellung. Es wird weder die Wahrscheinlichkeit einer Drosselung außerhalb des Konzepts erhöht, noch laufen Kosten beim Netzbetreiber auf, die im Wege der Netzentgelte auf die anderen Netznutzer verteilt werden könnten.

Das Konzept selbst führt daher weder zu einer Besser- noch einer Schlechterstellung von Verbrauchern. Ihnen wird lediglich eine zusätzliche Option gegeben, über deren Attraktivität sie vor dem Hintergrund ihrer eigenen Präferenzen und Opportunitätskosten autonom entscheiden. Ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot ist somit nicht ersichtlich.

Die Kapazitätsauktionen stellen schließlich auch einen marktbasierten Mechanismus für die Auswahl und die Vergütung dar². Sofern das Verfahren bei der Umsetzung des Konzepts transparent ausgestaltet wird, sind daher keine Konflikte mit den unionsrechtlichen Vorgaben ersichtlich.

3.4 Vereinbarkeit mit dem nationalen Recht

Das nationale Recht sieht im Bereich der Netzsicherheitsmaßnahmen ein abgestuftes System verschiedener Maßnahmen vor. Im Folgenden soll dargestellt werden, inwieweit das KOALA-Konzept in die bestehende Regulatorik integrierbar ist.

3.4.1 Einordnung in der Maßnahmenreihenfolge

§ 13 Abs. 1 S. 1 EnWG als Ausgangsnorm der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber³ bringt in der Systematik einen Vorrang von netzbezogenen

³ Für Verteilnetzbetreiber ist auf § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG zu verweisen.

Maßnahmen vor marktbezogenen Maßnahmen zum Ausdruck. Netzbezogen sind Maßnahmen, welche der Netzbetreiber ohne Hinzuziehung weiterer Akteure innerhalb des Netzbetriebs treffen kann, während marktbezogene Maßnahmen in den Strommarkt eingreifen⁴. Reichen weder netz- noch marktbezogene Maßnahmen aus, um eine bestimmte Gefährdung oder Störung zu beseitigen (oder stehen sie gar nicht erst zur Verfügung), darf bzw. muss der verantwortliche Netzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG schließlich auch zwangsweise in Erzeugung und Verbrauch eingreifen, um die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

Das KOALA-Konzept ist innerhalb der aufgezeigten Systematik auf der zweiten Stufe, also als marktbezogene Maßnahme, einzuordnen. Er kommt dann zum Tragen, wenn die – vorrangigen – netzbezogenen Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses nicht ausreichen, jedoch vor den Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG – welche nach § 13 Abs. 5 EnWG ohne finanziellen Ausgleich erfolgen⁵.

3.4.2 Allgemeines Kostenoptimierungsgebot

Für sämtliche marktbezogenen Netzsicherheitsmaßnahmen gilt das Kostenoptimierungsgebot aus § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG. Danach sind unterschiedliche marktbezogene Maßnahmen hinsichtlich ihrer Kosten in eine möglichst optimale Reihenfolge zu bringen. Konkret heißt es: „Bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind [...] die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“ Anhand des Wortlauts der Norm lässt sich nicht sagen, ob eine Kostenoptimierung nur innerhalb der jeweiligen Maßnahmentypen gefordert ist (Redispatch nach § 13a EnWG, sonstiger Redispatch, Maßnahmen nach den Festlegungen zu § 14a EnWG usw.), es also ausreicht, die Maßnahmentypen als Ganze in eine kostenoptimierte Reihenfolge zu bringen oder sämtliche Einzelmaßnahmen der einzelnen Maßnahmentypen in eine verzahnte Kostenreihenfolge zu bringen sind (Bezugnahme auf die von verschiedenen Maßnahmentypen betroffenen Anlagen, auf die zugegriffen wird).

Die Gesetzesbegründung zu § 13a EnWG, der den regulatorischen Redispatch regelt, gibt an, dass eine „Gesamtoptimierung“ vorzunehmen und dabei die

⁴ Sötebier, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 13 Rn. 49.

⁵ Assmann, in: Assmann/Peiffer, EnWG, 9. Ed. 2023, § 13 Rn. 79.

