

**Koordination von Markt und Netz -
Ausgestaltung der Schnittstelle**

Untersuchung im Auftrag des

BFE - Bundesamt für Energie

3003 Bern

Abschlussbericht

09.07.2015

Projektteam Consentec

Dr. Wolfgang Fritz (Projektleitung)
Andreas Cronenberg

Begleitung seitens BFE

Dr. Florian Kämpfer (Leiter Teilprojekt)
Laura Antonini
Dr. Wolfgang Elsenbast
Dr. Matthias Galus

Begleitung seitens ECom

Markus Bill

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	iv
Management Summary	v
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Koordinationsbedarf und -ziele	4
2.1 Entstehung und Behebung kritischer Netzzustände	4
2.2 Verursachung und Behebung von Engpässen durch Flexibilitäten	6
2.2.1 Engpass durch Zubau / Erhöhung von konventioneller Last	8
2.2.2 Engpass durch Einspeisung aus erneuerbaren Energien	8
2.2.3 Engpass durch erneuerbare Energien und Speicher	9
2.2.4 Engpass durch Einsatz von verbrauchsseitiger Flexibilität	11
2.2.5 Fazit	12
2.3 Koordinationsbedarf beim Flexibilitätseinsatz	13
2.4 Ziele der Koordination	14
2.5 Herausforderungen bei der Gestaltung von Koordinationsmodellen	17
2.5.1 Vielfalt der Flexibilitätsoptionen	17
2.5.2 Nebenwirkungen der Flexibilitätsnutzung: Bilanzungleichgewichte	18
2.6 Fragen der Vergütung und Kostenallokation	19
3 Koordinationsmodelle	23
3.1 Vorhersage, Beseitigung und Bewirtschaftung von Engpässen	23
3.1.1 Engpassvorhersage	23
3.1.2 Engpassbeseitigung	25
3.1.3 Engpassbewirtschaftung	27
3.1.4 Exkurs: Ausgestaltung der Prozesselemente auf der Übertragungsebene	29
3.2 Klassifizierung von Koordinationsmodellen	33
3.2.1 Modell 0: Kein Koordinationsbedarf	33
3.2.2 Modell 1: Echtzeit-Engpassbeseitigung	35
3.2.3 Modell 2: Vorausschauende Engpassbeseitigung	38
3.2.4 Modell 3: Engpassbewirtschaftung	41

3.3	Bewertung anhand beispielhafter Fallkonstellationen	44
3.3.1	Engpass durch Zubau / Erhöhung von konventioneller Last	44
3.3.2	Engpass durch Einspeisung erneuerbarer Energien	45
3.3.3	Engpass durch erneuerbare Energien und Speicher	46
3.3.4	Engpass durch verbrauchsseitige Flexibilität mit einem Aggregator	49
3.3.5	Engpass durch verbrauchsseitige Flexibilität mit zwei Aggregatoren	50
3.3.6	Fazit	52
3.4	Auswirkungen der Modelle nach Art der Flexibilitäten	53
3.4.1	Flexible Erzeuger	53
3.4.2	Flexible Verbraucher	54
3.4.3	Speicher	56
3.5	Weitere Bewertungsaspekte	57
3.6	Zusammenhang mit Ampelphasen-Konzept	59
3.7	Kompatibilität mit Network Codes der EU	61
3.8	Zusammenfassender Überblick über Koordinationsmodelle	64
4	Umsetzungsaspekte	65
4.1	Relevante Akteure	65
4.2	Echtzeit-Engpassvorhersage	67
4.2.1	Funktion	67
4.2.2	Prozessschritte	68
4.2.3	Ausgestaltungsmöglichkeiten	69
4.2.4	Kommunikation und Systemkomponenten	70
4.2.5	Gesetzliche und vertragliche Grundlagen	73
4.3	Vorausschauende Engpassvorhersage	73
4.3.1	Funktion	73
4.3.2	Prozessschritte	74
4.3.3	Ausgestaltungsmöglichkeiten	75
4.3.4	Kommunikation und Systemkomponenten	76
4.3.5	Gesetzliche und vertragliche Grundlagen	79
4.4	Echtzeit-Engpassbeseitigung	79
4.4.1	Funktion	79

4.4.2	Prozessschritte	80
4.4.3	Ausgestaltungsmöglichkeiten	81
4.4.4	Kommunikation und Systemkomponenten	82
4.4.5	Messung/Zählung und Bilanzierung	84
4.4.6	Gesetzliche und vertragliche Grundlagen	85
4.5	Engpassbeseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung	86
4.5.1	Funktion	86
4.5.2	Prozessschritte	86
4.5.3	Ausgestaltungsmöglichkeiten	87
4.5.4	Kommunikation und Systemkomponenten	88
4.5.5	Messung/Zählung und Bilanzierung	90
4.5.6	Gesetzliche und vertragliche Grundlagen	91
4.6	Engpassbewirtschaftung	92
4.6.1	Funktion	92
4.6.2	Prozessschritte	92
4.6.3	Ausgestaltungsmöglichkeiten	93
4.6.4	Kommunikation und Systemkomponenten	95
4.6.5	Messung/Zählung und Bilanzierung	96
4.6.6	Gesetzliche und vertragliche Grundlagen	97
5	Zusammenfassung und Empfehlungen	99
5.1	Koordinationsbedarf und Möglichkeiten der Engpassbehebung	99
5.2	Koordinationsmodelle 1 und 2 (Engpassbeseitigung)	101
5.3	Koordinationsmodell 3 (Engpassbewirtschaftung)	104
5.4	Zusammenfassende Darstellung der Koordinationsmodelle	107
5.5	Umsetzungsaspekte	108
5.6	Kurz- bis mittelfristiger Handlungsbedarf	111
	Literatur/Quellen	113

Abkürzungen

D2CF	Two Day-Ahead Congestion Forecast
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
EE	Erneuerbare Energien
ESM	Einspeisemanagement
EP	Engpass
KM	Koordinationsmodell
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

Management Summary

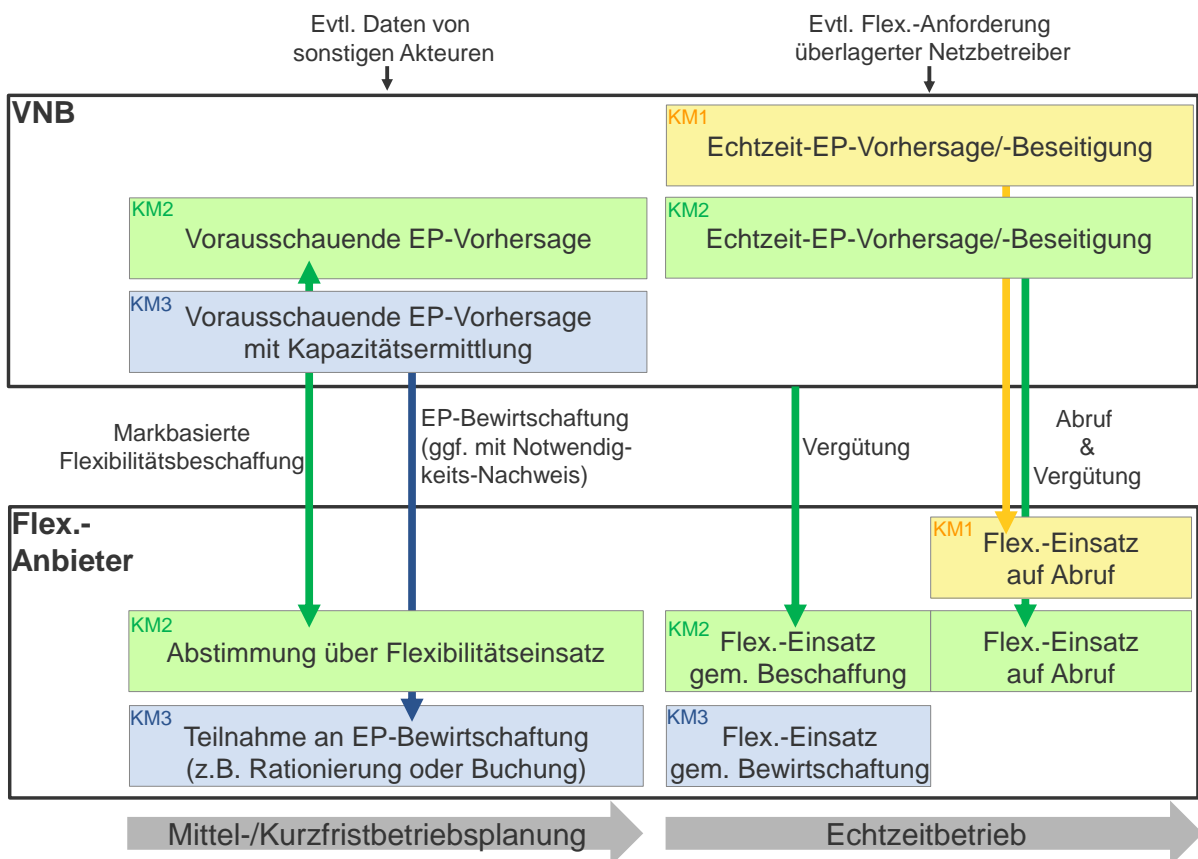
Im Zuge des grundlegenden Wandels der Stromversorgung in der Schweiz wird erwartet, dass Flexibilitäten von Erzeugern, Verbrauchern und Speicherbetreibern eine zunehmende Rolle beim Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage wie auch beim System- und Netzbetrieb spielen werden. Unter Flexibilität wird dabei die Fähigkeit verstanden, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz auf Veranlassung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) oder einen anderen Akteur direkt (Steuerung) oder indirekt (Anreize oder Nutzungsbeschränkungen) zu beeinflussen. VNB können den Einsatz von Flexibilitäten als eine zusätzliche *Lösungsoption* zur Behebung netzseitiger Probleme in Betracht ziehen, wenn rein netzseitige betriebliche Handlungsmöglichkeiten hierfür nicht ausreichen und ein Netzausbau nicht rechtzeitig möglich ist oder wirtschaftlich ungünstiger wäre. Da Flexibilitäten zugleich aber auch für Marktteilnehmer und den Systemführer (Swissgrid) interessant sein können, kann eine Koordination des Flexibilitätseinsatzes an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz (hier v. a. Verteilnetz) erforderlich werden. Darüber hinaus kann ein Koordinationsbedarf auch dadurch entstehen, dass der Einsatz von Flexibilitäten durch Marktteilnehmer zur *Ursache* von netzseitigen Problemen wird, da Netze nicht auf einen durch aktive Steuerung gleichgerichteten Einsatz aller bestehenden Flexibilitäten ausgelegt sind.