⁶ Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des

„insgesamt kostengünstigste Maßnahmenkombination“ zu wählen ist. Dieses Maßnahmen-Kombinationsgebot für die Kostenoptimierung bezieht sich jedoch explizit nur auf den strombedingten Redispatch nach § 13a EnWG. Dort sollen alle Maßnahmen, auf beiden Seiten des Engpasses, in Betracht gezogen werden⁶. Im Umkehrschluss lässt sich daraus folgern, dass wohl eine Verzahnung von unterschiedlichen Maßnahmentypen zumindest nicht zwingend erforderlich ist und es grundsätzlich ausreicht, wenn eine Kostenoptimierung innerhalb des einzelnen Maßnahmentyps erfolgt.

Ein Konflikt mit dem Kostenoptimierungsgebot ist danach nicht ersichtlich. Unabhängig davon, ob die Auktionserlöse über einen Fonds für die Netzertüchtigung verwendet oder an die Teilnehmenden in Form einer Prämie ausgeschüttet werden, um einen Teilnahmeanreiz zu setzen, erhöhen sich die Gesamtkosten im Bereich der netzorientierten Steuerung – als einschlägiger Maßnahmentyp – für die Netzbetreiber letztlich nicht.

3.4.3 § 14c EnWG als einschlägige Rechtsgrundlage

Da das KOALA-Konzept als optionale Ergänzung zur netzorientierten Steuerung konzipiert wird und auch keine (weitergehende) Netzentgeltregelung enthalten soll, ist der normative Anknüpfungspunkt im nationalen Recht wohl die Regelung zur Beschaffung von Flexibilitätendienstleistungen in § 14c EnWG und nicht die netzorientierte Steuerung in § 14a EnWG.

Die Optimierungsoption durch das KOALA-Konzept schränkt die bestehenden Möglichkeiten zur Beschaffung und zum Einsatz von Systemsicherheitsmaßnahmen der Verteilnetzbetreiber (etwa im Sinne von § 14a EnWG) nicht ein. Es besteht also nicht die Gefahr, dass die Systemsicherheitsregelungen für die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Verantwortlichkeiten nach § 14 Abs. 1 und 1c EnWG durch eine Ausgestaltung von § 14c EnWG in Form des KOALA-Konzepts unterlaufen werden⁷; diese bleiben wie in § 14c Abs. 1 S. 2 EnWG vorgeschrieben „unberührt“.

§ 14c EnWG wurde zur Umsetzung von Art. 32 EBM-RL geschaffen und wiederholt inhaltlich die spezifische Vorgabentrias aus Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Marktgestützteit. Da diesbezüglich, wie bereits festgestellt, keine Verstöße ersichtlich sind,

Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, [BT-Drs. 20/8657](#), S. 107.

⁷ Sötebier, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 14c, Rn. 21.

ist auch die Kompatibilität mit dem nationalen Rechtsrahmen zu bejahen.

Aufgrund der Freiwilligkeit bei der Teilnahme sind zudem kein Übergangsvorschriften oder Bestandschutzregelungen erforderlich, um die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme sicherzustellen.

3.5 Ausgestaltungs Kompetenzen im Rahmen von § 14c EnWG

Der bestehende Rechtsrahmen richtet sich hinsichtlich der Flexibilitätsbeschaffung primär an die Netzbetreiber. Diese werden aufgefordert, sich in einem marktgestützten Verfahren Flexibilitätsdienstleistungen „für ihr Netz“ zu beschaffen (§ 14c Abs. 1 EnWG) und „in einem transparenten Verfahren Spezifikationen“ zu erarbeiten (§ 14c Abs. 2 EnWG). Davon abweichend kann die BNetzA jedoch durch Festlegung „Spezifikationen für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen und geeignete standardisierte Marktprodukte vorgeben“ (§ 14c Abs. 3 EnWG).

Die Ausgestaltung des KOALA-Konzepts könnte folglich sowohl bundeseinheitlich durch die BNetzA als auch für einzelne Verteilernetze durch die jeweiligen VNB erfolgen. Ebenfalls denkbar wäre eine Mischform, wie sie in den § 14a EnWG-Festlegungen vorgesehen ist. Danach wird das grundlegende Regelungskonzept von der BNetzA vorgegeben und die Netzbetreiber werden verpflichtet, innerhalb eines bestimmten Zeitraums (bundeseinheitliche) Empfehlungen für einzelne Ausgestaltungsfragen abzugeben, welche von der BNetzA dann genehmigt werden müssen.