Diese Studie geht der Frage nach, wie eine solche Koordination des Flexibilitätseinsatzes zwischen Markt und Netz ausgestaltet werden kann und welche prozessualen, technischen und gesetzlichen bzw. vertraglichen Anforderungen sich im Hinblick auf die Umsetzung möglicher Koordinationsmodelle ergeben.

Die Untersuchung zeigt, dass mögliche Koordinationsmodelle grundlegend danach zu unterscheiden sind, welche Akteure jeweils die Kosten des Flexibilitätseinsatzes bzw. die durch die Koordination verursachten Nutzeneinbußen tragen. Wenn VNB Flexibilitäten gegen Zahlung einer Vergütung einsetzen, um ein netzseitiges Problem – in dieser Studie durchgehend als Engpass bezeichnet – zu lösen, ergibt sich ein Modell der **Engpassbeseitigung**, das darauf abzielt, den Engpass ohne Auswirkungen auf die Geschäfte der Marktteilnehmer zu beheben. Wenn der VNB hingegen nicht selbst auf den Einsatz von Flexibilitäten zurückgreift, sondern Flexibilitätsanbietern Vorgaben dazu macht, in welchem Umfang sie ihre Flexibilitäten für andere Akteure einsetzen dürfen, so ergibt sich ein Modell der **Engpassbewirtschaftung**, das darauf hinausläuft, die begrenzte Netzkapazität im Vorhinein auf die daran interessierten Netznutzer aufzuteilen, unter Inkaufnahme von Nutzeneinbußen beim Flexibilitätseinsatz.

Bei der Engpassbeseitigung ist zudem danach zu unterscheiden, ob der Flexibilitätseinsatz marktbasierend zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern abgestimmt wird, was einen zeitlichen Vorlauf erfordert und für den VNB prinzipiell auch erfolglos ausgehen kann, oder ob Flexibilitäten auf Grundlage einer gesetzlichen oder längerfristigen vertraglichen Vereinbarung durch den VNB ohne weitere Abstimmung eingesetzt werden können, was einen sehr kurzfristigen Einsatz ermöglicht und dem VNB größere Sicherheit gibt, dass die benötigte Flexibilität für ihn tatsächlich verfügbar ist.

Aus diesen Unterscheidungen ergeben sich drei in dieser Studie näher beleuchtete Koordinationsmodelle, deren wesentliche Prozesselemente im nachstehenden Bild zusammengefasst sind (KM: Koordinationsmodell; EP: Engpass).



Koordinationsmodell 1 sieht Prozesselemente zur Engpassvorhersage und -beseitigung im Wesentlichen nur im unmittelbaren Echtzeitbetrieb des Netzes vor. Die Identifikation bestehender oder unmittelbar drohender Engpässe erfolgt hier auf Basis von Echtzeitmesswerten oder nicht-netzbezogenen Informationen durch entsprechende Analysefunktionen des Netzleitsystems. Wenn Probleme identifiziert werden, die Gegenmaßnahmen erfordern, werden diese unmittelbar veranlasst, sei es durch direkte Ansteuerung oder durch Anweisung eines Flexibilitätsanbieters, der dann die Steuerung übernimmt. Ein Beispiel für die Umsetzung dieses Modells ist der Einsatz des Einspeisemanagements durch VNB in Deutschland.

Koordinationsmodell 2 sieht vor, dass zur Engpassbeseitigung auch Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, die eine vorherige Abstimmung mit Marktteilnehmern erfordern, da sie grundsätzlich auch für andere Zwecke eingesetzt werden können und somit in einem Nutzungswettbewerb stehen. Dies könnten z. B. verbrauchsseitige Flexibilitäten oder der Einsatz von Speichern sein. Um die notwendige Abstimmung zu ermöglichen, setzt dieses Modell eine vorausschauende Engpassvorhersage voraus, die frühzeitigere Entscheidungen ermöglicht, dafür allerdings auch in größerem Umfang Eingangsdaten benötigt, aus denen eine Netzzustandsprognose abgeleitet werden kann. Da die marktbasierete Beschaffung von Flexibilitäten grundsätzlich auch erfolglos ausgehen kann, erfordert dieses Koordinationsmodell als Rückfallebene zusätzlich eine Echtzeit-Engpassvorhersage und ggf. -beseitigung wie bei Modell 1.

Koordinationsmodell 3 beruht im Gegensatz zu den Modellen 1 und 2 auf der Engpassbewirtschaftung. Es umfasst ebenfalls eine vorausschauende Engpassvorhersage, die hier allerdings genutzt wird, um die Kapazität des Netzes für den Einsatz von Flexibilität zu ermitteln. Diese Kapazität wird anschließend bewirtschaftet, indem Flexibilitätsanbietern Grenzen für den Flexibilitätseinsatz auferlegt werden (hier als „Rationierung“ bezeichnet) oder die Möglichkeit eröffnet wird, sich Rechte zur (ggf. anteiligen) Nutzung der begrenzten Netzkapazität zu sichern (hier als „Buchung“ bezeichnet). Die Bewirtschaftung kann, muss aber nicht mit Erlösen für den VNB verbunden sein. Ein Anwendungsbeispiel ist die in der Schweiz bereits von vielen VNB praktizierte temporäre Sperrung der Ansteuerbarkeit von Elektrowärmegegeräten bei Haushaltskunden, deren Flexibilitäten von Aggregatoren zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden. Die VNB erzielen durch diese Sperrungen keine Erlöse, tragen aber auch keine Kosten, wohingegen sich für die Flexibilitätsanbieter während der Sperrung Nutzeneinbußen ergeben.

Die **Eignung dieser Koordinationsmodelle** hängt stark von der in einem Netz oder einem Netzabschnitt vorherrschenden Fallkonstellation ab, insbesondere davon, welche Flexibilitäten dort verfügbar sind und durch welche Einflussfaktoren Engpassprobleme verursacht werden. Auch für die konkrete Ausgestaltung der Modelle bestehen vielfältige Optionen, deren Angemessenheit wiederum von der Fallkonstellation und von den verfügbaren (oder zu erweiternden) Einrichtungen im Bereich der Kommunikations- und Leittechnik abhängen. Es erscheint daher nicht zielführend, ein bestimmtes Modell für alle Anwendungsfälle verpflichtend einzuführen. Auswahl und Gestaltung geeigneter Modelle sollten vielmehr den VNB vorbehalten bleiben und müssen nicht zwangsläufig für das gesamte Netzgebiet eines VNB einheitlich erfolgen.

Daraus folgt aber nicht, dass VNB Entscheidungen zur Gestaltung der Koordinationsmodelle vollkommen frei und unbeaufsichtigt treffen sollten. Insbesondere bei **Koordinationsmodell 3** ist zu beachten, dass die negativen Folgen der Begrenztheit der Netzkapazität von den betroffenen Flexibilitätsanbietern und -nachfragern getragen und nicht wie bei den Modellen 1 und 2 von den VNB über eine Vergütung getragen und anschließend über die Netzentgelte sozialisiert werden. Daher sollten sowohl die Entscheidung eines VNB, eine Form der Engpassbewirtschaftung (Modell 3) einzuführen, wie auch deren Ausgestaltung und Parametrierung, d. h. auch die Höhe der ermittelten Kapazität für den Flexibilitätseinsatz, einer Nachweispflicht und regulatorischen Prüfungsmöglichkeit unterworfen werden, um einer übermäßigen und somit evtl. ineffizienten Nutzung dieses Modells vorzubeugen. Dies gilt auch für die bereits praktizierte zeitweise Sperrung der Ansteuerbarkeit flexibler Verbrauchsgeräte mittels Rundsteuerung.

Ein prinzipieller Verzicht auf dieses Koordinationsmodell erscheint jedoch nicht sinnvoll, da sich Fälle ergeben können, in denen die auf Engpassbeseitigung beruhenden Modelle an ihre Grenzen stoßen. Dies ist v. a. dann zu erwarten, wenn Engpässe durch den Einsatz von Flexibilitäten ausgelöst werden und im Wesentlichen auch nur durch Änderungen des Einsatzes genau derselben Flexibilitäten behoben werden können. Ein solcher Fall kann z. B. bei markt-dienlicher Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten, die zu einer starken Synchronisierung des Verbrauchsverhaltens führt, eintreten.

Bei der Umsetzung dieses Koordinationsmodells ist zu beachten, dass es in sehr engem Bezug zu den „Flexibilitätsprodukten“ steht, die den Engpass verursachen, und daher eine universelle, nicht auf bestimmte Flexibilitäten ausgerichtete Gestaltung schwer vorstellbar ist.

Die **Koordinationsmodelle 1 und 2** erscheinen bezüglich der notwendigen Aufsicht weniger herausfordernd, da hier die VNB die Kosten des Flexibilitätseinsatzes tragen und grundsätzlich wie andere Netzkosten auf die Allgemeinheit umlegen. Bei adäquater Anreizsituation ist daher zu erwarten, dass VNB diese zusätzliche Lösungsoption in effizientem Umfang nutzen. Hier besteht die Herausforderung allerdings darin, eine solche Anreizsituation zu schaffen, die nicht nur grundsätzlich auf eine kostengünstige Netzbereitstellung hinzielt, sondern auch technologieutral in dem Sinne ist, dass z. B. kein inhärenter Anreiz zur Bevorzugung kapitalintensiver Lösungen besteht. Weitere Herausforderungen können sich im Hinblick auf die sachgerechte Höhe und konsistente Zuordnung von Kosten und Erlösen bei VNB ergeben, die nicht von anderen Unternehmensbereichen entflochten sind und mit diesen Bereichen wechselseitig Flexibilitäten in Anspruch nehmen oder bereitstellen. Dies gilt ganz besonders für den Fall, dass Eigentum und Kosten einer Flexibilitätsoption (z. B. eines Speichers) dem VNB zugeordnet werden, die Flexibilität jedoch zeitweise für nicht-netzdienliche Zwecke unternehmensintern oder -extern vermarktet wird. Die hierdurch erzielten Erlöse sind dann ebenfalls der Netzsphäre zuzuordnen.