3.6 Rechtliche Bewertung der Optionen zur Erlösverwendung

Wie unter Kapitel 2.7 dargestellt, werden im vorliegenden Papier aktuell zwei Optionen diskutiert, wie die Aktionserlöse der Netzbetreiber eingesetzt werden könnten. Zum einen wird vorgeschlagen, die Einnahmen in einen gesonderten „Netzausbaufonds“ fließen zu lassen. Alternativ wird ausgeführt, dass eine Prämie an alle am KOALA Teilnehmenden ausgezahlt werden könnte. Sollte das KOALA-Modell dagegen gar keine Regelung zur Erlösverwendung treffen, verblieben die zusätzlichen Einnahmen beim Netzbetreiber. Bei einer

überschlägigen Prüfung sind aus rechtlicher Sicht keine Hindernisse ersichtlich.

Aus EU-beihilfenrechtlicher Sicht dürfte die Generierung von Einnahmen der Netzbetreiber nicht relevant sein. Nach Art. 107 Abs. 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen. Die Prüfung erfolgt durch die EU-Kommission, bei der entsprechende Maßnahmen zur Prüfung notifiziert werden müssen.

Dies erscheint im Falle des KOALA-Konzepts allerdings nach überschlägiger Prüfung nicht erforderlich. Denn grundsätzlich kann bereits bezweifelt werden, dass das KOALA-Konzept eine staatlich oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe für die Netzbetreiber oder die KOALA-Teilnehmenden beinhaltet. An dem Finanzierungsmechanismus sind keine staatlichen Stellen beteiligt und es werden keine staatlichen Mittel ausbezahlt (siehe Kapitel 2.4 zu den involvierten Akteuren). So würden im Fall, dass die Netzbetreiber die Einnahmen in einem Netzausbaufonds verwenden dürften, zwar Einnahmen für die Netzbetreiber generiert, diese sind aber nicht auf einen staatlichen Finanzierungsmechanismus zurückzuführen. Allein die gesetzliche Verankerung des KOALA-Konzepts reicht für die Annahme einer staatlich oder aus staatlichen Mitteln gewährten Beihilfe nicht aus⁸.

Zusätzlich ist für den Fall, dass die Einnahmen wieder an die KOALA-Teilnehmenden ausbezahlt würden, zu erwägen, dass bei den Netzbetreibern kein beihilfenrechtlich relevanter Vorteil verbleibt. Zwar werden dann wiederum die KOALA-Teilnehmenden begünstigt. Bei diesen dürfte es allerdings an der beihilfenrechtlich erforderlichen Selektivität fehlen, da die Teilnahme am KOALA-Konzept allen von den Festlegungen nach § 14a EnWG erfassten Lasten freiwillig offensteht. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Prämien unter den KOALA-Teilnehmenden (z. B. nach Anzahl der SteuVE, Anschlussleistung oder Verbrauch) wäre schließlich auch die nach Art. 32 Abs. 2 S. 2 EBM-RL und § 14c Abs. 2 S. 1 EnWG gebotene Diskriminierungsfreiheit bei der Ausgestaltung der Maßnahme gewahrt.

⁸ Siehe EuGH C-405/16 P vom 28.03.2019, Rn. 75.

Würden die Einnahmen beim Netzbetreiber verbleiben, so würden diese in den Effizienzvergleich einfließen, da die KOALA-Erlöse in der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) wohl nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu qualifizieren wären; sie wären wohl im Übrigen auch nicht als volatile Kostenanteile zu anzusehen.

4 Zusammenfassung & Ausblick

In den vorherigen Kapiteln wurde ein neuartiges Konzept zur Koordination von Flexibilitäten in der Niederspannung skizziert und auf die rechtliche Umsetzbarkeit hin geprüft. Das folgende Kapitel soll die zentralen Werteverprechen des KOALA-Konzepts zusammenfassen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten aufzeigen.