Ein regulatorischer Prüfungsvorbehalt bezüglich der konkreten Ausgestaltung erscheint bei diesen beiden Modellen weniger relevant. Entscheidend ist, dass die VNB grundsätzlich ermächtigt werden, Flexibilitäten als weitere Optionen zur Lösung netzseitiger Probleme einzusetzen und die damit verbundenen Kosten über die Netzentgelte zu refinanzieren. Diese Ermächtigung muss keineswegs mit Vorrangrechten zur Nutzung bestimmter Flexibilitäten verbunden sein; vielmehr sollten VNB grundsätzlich marktbasierend, d. h. im Wettbewerb mit anderen Nachfragern die benötigten Flexibilitäten beschaffen. Es erscheint jedoch sinnvoll, den VNB Zugriffsrechte auf bestimmte Flexibilitäten, bei denen kein wesentlicher Nutzungswettbewerb zu erwarten ist, gesetzlich zu erteilen, um einerseits deren Verfügbarkeit abzusichern, so dass diese ggf. auch schon im Netzplanungsstadium berücksichtigt werden können, und andererseits die praktische Umsetzung zu vereinfachen. Dies erscheint insbesondere für das Einspeisemanagement sinnvoll, das sich z. B. angesichts der in Deutschland gewonnenen Erfahrungen als effektives Mittel erweist und keine signifikanten Nutzungskonflikte erwarten lässt.

Die **Umsetzung eines Koordinationsmodells** durch einen VNB erfordert die Etablierung von Prozessen zur Abdeckung der oben erläuterten Prozesselemente, die Einrichtung geeigneter Funktionalitäten in den Leitsystemen der VNB, die Schaffung neuer oder die Nutzung bestehender Kommunikationswege zwischen VNB und verschiedenen Marktakteuren sowie – je

nach Ausgestaltung – den Abschluss vertraglicher Vereinbarungen z. B. mit Flexibilitätsanbietern zur Festlegung von Rahmenbedingungen für mögliche Flexibilitätseinsätze. Die Studie beleuchtet diese Umsetzungsaspekte und wesentliche zu beachtende Anforderungen, u. a. hinsichtlich der bei netzsicherheitsrelevanten Prozesselementen zu gewährleistenden Datensicherheit und des Schutzes vertraulicher und ggf. personenbezogener Daten, soweit solche bei der Engpassvorhersage zum Einsatz kommen.

Im Hinblick auf kurz- bis mittelfristigen **politischen und regulatorischen Handlungsbedarf** kommt die Studie zu dem Schluss, dass zunächst nur grundsätzliche Voraussetzungen für die Flexibilitätsnutzung durch VNB sowie die Einführung von Koordinationsmodellen wie auch für die erforderliche behördliche Aufsicht und die Netzkostenregulierung geschaffen werden sollten. Die prophylaktische Einführung und hierzu erforderliche detaillierte Ausgestaltung eines oder mehrerer Modelle erscheint hingegen nicht empfehlenswert. Vielmehr sollte die Entwicklung durch einen Monitoring-Prozess beobachtet und nach Bedarf entschieden werden, ob und inwieweit es erforderlich wird, Modellgestaltungen und damit verbundene Umsetzungsaspekte stärker zu vereinheitlichen und ggf. Standardisierungsprozesse zu initiieren.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Struktur der Stromversorgung in der Schweiz steht – wie in anderen Ländern Europas – vor einem grundlegenden Wandel. Treiber hierfür sind sowohl eine Transformation des bisher überwiegend auf Großkraftwerken basierenden Erzeugungssystems hin zu einer wesentlich kleinteiligeren, weitgehend auf erneuerbaren Energien (EE) beruhenden Erzeugungslandschaft als auch Änderungen der verbraucherseitigen Nachfrageprofile durch neuartige Stromanwendungen etwa im Gebäude- und im Verkehrssektor und durch Weiterentwicklungen bei der Energieeffizienz. Dieser Transformationsprozess, dessen Entwicklung in der unter Federführung des Bundesamts für Energie BFE ausgearbeiteten Energiestrategie 2050 [1, 2] projiziert ist, betrifft alle Teilsektoren des Stromversorgungssystems und somit auch die Netze auf der Übertragungs- und der in der vorliegenden Studie fokussierten Verteilungsstufe. Bereits heute zeigt sich punktuell, dass die Verteilnetze an ihre Belastungsgrenzen gelangen und geeignete Maßnahmen erforderlich werden; für die mittlere bis lange Frist wird eine erhebliche Zunahme des Ausbaubedarfs der Netze erwartet.

Die Transformation des Versorgungssystems bringt aber nicht nur neue Herausforderungen, sondern auch neue Lösungsansätze mit sich, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Im Netzsektor wird seit einigen Jahren intensiv an neuen Ansätzen zur Behebung technischer Engpässe und zur optimalen Nutzung der bestehenden und der zuzubauenden Netzkapazitäten gearbeitet, die vielfach unter dem Oberbegriff des „Smart Grids“ gefasst werden [3]. Das BFE hat hierzu eine Smart Grid Roadmap erarbeitet, aus der angestrebte Entwicklungen von Funktionalitäten und Technologien der neuartigen Ansätze hervorgehen [4].

Ein Teil dieser Lösungsansätze zielt darauf ab, Möglichkeiten der gezielten Beeinflussung (im Weiteren „Flexibilitäten“) der Einspeisung ins Netz oder der Entnahme aus dem Netz durch Erzeugungsanlagenbetreiber bzw. Verbraucher einzusetzen, um einen Nutzen bei bestimmten Systemkomponenten oder Akteuren zu schaffen. Dieser Nutzen kann bei den Marktakteuren oder dem Systemführer Swissgrid entstehen und sich auf den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im System beziehen – in [3] zusammenfassend als „systembilanzdienlich“ bezeichnet – oder bei einem oder mehreren Netzbetreibern entstehen und somit „netzdienlich“ sein. Gemäß der Kategorisierung der Funktionalitäten von Smart Grids in der Smart Grid Roadmap betrifft dies v. a. die Basisfunktionalitäten der Kategorien B (Netzstabilität, Systemsteuerung,

Versorgungsqualität) und D (Markt, Konsumenten), wie z. B. die Funktionalitäten B2 (Steuerung von Produktion, Speicherung und Verbrauch), B5 (Ermöglichung individueller Systemdienstleistungen) und D2 (Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens).

Die bisherigen Überlegungen und ersten Erfahrungen hierzu lassen erkennen, dass die diesen Lösungsansätzen zugrunde liegende Nutzung kundenseitiger Flexibilitäten einen Koordinationsbedarf zwischen unterschiedlichen Akteuren und ganz besonders zwischen Marktakteuren und Netzbetreibern auslösen kann. Koordinationsbedarf entsteht dann, wenn zwei oder mehr Akteure auf ein und dieselbe Flexibilität für ihre Zwecke zugreifen wollen und/oder wenn die Nutzung der Flexibilität durch einen Akteur Auswirkungen auf die Interessen anderer Akteure – z. B. der Netzbetreiber – haben kann. Mit diesem Koordinationsbedarf hat sich u. a. bereits eine kürzlich abgeschlossene Studie im Auftrag des BFE befasst [5]. Hierbei lag der Schwerpunkt auf grundsätzlich vorstellbaren Koordinationsformen und ersten Überlegungen zu Koordinationsprozessen und hiermit verbundenen Steuerungsansätzen wie einem „Ampelmodell“.

Ziel der vorliegenden Studie ist die Konkretisierung der Überlegungen zu geeigneten Koordinationsmodellen und den hiermit verbundenen Prozessen, Schnittstellen, Vertragsbeziehungen, Datenaustauscherfordernissen und Systemanforderungen bei bzw. zwischen den beteiligten Akteuren. Die Studie soll Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für die Entwicklung von Rahmenbedingungen, die eine gleichermaßen effektive und effiziente Koordination zwischen den Akteuren ermöglichen, und für hierauf bezogene politische Entscheidungsprozesse liefern.

Die Studie ist im Kernteil wie folgt gegliedert:

- Zunächst werden in Kap. 2 mögliche Auslöser für Koordinationsbedarf näher dargestellt und Ziele der Koordination wie auch der Entwicklung und Bewertung von Koordinationsmodellen diskutiert. Anhand realitätsnaher Fallkonstellationen wird dabei verdeutlicht, dass Möglichkeiten und Nutzen des Flexibilitätseinsatzes und der zu erwartende Koordinationsbedarf stark von der in einem betrachteten Netz vorherrschenden Situation abhängen.
- Die Untersuchung hat gezeigt, dass es sinnvoll ist, drei grundsätzliche Modelle zur Bewältigung der Koordinationsaufgaben zu unterscheiden, in denen die konstituierenden Elemente der Engpassvorhersage, Engpassbewirtschaftung und Engpassbeseitigung in unterschiedlicher Form zum Tragen kommen. Mit diesen grundsätzlichen Modellen und ihrer Eignung für die zuvor erwähnten Fallkonstellationen befasst sich Kap. 3.

- Für die Umsetzung der konstituierenden Elemente dieser drei Grundmodelle ergeben sich jeweils breite Spektren von Ausgestaltungsmöglichkeiten, deren Eignung von vielfältigen Aspekten wie der betrachteten Netzebene, der vorherrschenden Netzsituation, der Art der beteiligten Akteure und der angestrebten Treffgenauigkeit der Koordination abhängt. Diese Bandbreiten der möglichen Gestaltungsformen und relevanten Umsetzungsaspekte werden in Kap. 4 aufgezeigt.

2 Koordinationsbedarf und -ziele

2.1 Entstehung und Behebung kritischer Netzzustände

Durch den im Rahmen der Energiestrategie 2050 angestrebten Ersatz der nuklearen Erzeugungsmengen durch größtenteils inländische Erzeugung wird es einen Wandel des aktuell zentral ausgeprägten Erzeugungssystems der Schweiz zu einem Erzeugungssystem mit verstärktem dezentralem Charakter geben. Neben der gezielten Förderung von Wind- und Fotovoltaikanlagen wird zusätzlich ein gesteigerter Ausbau von WKK-Anlagen diskutiert. Als weiteres primäres Ziel werden auch verbrauchsseitige Maßnahmen angestrebt, insbesondere eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs. Wirksame Instrumente dafür liegen in einer Erhöhung der Energieeffizienz und einem gesteigertem Endverbraucherbewusstsein, was beispielsweise über die Einführung von Smart-Metern und einer effizienteren Geräteausstattung unterstützend erreicht werden kann.

Dieser mittel- bis langfristig angestrebte Wandel des Verbrauchs- und Erzeugungssystems wird mit grundlegenden Änderungen der Anforderungen an die Stromnetze im Allgemeinen und insbesondere an die Verteilnetze verbunden sein. So belegen mehrere Studien [6, 7], dass in den nächsten Jahren mit umfangreichem Netzausbau in der Schweiz und hier insbesondere auf den Verteilnetzebenen zu rechnen ist. Die Treiber für den notwendigen Netzausbau können sich sowohl durch ein geändertes Nutzungsverhalten verschiedenster Akteure – wie beispielsweise die vermehrte Teilnahme von dezentralen Einheiten an Märkten für Systemdienstleistungen – äußern als auch in einer grundlegenden Änderung der Versorgungsaufgabe, beispielsweise in Netzgebieten mit einer hohen Konzentration dezentraler Erzeugungseinheiten oder Änderungen von Einspeise- und Lastprofilen.

Für den Verteilnetzbetreiber (VNB) können sich zukünftig vermehrt kritische Netzsituationen – nachfolgend als Engpässe (EP) bezeichnet – ergeben, auf die er angemessen reagieren muss. Dabei muss der VNB sowohl die Wirksamkeit gewählter EP-Beseitigungsmaßnahmen sicherstellen als auch deren Effizienz und Nachhaltigkeit berücksichtigen. Konventionelle Lösungsansätze umfassen dabei Netzverstärkung und -ausbau sowie netzdienliche betriebliche Maßnahmen etwa bezüglich Schaltzustand und Spannungs-Blindleistungssteuerung.

Der konventionelle Netzausbau ist grundsätzlich in der Lage, jegliche Art von Netzengpässen – verursacht etwa durch Erreichen von Strombelastbarkeitsgrenzen von Betriebsmitteln oder

auch durch einzuhaltende Grenzen der Spannungsqualität – langfristig und nachhaltig zu beheben. Netzausbau ist aber nicht immer schnell genug möglich, um mit den sich ändernden Rahmenbedingungen vollumfänglich Schritt halten kann. Zudem ist Netzausbau nicht zwangsläufig die kostengünstigste Maßnahme zur Behebung von Netzengpässen. So ergeben verschiedene Studien [5, 8, 9], dass es gerade im Hinblick auf den Zubau von EE-Erzeugungsanlagen gesamtwirtschaftlich suboptimal sein kann, Netze auf eine uneingeschränkte Einspeisemöglichkeit hin auszubauen. Aufgrund dieser Erkenntnisse wird z. B. in Deutschland derzeit intensiv über den Ansatz der Berücksichtigung einer „Spitzenkappung“ bereits im Netzplanungsstadium diskutiert. Gleichwohl wird der konventionelle Netzausbau auch zukünftig in vielen Netzbereichen und Fallkonstellationen ein wirkungsvolles und wirtschaftliches Mittel zur Behebung von Netzengpässen darstellen.

Unter den netzseitigen betrieblichen Maßnahmen werden zum einen Änderungen an der Netztopologie verstanden, die über das Zu-, Ab- oder Umschalten von Netzbetriebsmitteln erreicht werden können. Diese Maßnahmen verursachen für die VNB praktisch keine Zusatzkosten, sind aber auch nur in begrenztem Umfang möglich, insbesondere auf der Mittel- und Niederspannungsebene, wo die Netze relativ einfach strukturiert sind.

Zum anderen können sich betriebliche Maßnahmen auf die Steuerung des Blindleistungshaushalts zur Beeinflussung der Spannungswerte im Netz beziehen, etwa über die Einstellung von Transformatorsteuerungen oder Blindleistungskompensationsgeräten. In den letzten Jahren wurde das Lösungsspektrum für VNB im Rahmen der Entwicklung von Smart-Grid-Netzelementen diesbezüglich deutlich erweitert. Beispielsweise sind mittlerweile regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) praxiserprobt, die eine automatische Spannungssteuerung zwischen Mittel- und Niederspannungsebene ermöglichen. Ein anderes, in die Sphäre der Endkunden eingreifendes Konzept zielt auf die netzdienliche Parametrierung des Regelungsverhaltens der Wechselrichter dezentraler Erzeugungsanlagen ab. Eine Beseitigung von Stromengpässen ist durch solche Lösungsmaßnahmen allerdings praktisch nicht möglich.

Dieses Lösungsspektrum wird nun durch die Möglichkeit eines Eingriffs des VNB in den Wirkleistungshaushalt durch gezielten Zugriff auf kundenseitige Flexibilitäten erweitert. Durch Maßnahmen dieser Art können grundsätzlich sowohl strom- als auch spannungsbedingte Netzengpässe behoben werden, wie nachfolgend eingehender dargestellt wird.

2.2 Verursachung und Behebung von Engpässen durch Flexibilitäten

Unter Flexibilität wird hier die Möglichkeit verstanden, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz durch eine Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheit auf Veranlassung durch den Netzbetreiber oder einen anderen Akteur direkt (Steuerung) oder indirekt (Anreize oder Nutzungsbeschränkungen) zu beeinflussen. Notfallmaßnahmen, wie bspw. Lastabwurf, werden im Rahmen dieser Studie nicht als Flexibilitäten verstanden. Auch die betriebliche Nutzung von Stellmöglichkeiten an flexibel einsetzbaren Netzbetriebsmitteln wie beispielsweise dem rONT, die sich nur auf den Netzzustand, nicht jedoch auf die Einspeisungen und Entnahmen durch Netznutzer und damit deren marktseitige Transaktionen auswirken, werden hier ebenfalls nicht zu den Flexibilitäten gezählt. Vielmehr wirken sich Flexibilitätsoptionen im hier verwendeten Begriffssinn auf die Wirkleistungseinspeisungen oder -entnahmen seitens der Netznutzer aus. Die Nutzung solcher Flexibilitäten kann je nach Fallkonstellation geeignet sein, strombedingte Engpässe und/oder Spannungsprobleme zu beheben.

Flexibilitäten können bei Einspeisern wie auch bei Verbrauchern vorliegen. Zu den flexiblen Einspeisern zählen seit Langem Wasserkraftwerke mit Speichern (einschließlich Pumpspeicherkraftwerken) oder Schwellfähigkeit, Kraftwerke mit speicherbaren Primärenergieträgern wie z. B. Biomasseanlagen, Gaskraftwerke (ggf. als WKK-Anlagen) und Kehrriechverbrennungsanlagen sowie in letzter Zeit auch dargebotsabhängige EE-Erzeugungsanlagen mit nicht-speicherbaren Primärenergieträgern wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Letztere speisen zwar in der Regel die jeweils maximal mögliche Leistung ein, können aber bei Bedarf gezielt gedrosselt werden. Verbrauchsseitige Flexibilitäten bieten z. B. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, bestimmte Verbrauchsgeräte in Haushalten sowie verschiedene Arten von Industrieanlagen.

Neben diesen Nutzergruppen stellen Speicher eine wesentliche Flexibilitätsoption dar. Über die seit Langem bewährte Technik der Pumpspeicherkraftwerke hinaus werden derzeit vielfältige alternative Speichertechnologien erprobt. Durch die Verwendung von Batteriespeichern im Bereich der zunehmend an Bedeutung gewinnenden Elektromobilität bieten sich zukünftig auch in diesem Sektor nutzbare Flexibilitätspotentiale.

Im Unterschied zu den in Abschnitt 2.1 erwähnten netzdienlichen Lösungsoptionen zur EP-Beseitigung wie dem konventionellen Netzausbau oder dem Einsatz von rONT können Flexibilitäten sowohl markt- oder system- als auch netzdienlich eingesetzt werden. Somit liefern Flexibilitäten nicht nur einen Beitrag zur Problemlösung von Netzengpässen, sondern können

etwa bei marktdienlichem Einsatz auch zur Entstehung von Netzengpässen beitragen. Es existieren somit vielschichtige Wechselwirkungen zwischen dem Einsatz von Flexibilitäten und Netzengpässen.

Dementsprechend vielfältig können die zukünftigen Herausforderungen für VNB im Hinblick auf die Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen sein. In den nachfolgenden Abschnitten wird anhand verschiedener charakteristischer, bereits heute oder in naher Zukunft realistischer Fallkonstellationen ein Spektrum von Netzengpasssituationen dargestellt, anhand dessen hier und in weiteren Teilen der Studie aufgezeigt werden soll, dass bestehende Lösungsoptionen je nach Fallkonstellation unterschiedlich gut für die EP-Beseitigung geeignet sein können.

Bei den dargestellten Fallkonstellationen ist es unerheblich, ob der Netzengpass aus einer Verletzung des zulässigen Spannungsniveaus oder einer Überschreitung der Stromgrenzwerte von Netzbetriebsmitteln (Leitungen oder Transformatoren) resultiert. Gleichfalls ist unerheblich, ob der Engpass jeweils genau an der rot markierten Stelle auftritt oder auf einem Betriebsmittel in der Nähe der Markierung.

Da bei diesen Fallkonstellationen und der späteren Diskussion möglicher Modelle zur Koordination des Flexibilitätseinsatzes die Schnittstelle zwischen einem VNB und den in seinem Netzgebiet tätigen Marktakteuren ein zentraler Betrachtungsgegenstand ist, sollte das zugrunde gelegte Begriffsverständnis hinsichtlich der Akteure geklärt werden. In dieser Studie werden die betrachteten Akteure wie VNB, Lieferanten, Aggregatoren etc. generell mit ihrer jeweiligen Rolle identifiziert, unabhängig davon, ob sie unternehmerisch nur diese eine Rolle oder aber mehr als eine Rolle einnehmen. Beispielsweise wird bei Verwendung des Begriffs VNB grundsätzlich unterstellt, dass dieser Akteur nur die Aufgabe des Netzbetriebs abdeckt und von allen marktseitigen Rollen wie der eines Lieferanten oder Händlers entflochten ist. Wenn dagegen das nicht entflochtene, d. h. vertikal integrierte Versorgungsunternehmen betrachtet werden soll, das mindestens die Rollen eines VNB und eines Lieferanten und ggf. auch weitere Rollen einnimmt, so wird hierauf explizit hingewiesen. Im Hinblick auf die Rolle des VNB wird davon ausgegangen, dass VNB unabhängig vom Grad ihrer Entflechtung von marktseitigen Unternehmensbereichen generell gesetzlich dazu verpflichtet sind, ihr Netz diskriminierungsfrei allen Marktakteuren zur Verfügung zu stellen und die Nachfrage nach Netzkapazität – auch für den Einsatz von Flexibilitäten – so weitgehend wie möglich zu bedienen.