4.1 Werteverprechen des KOALA

Zur besseren Strukturierung werden die Werteverprechen des Konzepts aus drei verschiedenen Perspektiven geschildert: Anschlussnutzer, Netzbetreiber und volkswirtschaftlich. Die Mehrwerte werden gegenüber dem Status Quo beziehungsweise den bestehenden Flexibilitätskonzepten aus Abschnitt 1.1 erläutert.

4.1.1 Nutzerseitig

Durch die Schaffung eines kurzfristigen Marktmechanismus für netzdienliche Flexibilität kann die Eigenverantwortung der Anschlussnutzer gesteigert werden. Sie erhalten die Möglichkeit, selbst zu entscheiden, für welche Zwecke sie ihre Flexibilität vermarkten oder für den persönlichen Komfort reservieren möchten.

Durch die Kombination von kurzfristigen Auktionen mit einer dauerhaften Entlastung bei den Netzentgelten wird für die Betreiber flexibler Anlagen ein attraktives Vertragsmodell geschaffen, das viele Wahlfreiheiten bietet. Wenn Fahrzeughalter:innen bspw. ihren Verbrauch in engpassfreie Zeiten verschieben, können sie auf Einsparungen gegenüber dem Status Quo hoffen, während sie gleichzeitig die Option behalten (in begrenztem Umfang) auch zu Hochlastzeiten unter Inkaufnahme möglicher Zusatzkosten zu laden.

Die Auktionen, die erst kurz vor dem Erbringungszeitraum t_0 durchgeführt werden, bieten für Anschlussnutzer die Möglichkeit, auf kurzfristige Opportunitäten zu reagieren. Dadurch wird eine kurzfristige Buy-Out-Option geschaffen, die es erlaubt, auch im Engpassfall bspw. die Ladeleistung des Elektroautos über 4,2 kW zu erhöhen.

4.1.2 Netzseitig

Durch die regulatorische Festlegung der unbedingten Anschlussleistung SteuVE wird den Netzbetreibern über die Festlegungen zu § 14a EnWG bereits ein verlässliches Werkzeug an die Hand gegeben, um Engpässe durch den Hochlauf von neuen elektrischen Verbrauchern beheben zu können. Im Regelfall muss der Netzbetreiber das verfügbare Potenzial zur



Engpassbehebung jedoch nicht voll ausschöpfen, so dass ein gewisser Leistungsspielraum für Marktakteure entsteht. Über die kurzfristigen Auktionen wird erreicht, dass nicht mehr Flexibilitätspotenziale gebunden werden, als zur Engpassbehebung zwingend notwendig sind.

Die Auktionen übernehmen im Engpassfall die Koordination des Flexibilitätseinsatzes. Der Netzbetreiber muss lediglich die Belastungsgrenze seiner Betriebsmittel kommunizieren. Die effiziente Alloktion von Netzkapazität auf engpasswirksame Verbrauchseinrichtungen geschieht durch den marktlichen Mechanismus und erfüllt damit gleichzeitig unionsrechtliche Vorgaben zur marktlichen Beschaffung.

Durch die resultierenden Auktionspreise können Netzbetreiber einen Überblick erhalten, wo unzureichende Netzkapazität hohe Kosten bei Anschlussnutzern und Vermarktern verursacht. Bei der Entscheidung, wo es sinnvoll sein könnte, das Netz auf das letzte kW auszubauen oder wo Kappungsgrenzen vertretbar sind, können diese Informationen in die Netzausbauplanung mit einfließen, wobei mögliche Verzerrungen in der Zahlungsbereitschaft berücksichtigt werden müssen.

4.1.3 Volkswirtschaftlich

Das Konzept liefert mit seinen marktlichen Elementen die Fähigkeit zur Optimierung nach volkswirtschaftlichen Kriterien. Das Marktgleichgewicht sorgt zum einen dafür, dass Netzkapazität wohlfahrtsmaximierend unter allen Interessenten verteilt wird. Zum anderen wird ein Ausgleich zwischen anderen energiewirtschaftlichen Domänen geschaffen, die heute schon marktlich organisiert sind, sodass die Flexibilität dort eingesetzt wird, wo sie den höchsten Wert besitzt.

Tritt ein Engpass auf, werden Flexibilitätsanbieter nicht konkret für die Engpassbehebung vergütet, sondern müssen stattdessen durch die Kapazitätsauktion mit zusätzlichen Kosten rechnen. Dadurch entfällt jeder Anreiz, wie bei Inc-Dec Strategien den Engpass durch Verzerrung des eigenen Gebots zu verstärken oder erst hervorzurufen. Zudem ist das Modell weniger anfällig für illiquide Märkte und die Ausübung von Marktmacht. Zwar kann es vorkommen, dass in einem Netzstrang nur wenige engpasswirksame Anschlussnutzer liegen, Preise können sie gegenüber dem Netzbetreiber dennoch nicht diktieren, da sie lediglich als Nachfrager auftreten.

Das Konzept nutzt durch die Einbindung von Vermarktern eine Reihe bestehender Schnittstellen und bietet mehrere regulatorische Anknüpfungspunkte, (§ 14a, § 14c EnWG) ohne eine zusätzliche

Teilnahmeverpflichtung vorzusehen. Dadurch wird sichergestellt, dass eine flächendeckende Einführung des Konzepts keine disruptiven Umstrukturierungen benötigt.

4.2 Weiterentwicklungen für das Engpassmanagement höherer Ordnung

Das Konzept wurde konkret entwickelt, um die Regelungen in den Festlegungen zu § 14a EnWG um ein marktliches Koordinationselement zu bereichern. Die Anwendung fokussiert sich daher zunächst explizit auf steuerbare Verbraucher in der Niederspannung.

Dennoch kann das vorgestellte Konzept insbesondere auch mit einer überarbeiteten Netzentgeltsystematik harmonisieren, die den Fokus stärker auf Kapazitätspreise setzt. In einem solchen System würden Anschlussnutzer statt der allgemein gültigen 4,2 kW mit dem Netzbetreiber individuell für einen Zeitraum von ein bis drei Jahren verhandeln. Damit können sich unflexible Anschlussnutzer im Engpassfall dauerhaft gegenüber Steuereingriffen absichern oder können ggf. hohe Kosten durch Teilnahme an Kapazitätsauktionen vermeiden. Flexible Anschlussnutzer hingegen könnten durch niedrige Dimensionierung ihrer unbedingten Anschlussleistung zusätzliche Kosten einsparen und darauf setzen, sich im Notfall kurzfristig über die Auktionen einzudecken.

Sollte sich für die höheren Netzebenen beispielsweise im Rahmen eines „Redispatch 3.0“ marktbasierter Flexibilitätbeschaffung durchsetzen, stellt das vorgeschlagene Auktionsformat ebenfalls eine sinnvolle Erweiterung dar. Um strategisches Bieten zu unterbinden, müsste ein Großteil der Flexibilität über Langfristkontrakte erfasst werden. Da jedoch im Regelfall nicht das gesamte kontrahierte Flexibilitätspotenzial zur Engpassbehebung erforderlich ist, kann ein solches Auktionsverfahren helfen, den tatsächlichen Abruf zu koordinieren. Als Referenzwert gilt in diesem Fall nicht mehr die Obergrenze von 4,2 kW aus der Niederspannung, sondern die individuelle positive oder negative Leistungsvorhaltung, die der Anbieter mit dem Netzbetreiber vereinbart hat (Zahlenbeispiel in Abbildung A-0-3 im Anhang). Durch diese Verallgemeinerung wird es außerdem möglich, mit dem Konzept bspw. Zuschaltlasten zu erfassen, um auf einspeisebedingte Engpässe zu reagieren.

Wie gelingt die echtzeitfähige Koordination
von Flexibilitäten in der Niederspannung?