2.2.1 Engpass durch Zubau / Erhöhung von konventioneller Last

Ein Netzengpass durch Zubau oder Erhöhung von konventioneller Last kann sich ergeben, wenn sich in einem Netzgebiet neue Verbraucher ansiedeln oder sich die Lastprofile der bestehenden Verbraucher verändern. Bei dieser Fallkonstellation wird unterstellt, dass im betrachteten Netzabschnitt keine gezielt (z. B. durch Rundsteuerung oder andere Mechanismen) einsetzbaren Flexibilitäten verfügbar sind, weder bei den Verbrauchern noch bei anderen Netznutzern wie z. B. Einspeisern. In Bild 2.1 ist diese Netzengpasssituation grafisch dargestellt. (Fallkonstellationen mit flexiblen Verbrauchern und/oder Erzeugern werden in den nachfolgenden Abschnitten betrachtet.)

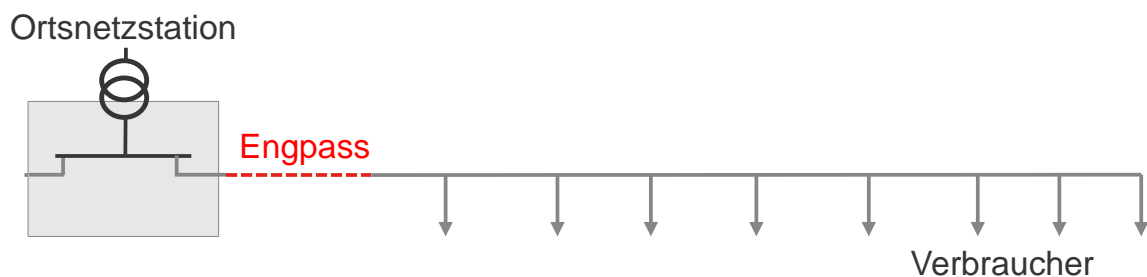


Bild 2.1: Engpass durch Zubau / Erhöhung von konventioneller Last

Der Engpass wird hier also nicht durch (z. B. marktbasierter) Nutzung von Flexibilitäten verursacht, sondern durch „gewöhnliche“ Laständerungen. Somit kann aber auch der VNB hier nicht auf geeignete Flexibilitätsoptionen zugreifen, sondern muss zur Beseitigung des hier am Anfang eines Abgangs eingezeichneten Engpasses auf netzseitige Lösungsmaßnahmen wie Netzverstärkung oder -ausbau zurückgreifen.

2.2.2 Engpass durch Einspeisung aus erneuerbaren Energien

Zukünftig werden Netzengpässe durch einen lokal konzentrierten Zubau von dargebotsabhängigen EE-Erzeugungsanlagen relevanter werden. In Zeiten hohen Primärenergiedargebots kann die Einspeisung bei nicht vollständig oder nicht rechtzeitig an die höchstmögliche Leistung angepasster Netzauslegung die vorhandene Netzkapazität überschreiten und somit Netzengpässe hervorrufen.

Diese Netzengpasssituation ist in Bild 2.2 schematisch dargestellt.

Im Unterschied zur ersten Fallkonstellation besteht hier – soweit der Regelungsrahmen dies zulässt – für den VNB die Möglichkeit, bei Bedarf eine Abregelung der Erzeugungsanlagen anzuweisen und den Engpass so durch eine betriebliche Maßnahme zu beheben. Diese Flexibilitätsoption wird hier in Anlehnung an die in Deutschland verwendete Terminologie als Einspeisemanagement (ESM) bezeichnet. Der Netzengpass ist grundsätzlich durch solche Eingriffe vollständig beherrschbar.

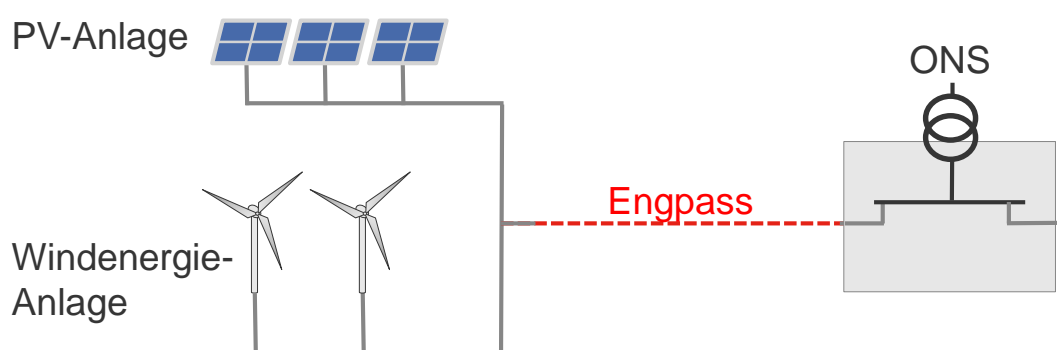


Bild 2.2: Engpass durch EE-Einspeisung

2.2.3 Engpass durch erneuerbare Energien und Speicher

Nachfolgend wird der Fall betrachtet, dass ergänzend zu der zuvor behandelten Fallkonstellation weitere flexible Einheiten im betrachteten Netzabschnitt angeschlossen sind. In Bild 2.3 ist hierzu exemplarisch ein Speicher als zusätzliche Flexibilitätsoption dargestellt. Hierbei wird im Sinne einer möglichst allgemeinen Situationsbeschreibung unterstellt, dass sich der Speicher im Eigentum eines Marktteilnehmers befindet, der unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten der Speicherkapazität nutzen kann, z. B. Geschäfte mit anderen Marktteilnehmern oder die Bereitstellung von Regelleistung oder netzdienlichen Leistungen.

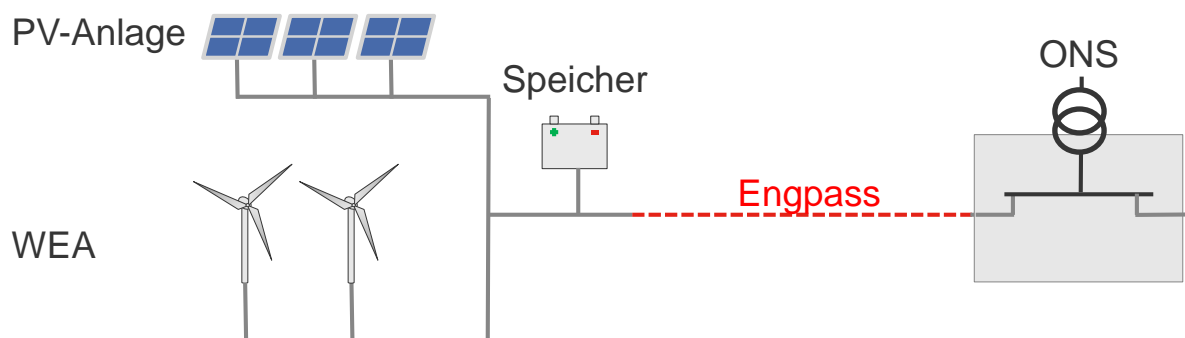


Bild 2.3: Engpass durch EE-Einspeisung und Speicher

Ein Netzengpass kann nun durch verschiedene Last- und Einspeisesituationen entstehen: Es ist möglich, dass die Summeneinspeisung aus EE die Übertragungskapazität des Netzes übersteigt. Der VNB könnte in diesem Fall prüfen, ob der Speicher als Flexibilitätsoption einen Teil der EE-Einspeisung aufnehmen und den Netzengpass beheben kann. Als Rückfallebene ist der Einsatz von ESM in dieser Fallkonstellation weiterhin möglich. Dem Netzbetreiber bieten sich somit – immer unter der Voraussetzung eines entsprechenden Regelungsrahmens und/oder der freiwilligen Bereitschaft der Akteure (z. B. des Speicherbetreibers) zur Bereitstellung ihrer Flexibilität – bereits zwei verschiedenartige Flexibilitätsoptionen, mit denen der Netzengpass behoben werden kann. Diese Flexibilitätsoptionen können auch kombiniert eingesetzt werden, wenn z. B. der Speicher allein nicht in der Lage ist, den die Netzkapazität überschreitenden EE-Strom aufzunehmen.

Ein Engpass kann hier allerdings auch durch einen marktbasieren Einsatz des Speichers verursacht oder verstärkt werden. In diesem Fall ist es fraglich, ob der VNB den Engpass allein durch Einsatz von ESM noch beheben kann. Als Rückfallebene verbleibt dem Netzbetreiber in dieser Fallkonstellation die Möglichkeit, den marktdienlichen Einsatz des Speichers im notwendigen Umfang einzuschränken, sei es durch eine Anweisung oder eine marktbezogene Transaktion.

An dieser Fallkonstellation ist bereits erkennbar, dass Flexibilitäten nicht nur als Mittel zur Behebung von Netzengpässen in Frage kommen, sondern auch zur Entstehung von Engpässen beitragen können. Um den Netzengpass in diesen Fällen effizient zu beheben, kann es notwendig sein, dass der Netzbetreiber in den marktdienlichen Einsatz der Flexibilität eingreift oder diesen einschränkt.

2.2.4 Engpass durch Einsatz von verbrauchsseitiger Flexibilität

Eine weitere kritische Netzsituation kann sich durch die flexible Fahrweise von industriellen Verbrauchern (Bild 2.4) oder Haushaltskunden (Bild 2.5) ergeben.

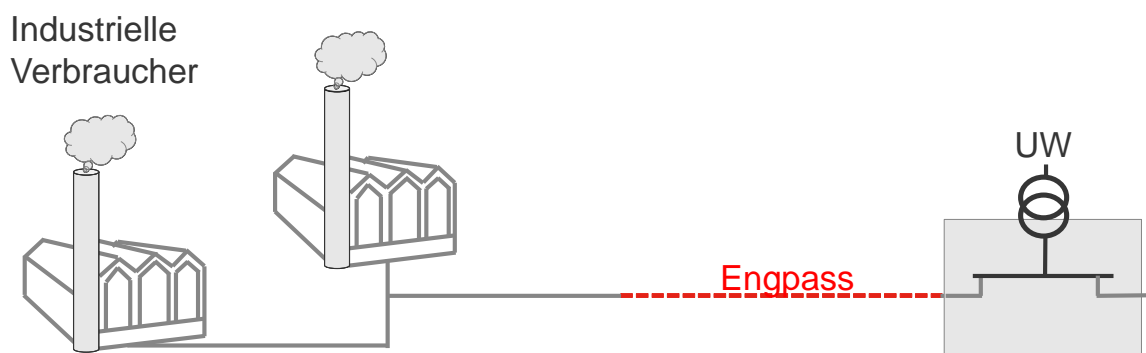


Bild 2.4: Engpass durch Einsatz verbrauchsseitiger Flexibilität bei Industriekunden

Durch eine erhöhte Nachfragesensitivität aus einem gesteigerten Kostenbewusstsein von industriellen Verbrauchern kann es bei einer zeitlichen Differenzierung der Strombeschaffungskosten – etwa durch zeitdifferenzierte Tarife von Stromversorgern oder durch eigene Handelsaktivitäten an Spotmärkten – zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit des Verbrauchsverhaltens und damit zum Anstieg der Netzlast kommen. Dies kann, auch unter Berücksichtigung sonstiger Netzbelastungen, zu Netzengpässen führen. Ähnliches gilt für den Fall, dass industrielle Verbraucher ihrem Lieferanten oder einem anderen Akteur gegen Entgelt die Möglichkeit einräumen, ihre verbrauchsseitige Flexibilität für deren Zwecke zu nutzen oder an Dritte zu vermarkten, etwa zur Bereitstellung von Regelleistung.