**Eine resiliente Koordinationsfunktion kann
durch eine Umkehrung des klassischen
Designs von Flexibilitätsmärkten, flankiert
durch passende regulatorische
Weiterentwicklungen geschaffen werden.**

Anhang

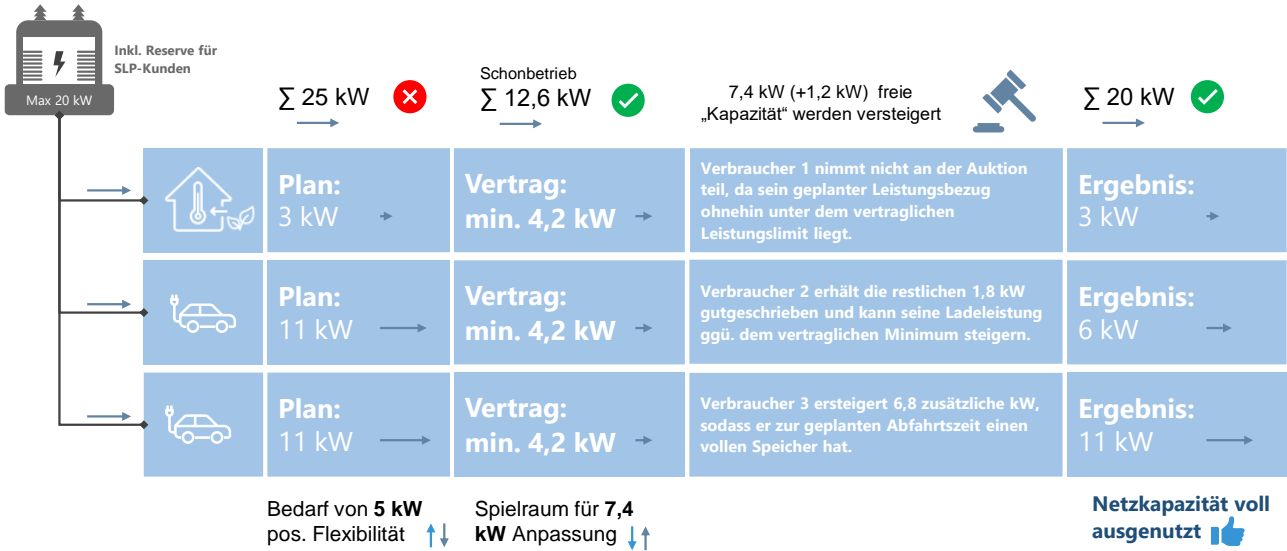


Abbildung A-0-1: Sonderfall Übersicherung - Der Netzbetreiber versteigert ein kW mehr als gesichert, da er davon ausgeht, dass nicht alle Teilnehmenden das Leistungslimit vollständig ausnutzen, sondern er einen Gleichzeitigkeitsfaktor unter 1 anlegen kann. Gerade bei einer höheren Anzahl an SteuVE in einem Netzgebiet werden Gleichzeitigkeitsfaktoren dafür sorgen, dass ein Großteil der Anschlussnutzer ohnehin unter 4,2 kW bleibt, sodass der Netzbetreiber mehr Spielraum erhält, die Netzauslastung weiter zu optimieren.