In dieser Fallkonstellation verbleibt dem Netzbetreiber als einzige Flexibilitätsoption der Zugriff auf genau die Flexibilität der Verbraucher, die auch zur Entstehung des Engpasses beiträgt. Hier stimmt somit der Verursacher des Engpasses mit der für den Netzbetreiber einzig verfügbaren Lösungsoption überein. Der Netzbetreiber benötigt zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität einen dem marktdienlichen Einsatz der verbrauchsseitigen Flexibilität genau entgegengerichteten netzdienlichen Einsatz und somit ein „Gegengeschäft“ zum marktseitigen Flexibilitätseinsatz.

Eine ähnliche Situation ist zukünftig auch bei Haushaltskunden vorstellbar, insbesondere wenn Marktakteure (bspw. Aggregatoren) die verbrauchsseitige Flexibilität dieser Kunden systematisch bündeln und vermarkten. In der hier dargestellten bewusst zugespitzten, aber in der Zukunft durchaus vorstellbaren Fallkonstellation hat ein Marktakteur Haushaltskunden, die über

einen Durchlauferhitzer verfügen, mit Wärmespeichern ausgestattet. Die Durchlauferhitzer können somit losgelöst vom momentanen Warmwasserverbrauch betrieben und vom Marktakteur flexibel eingesetzt werden (Bild 2.5).

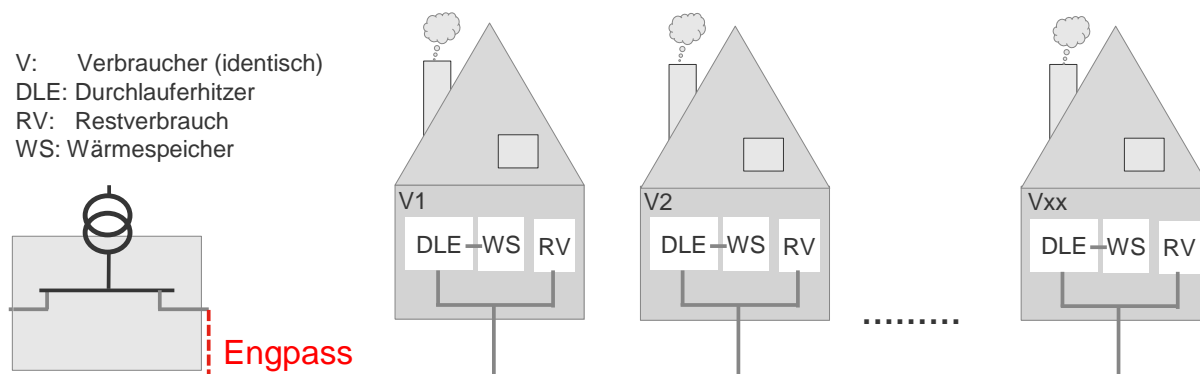


Bild 2.5: Engpass durch Einsatz von verbrauchsseitiger Flexibilität bei Haushaltskunden, hier am (fiktiven) Beispiel von Durchlauferhitzern mit Warmwasserspeichern

Aus Netzsicht kann sich hier ein stark synchronisiertes Einsatzverhalten der nun flexibel einsetzbaren Durchlauferhitzer ergeben, auf das das Netz nicht ausgelegt ist. Im Grundsatz gleicht diese Netzsituation der zuvor dargestellten, bei der der Engpass durch das Einsatzverhalten industrieller Verbraucher hervorgerufen wird: Auch hier muss der Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen, die dem marktdienlichen Einsatz der Durchlauferhitzer entgegenwirken, sei es durch Vorgabe von Einsatzbeschränkungen oder durch marktbezogene Gegengeschäfte. Die Besonderheit in diesem Fall ist, dass als zusätzlicher Akteur ein Aggregator auftritt, was aber grundsätzlich auch im Fall industrieller Verbraucher vorkommen kann und wird.

2.2.5 Fazit

Die dargestellten Fallkonstellationen verdeutlichen die Vielfalt und Komplexität der zukünftig an Relevanz gewinnenden Herausforderungen im Bereich der Vermeidung und Behebung von Verteilnetzengpässen. Es zeigt sich, dass unterschiedliche Lösungsansätze je nach Fallkonstellation unterschiedlich gut geeignet sein können. ESM beispielsweise kann bei einer die Grenzen der Netzkapazität überschreitenden Einspeisung aus EE geeignet sein, ist aber nicht in der Lage, Netzengpässe, die aus dem synchronisierten Einsatzverhalten flexibler Verbraucher resultieren, zu beheben. In solchen durch die Flexibilitätsnutzung durch andere Akteure verursachten Engpasssituationen kann die einzige wirksame Lösung darin bestehen, die Flexibilitätsnutzung zu beschränken oder durch Gegengeschäfte zu kompensieren. Abhängig von der Fallkonstellation

müssen daher verschiedene Flexibilitätsoptionen geprüft werden. Insbesondere kann auch ein kombinierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen sinnvoll erscheinen.

In der Praxis können sich weitere Fallkonstellationen (bspw. Einsatz von virtuellen Kraftwerken oder „Schwarmkraftwerken“) und insbesondere auch Kombinationen der dargestellten Konstellationen ergeben. Die hier dargestellte Auswahl von Fallkonstellationen erhebt somit keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll die zu erwartende Bandbreite charakteristischer Fälle verdeutlichen.

2.3 Koordinationsbedarf beim Flexibilitätseinsatz

An dem Einsatz einer Flexibilität können mehrere Akteure interessiert sein, wodurch sich Flexibilitäten von netzdienlichen Lösungsmaßnahmen wie dem Netzausbau oder blindleistungssteuernden Maßnahmen abgrenzen lassen.

Neben einem netzdienlichen Einsatz können Flexibilitäten an organisierten Märkten, wie dem Spotmarkt (day-ahead und intraday) und dem Markt für Systemdienstleistungen (Regelleistung) teilnehmen. Darüber hinaus können Flexibilitäten in Rahmen von bilateralen Vereinbarungen genutzt werden: Lieferanten können mit ihren Kunden zeitvariable Stromtarife vereinbaren, um ihr Beschaffungsportfolio zu optimieren. Über diese Anreizsetzung nutzt der Lieferant indirekt die Flexibilität seiner Kunden.

Flexibilitätsoptionen sind im Rahmen des Netzmanagements für die VNB relevant, wenn sie

- durch einen Eingriff der VNB kurativ auf Netzengpässe einwirken können, oder
- zur Entstehung von Netzengpässen durch Ansteuerung anderer Akteure beitragen.

Beiden Fällen ist gemein, dass durch die von einem Akteur veranlasste Nutzung von Flexibilitäten die Interessens- und Tätigkeitsbereiche anderer Akteure berührt werden. Beispielsweise können Flexibilitäten, die der VNB zur Behebung von Engpässen nutzt, in der Regel nicht gleichzeitig von anderen Akteuren für deren Zwecke genutzt werden, so dass ein Nutzungskonflikt auftreten kann. Und Engpässe, die durch den Einsatz von Flexibilitäten verursacht werden, berühren unmittelbar den VNB in seiner Zuständigkeit für einen sicheren und möglichst engpassfreien Netzbetrieb. Bei Ansteuerung von Flexibilitätsoptionen sind somit in jedem Fall die potentiellen Rückwirkungen auf weitere Marktakteure mit zu beachten, wodurch ein Koordinationsbedarf zwischen den jeweils betroffenen Akteuren entsteht.

Dies gilt auch für Fälle, in denen zufällig ein VNB und ein anderer Akteur gleichzeitig in derselben Weise (Umfang und Richtung der Leistungsänderung) auf dieselbe Flexibilität zugreifen möchten. Dann ergibt sich zwar kein physischer Widerspruch zwischen den Nutzungsinteressen, aber doch ein Koordinationsbedarf der Einsätze und ggf. zu zahlenden Vergütungen.

Der entstehende Kommunikations- und Koordinationsbedarf zwischen den beteiligten Akteuren betrifft insbesondere die Schnittstelle zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern. Für diesen Koordinationsbedarf sollen im Weiteren geeignete Koordinationsmodelle abgeleitet und konkretisiert werden.

2.4 Ziele der Koordination

Im Hinblick auf die weiteren Überlegungen zur möglichen Ausgestaltung einer Koordination der Nutzung von Flexibilitäten ist zunächst zu klären, was in diesem Zusammenhang unter Koordination zu verstehen ist.

Koordination kann zunächst ganz grundsätzlich als ein Mechanismus verstanden werden, der das Nutzungsrecht einer Ressource – hier einer Flexibilitätsoption bei einem bestimmten Netznutzer (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) oder einer Gruppe von Netznutzern – für einen bestimmten Zeitraum einem oder mehreren hieran interessierten Akteuren in einer definierten Weise zuordnet. Einen Koordinationsmechanismus in diesem allgemeinen Sinne stellt auch jeder Markt dar, denn Märkte dienen dazu, angebotene Ressourcen Nachfragern zuzuordnen. Als zentrales Koordinationsinstrument fungiert dabei der Preis. Die marktbasierende Koordination schließt auch die Möglichkeit ein, dass nicht alle angebotenen Ressourcen genutzt und/oder nicht die gesamte Nachfrage befriedigt werden.

Auch die Nutzung der hier betrachteten Flexibilitätsoptionen kann und sollte grundsätzlich auf marktbasierende Weise koordiniert werden. Wie zuvor erwähnt, geschieht dies auch heute schon auf verschiedenen Märkten, etwa den organisierten Märkten für Fahrplanenergie (v. a. Day-ahead- und Intraday-Spotmärkten) oder für Regelleistung, aber auch über bilaterale Vereinbarungen z. B. zwischen Lieferanten und Kraftwerksbetreibern. An solchen Märkten können grundsätzlich auch Netzbetreiber als Nachfrager von Flexibilität teilnehmen, soweit der gesetzliche Rahmen dies zulässt. Über bestehende Märkte hinaus können sich zukünftig auch weitere, auf bestimmte Arten von Flexibilität spezialisierte Märkte herausbilden, an denen dann ebenfalls sowohl Marktakteure als auch Netzbetreiber auf der Nachfrageseite teilnehmen können.

Diese rein marktbasierende Koordinationsform steht jedoch nicht im Fokus dieser Studie. Vielmehr betrifft der in Abschnitt 2.3 identifizierte Bedarf eine Koordination, die über das Wirken von Märkten hinausgeht: Diese weitergehende Koordination ist dann erforderlich, wenn die Ergebnisse des Wirkens der Märkte nicht mit den Anforderungen an einen sicheren und kosteneffizienten Netzbetrieb vereinbar sind, sei es

- weil der rein marktbasierend koordinierte Flexibilitätseinsatz zu einer Situation mit unzulässiger Netzbelastung führt oder
- weil Netzbetreiber als Nachfrager für Flexibilität auftreten, auf die sie zwingend angewiesen sind, jedoch nicht in ausreichendem Umfang zum Zuge kommen oder
- weil die Marktfunktion beeinträchtigt ist, weil einzelne Flexibilitätsanbieter im Hinblick auf die zwingend zu befriedigende Flexibilitätsnachfrage von Netzbetreibern Marktmacht ausüben können, was sich in unverhältnismäßigen Preisen äußern kann.

Diese über die Marktfunktion hinausgehende Koordination kann z. B. darin bestehen, dass Netzbetreibern bestimmte Zugriffs- oder Einschränkungsrechte auf zu vermarktende oder bereits vermarktete Flexibilitäten oder zumindest Informationsansprüche eingeräumt werden, die die Erkennung von kritischen Netzsituationen und die Identifikation geeigneter Gegenmaßnahmen ermöglichen. In der vorliegenden Studie werden unter Koordinationsmodellen nur Konzepte verstanden, die sich auf diese weitergehende, durch netzseitige Anforderungen bedingte Art von Koordinationsbedarf beziehen.

Da diese Art der Koordination aus der den Netzbetreibern hoheitlich auferlegten Verantwortung für den sicheren Netzbetrieb herrührt, muss es auch im Interesse des Gesetzgebers und der mit der Gesetzesauslegung befassten Regulierungsinstanzen liegen, grundsätzliche Ziele für diese Koordination zu definieren. Die Relevanz dieser Zielfindung kann anhand zweier „extremer“ Paradigmen im Hinblick auf die Flexibilitätsnutzung im Stromversorgungssystem verdeutlicht werden:

- Es könnte einerseits zum Ziel erklärt werden, Netze möglichst unverzüglich so auszubauen, dass die Nutzung aller im Markt angebotenen und nachgefragten Flexibilitäten ermöglicht wird, ohne dass hierdurch Netzengpässe ausgelöst werden. Engpässe könnten dann allenfalls temporär auftreten und würden mit ihrem Auftreten unverzüglich die Initiierung weiterer Netzausbaumaßnahmen zur vollständigen Befriedigung der Transportnachfrage auslösen.

- Die diesem Paradigma entgegengesetzte Zielsetzung würde darin bestehen, die Nutzung von Flexibilitäten nur in dem im Rahmen der jeweils bestehenden Netzkapazität möglichen Umfang zuzulassen und keinen weiteren Netzausbau zu initiieren, der (nur) der weitergehenden Nutzbarmachung von Flexibilitäten dient.

Das erstgenannte Paradigma würde dafür sprechen, den Netzbetreibern starke Anreize für den Netzausbau zu vermitteln und bei temporär bestehenden Engpässen Maßnahmen zu ergreifen, die die marktbasierende Flexibilitätsnutzung möglichst wenig einschränken. Bei konsequenter Umsetzung des letztgenannten Paradigmas wäre es hingegen sinnvoller, dem Markt die Grenzen der Netzkapazität möglichst klar zu signalisieren und auch das wirtschaftliche Risiko der netzbedingten Einschränkungen der Flexibilitätsnutzung den Marktteilnehmern aufzuerlegen.

In der Schweiz liegt hierzu im Gesetzesrahmen und in den strategischen Zielsetzungen auf politischer Ebene noch keine eindeutige Positionierung vor, und es ist vermutlich auch weder gesamtwirtschaftlich optimal noch praktikabel, eins dieser Paradigmen als einzig ausschlaggebende Zielvorstellung festzulegen. Es sollte jedoch ein Bewusstsein dafür entwickelt werden, dass dieser Aspekt der langfristigen Zielsetzung wesentlichen Einfluss auf die Bewertung der in Frage kommenden Koordinationsmodelle hat, so dass zumindest eine diesbezügliche Schwerpunktsetzung erforderlich werden kann.

Dies gilt übrigens in ähnlicher Weise auch für Zielsetzungen, die sich nicht auf die Flexibilitätsnutzung, sondern auf die Bereitstellung von Netzkapazität für die Belieferung von Verbrauchern oder den Abtransport von eingespeister Energie beziehen. Während es – evtl. abgesehen von sehr entlegenen Standorten – üblicherweise als selbstverständlich angesehen wird, dass Verbraucher einen Netzanschluss erhalten und ausreichende Kapazitäten für ihre Belieferung errichtet werden, bestehen mit Blick auf Erzeugungsanlagen durchaus unterschiedliche Ansichten, inwieweit eine uneingeschränkte Einspeisung netzseitig ermöglicht werden sollte. In Deutschland wird z. B. mit den derzeitigen Überlegungen zur „Spitzenkappung“ erwogen, von dem bisherigen Grundsatz eines unverzüglichen Netzausbaus zur vollständigen Befriedigung der einspeisungs- und entnahmeseitigen Transportnachfrage teilweise abzurücken.

2.5 Herausforderungen bei der Gestaltung von Koordinationsmodellen

2.5.1 Vielfalt der Flexibilitätsoptionen

Ein naheliegendes Ziel für die Entwicklung von Koordinationsmodellen für die Flexibilitätsnutzung ist eine möglichst universelle, auf alle verfügbaren Flexibilitätsoptionen übertragbare Ausgestaltung der Regelungen. Angesichts der vorherrschenden Vielfalt bestehender und zukünftig zu erwartender Flexibilitätsoptionen ist jedoch fraglich, ob dieses Ziel ohne Einschränkungen erreichbar ist. Bereits bestehende organisierte Märkte bzw. Koordinationsmechanismen für bestimmte Flexibilitätsformen wie Regelleistung und Beiträge zum Engpassmanagement im Übertragungsnetz (Redispatch) zeigen, wie schwer es vielfach ist, neuartige Optionen in ein ursprünglich für sehr spezifische Flexibilitäten entwickeltes Konzept zu integrieren.

Flexibilitätsoptionen, die im Bereich der Verteilnetze prinzipiell eine Rolle spielen können, unterscheiden sich in vielfältiger Hinsicht, z. B. mit Blick auf

- die involvierten Akteure (Kleinkunden, Industriekunden, Erzeuger, Aggregatoren etc.),
- die Verfügbarkeit (dauerhaft oder nur zeitweise und situationsabhängig),
- die Steuerungsmöglichkeiten (direkte Steuerung z. B. durch VNB oder Aggregator oder nur indirekte Steuerung z. B. über Preisreize),
- die Höhe und Vorzeichen der möglichen Leistungsanpassungen,
- technische Randbedingungen wie Aktivierungszeiten, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, Einsatzdauergrenzen und (speziell bei Speichern) Füllstandsvorgaben,
- die Möglichkeit oder auch Notwendigkeit einer Bewirtschaftung über Fahrpläne und
- die mit dem Einsatz verbundenen Kosten (ggf. einschließlich Opportunitätskosten).

Aus dieser Vielfalt ergeben sich große Unterschiede hinsichtlich des Wettbewerbs um Flexibilitätsoptionen. Während beispielsweise – zumindest bisher – kaum marktseitiges Interesse an der Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen besteht und die Netzbetreiber auf diese Flexibilität daher weitgehend ohne Nutzungskonflikte zugreifen können, können universell einsetzbare Flexibilitätsoptionen etwa im Bereich von Speichern durch verschiedene Akteure nachgefragt werden.

Im Rahmen der Bewertung der in dieser Studie betrachteten Koordinationsmodelle wird auch die Frage nach deren universeller Eignung für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen aufgegriffen. Bereits an dieser Stelle sei angemerkt, dass Universalität nicht als ausschlaggebendes Zielkriterium gesehen werden sollte, zumindest nicht in der Phase der Entwicklung und Einführung von Koordinationsmechanismen, da ein zu hoher Universalitätsanspruch deren Praktikabilität und damit auch Akzeptanz durch die Akteure beeinträchtigen kann.

2.5.2 Nebenwirkungen der Flexibilitätsnutzung: Bilanzungleichgewichte

Die Koordination der Flexibilitätsnutzung zielt in erster Linie auf die Zuordnung und ggf. Einschränkung von Nutzungsrechten an Flexibilitätsoptionen ab. Auch über diese Zuordnung hinaus kann der Einsatz von Flexibilitäten aber einen Koordinationsbedarf unter den Akteuren verursachen, soweit hiermit „Nebenwirkungen“ verbunden sind, die die Interessen von an sich unbeteiligten Akteuren berühren. Besonders relevante Wirkungen dieser Art können sich im Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz ergeben, und zwar sowohl im Gesamtsystem als auch bei einzelnen betroffenen Bilanzgruppen.