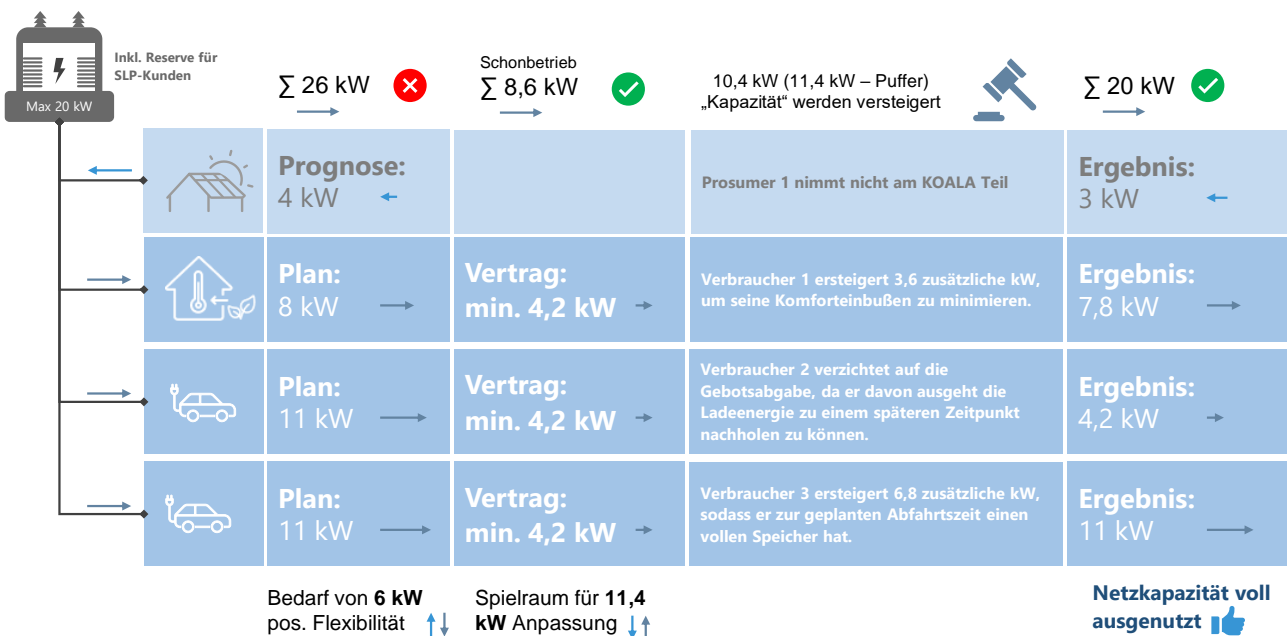


Abbildung A-0-2: Sonderfall volatile Erzeugung - Der Netzbetreiber kann aufgrund der volatilen Erzeuger im Gebiet die freie Netzkapazität nicht gesichert bestimmen. Es gehen daher etwas weniger Kapazitäten in die Auktion, als laut Prognose verfügbar. So wird verhindert, dass bei Unsicherheiten bspw. durch fehlende Messeinrichtungen im schlimmsten Fall Auktionsergebnisse revidiert werden müssten.

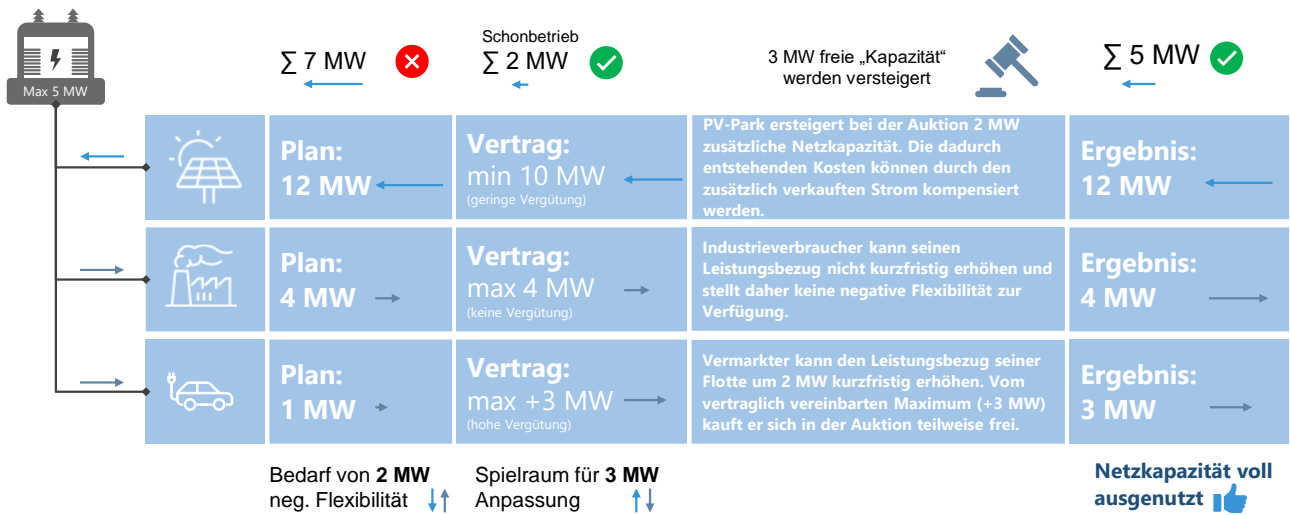


Abbildung A-0-3: Mögliches Szenario zur Anwendung des Konzepts bei einspeisebedingten Engpässen