Eine Auswirkung auf die Systembilanz ergibt sich, wenn ein Akteur eine Flexibilität einsetzt, die zu einer einseitigen Leistungsänderung (einspeisungs- oder entnahmeseitig) führt, und keine Gegenmaßnahme an anderer Stelle ergreift, die diese Änderung kompensiert. Soweit der Akteur diese Leistungsänderung bewusst herbeiführt, um die Leistungsbilanz seiner Bilanzgruppe zu verbessern, ist diese Wirkung konzeptgemäß und wird bei der Bilanzgruppenabrechnung verursachungsgerecht berücksichtigt. Wenn der Einsatz jedoch durch einen Netzbetreiber zu netzdienlichen Zwecken erfolgt, kann hiervon nicht ausgegangen werden. Vielmehr ist dann davon auszugehen, dass der Einsatz sich auch auf die Leistungsbilanz der Bilanzgruppe auswirkt, der die Einheiten zugeordnet sind, aus denen die Flexibilität erbracht wird. Wenn diese Bilanzänderung nicht durch gezielte Bewirtschaftung kompensiert wird, ergeben sich Auswirkungen auf System- und Bilanzgruppenebene:

- Das bewirkte zusätzliche Leistungsungleichgewicht auf Systemebene muss durch den ÜNB durch Regelleistungseinsatz ausgeglichen werden.
- Die betroffene Bilanzgruppe beansprucht im Umfang des zusätzlichen Ungleichgewichts zusätzliche Ausgleichsenergie, die dem Bilanzgruppenverantwortlichen durch den ÜNB in Rechnung gestellt wird.

Diese Wirkungen treten grundsätzlich auf, wenn Flexibilitäten netzdienlich eingesetzt und die Bilanzwirkungen nicht durch geeignete Gegenmaßnahmen kompensiert werden. Sie stehen damit nicht im Zusammenhang mit einem bestimmten Koordinationsmodell und dessen genauer Ausgestaltung. Gleichwohl muss aber diskutiert werden, ob und ggf. in welcher Weise und unter welchen Bedingungen eine Kompensation dieser Wirkungen auf System- und/oder Bilanzgruppenebene erfolgen soll und wer hierfür verantwortlich sein soll. Diese Frage wird in Kap. 4 näher beleuchtet.

Eine unerwünschte Beeinflussung der Leistungsbilanzen auf Bilanzgruppenebene kann auch bei markt- oder systemdienlichem Einsatz von Flexibilitäten auftreten, und zwar dann, wenn der Akteur, der die Flexibilität vermarktet, nicht zugleich für die Bilanzgruppe verantwortlich ist, aus der heraus die Flexibilität erbracht wird. Dies kann insbesondere der Fall sein, wenn ein unabhängiger Aggregator als Vermarkter auftritt, was in der Schweiz aktuell z. B. im Hinblick auf die Nutzung flexibler Elektrowärmeanwendungen (Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen) bereits geschieht. Die Auswirkungen auf die Bilanzen der betroffenen Lieferanten scheinen derzeit noch sehr gering zu sein, aber es ist nicht auszuschließen, dass Wirkungen dieser Art eine für die Betroffenen problematische Größenordnung erreichen. Es kann dann allerdings grundsätzlich den betroffenen Marktakteuren – hier also dem Aggregator und den Lieferanten – überlassen werden, eine geeignete Lösung zu vereinbaren; ein direkter Zusammenhang mit der in dieser Studie behandelten Koordination zwischen Markt und Netz besteht hier nicht. Gleichwohl kann es erforderlich werden, Leitlinien oder Vorgaben zum Umgang mit dieser Problematik im Rahmen der Netzzugangsregelungen zu verankern, um die Notwendigkeit aufwändiger und die Wirtschaftlichkeit des Flexibilitätseinsatzes beeinträchtigender Einzelfallvereinbarungen zu vermeiden.

2.6 Fragen der Vergütung und Kostenallokation

Im Zusammenhang mit dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen durch Netzbetreiber ergibt sich die Frage, ob und nach welchen Maßstäben Netzbetreiber die in Anspruch genommenen Flexibilitäten vergüten sollten und wie die hierdurch ggf. bei den Netzbetreibern anfallenden Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt werden sollten.

Diese Frage stellt sich deswegen ausschließlich bei einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung, weil bei einer markt- oder systemdienlichen Nutzung davon ausgegangen werden kann, dass sie in marktbasierter Form zustande kommt, sei es durch bilaterale Verträge oder auf einem

organisierten Markt (z. B. für Regelleistung), womit zwangsläufig auch die einvernehmliche Vereinbarung eines Preises zwischen Anbieter und Nachfrager verbunden ist. Die Frage nach der regulatorischen Behandlung der damit verbundenen Kosten stellt sich bei marktdienlicher Flexibilitätsnutzung naturgemäß nicht. Bei systemdienlicher Nutzung betrifft sie die Behandlung der Regelleistungs- und -energiekosten des ÜNB. Diese ist aber bereits umfassend geregelt.

Auch ein netzdienlicher Flexibilitätseinsatz kann marktbasierend zustande kommen. Dies ist dann der Fall, wenn ein Flexibilitätsanbieter auf freiwilliger Basis mit dem Netzbetreiber die „Belieferung“ mit Flexibilität vereinbart. Dann ist ebenfalls sichergestellt, dass eine von beiden Seiten akzeptierte Vergütung hierfür vereinbart wird. Dies gilt auch für den in der letzten Zeit verschiedentlich vorgeschlagenen Ansatz eines preislichen Anreizes durch den Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern in Form von dynamisch an die Netzsituation angepassten Netzentgelten: Der Netzbetreiber würde auf diese Weise dem Flexibilitätsanbieter mitteilen, welchen Preis (in Form eines Entgeltnachlasses) er zu einem gegebenen Zeitpunkt zu zahlen bereit ist, wenn der Flexibilitätsanbieter seine Flexibilität in der gewünschten Form einsetzt (oder auf deren Einsatz für einen anderen Zweck verzichtet). Die Entscheidung über den Einsatz würde hierbei beim Flexibilitätsanbieter verbleiben, so dass der Einsatz als freiwillig und marktbasierend einzuordnen wäre. Im Hinblick auf die praktische Umsetzung sei angemerkt, dass es aus Sicht der Netzentgeltregulierung vorzugswürdig erscheint, ein solches Preissignal nicht in die Netzentgeltstruktur zu integrieren, sondern als separates Vergütungselement zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter zu gestalten. So würde eine klare Trennung zwischen den regulierten Entgelten und der Preisvereinbarung für die Flexibilitätsnutzung aufrecht erhalten. Lediglich beim Abrechnungsvorgang könnten diese beiden Entgelte der Einfachheit halber wieder gemeinsam behandelt werden.

Aus den obigen Überlegungen folgt, dass nur für den Fall eines vom Netzbetreiber durch direkte Anweisung angeforderten und nicht marktbasierend vereinbarten Flexibilitätseinsatzes zu klären ist, ob und ggf. in welcher Höhe hierfür eine Vergütung zu zahlen ist. Diese Frage ist analog zu der im Detail sehr komplexen Frage nach der angemessenen Höhe von Vergütungen für Redispatch-Leistungen für das Engpassmanagement auf Übertragungsebene. Die hiermit verbundenen Überlegungen sollen an dieser Stelle nicht im Einzelnen auf den Themenkomplex der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung im Verteilungsnetz übertragen werden. Als Grundsatz erscheint es den Autoren jedoch zielführend, eine Vergütung der zwangsweise eingesetzten Flexibilität

durch den Netzbetreiber vorzusehen, die die hiermit beim Erbringer der Flexibilität verbundenen Kosten einschließlich Opportunitätskosten (also z. B. entgangene Vermarktungserlöse und/oder Förderbeiträge bei Abregelung von EE-Anlagen) reflektiert. Eine solche kostenorientierte Vergütung führt bei beiden betroffenen Parteien zu angemessenen Wirkungen:

- Für den Erbringer der Flexibilität werden hierdurch die wirtschaftlichen Auswirkungen des Zwangseinsatzes neutralisiert, so dass er weder einen Schaden erleidet noch einen Vorteil hierdurch realisiert, der problematische Anreizwirkungen entfalten könnte.
- Für den Netzbetreiber erhält die eingesetzte Flexibilität hierdurch einen ihren Kosten entsprechenden Wert. Dies versetzt den Netzbetreiber in die Lage, die Kosten dieser Maßnahme mit den Kosten anderer in Frage kommender Maßnahmen – etwa des Netzausbaus – zu vergleichen und eine aus Gesamtkostensicht optimale Lösung auszuwählen.

Der letztgenannte Punkt legt auch eine Antwort auf die Frage nach der regulatorischen Behandlung der hiermit beim Netzbetreiber anfallenden Kosten nahe: Diese Kosten sollten im Idealfall auf die gleiche Weise behandelt werden wie die sonstigen Kosten des Netzbetreibers, um einen möglichst verzerrungsfreien Vergleich der Gesamtkostenwirkungen unterschiedlicher Lösungsoptionen für Netzengpässe zu ermöglichen. Dabei ist es grundsätzlich unerheblich, ob der Anreiz zur Senkung der Netzkosten durch Etablierung einer expliziten Anreizregulierung (meist durch Festlegung von Erlösobergrenzen für mehrjährige Regulierungsperioden) oder durch andere Konzepte wie die in der Schweiz erwogene „Sunshine-Regulierung“ zustande kommt, bei der durch Veröffentlichung relevanter Kennzahlen und Vergleiche ein indirekter Kostendruck erzeugt wird. Ziel sollte in jedem Fall sein, Netzbetreiber zu einer langfristigen Kostenoptimierung anzureizen, bei der der Einsatz kundenseitiger Flexibilität als ein möglicher Lösungsbeitrag neben anderen konventionellen und neuartigen Lösungen in Betracht gezogen wird. Eine rein kostenbasierte Regulierung („Cost-plus-Regulierung“) ohne direkt oder indirekt wirkende Anreizmechanismen erscheint hierfür nicht ausreichend. Inwieweit die mit einer „Sunshine-Regulierung“ verbundenen indirekten Anreize hierfür geeignet sein können, dürfte stark von der konkreten Ausgestaltung der veröffentlichten Kennzahlen abhängen. Vorstellbar wäre etwa, auch Informationen über die Nutzung neuartiger Technologien durch die VNB zu veröffentlichen, wodurch allerdings kein Druck erzeugt werden darf, solche Technologien auch dann einzusetzen, wenn hierfür gar kein Bedarf besteht. Eine detaillierte Analyse und Bewertung der Gestaltungsmöglichkeiten und Wirkungen dieser und ggf. anderer Formen der Netzentgeltregulierung ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Es sei angemerkt, dass die Schaffung einer technologieutralen Anreizsituation für VNB in der Praxis erhebliche Herausforderungen aufwirft, etwa aufgrund der Tatsache, dass Kapital- und Betriebskosten mit Blick auf die Gewährung einer meist auf das eingesetzte Kapital bezogenen kalkulatorischen Verzinsung in der Regel prinzipiell unterschiedlich behandelt werden, so dass ein verzerrungsfreier Wettbewerb von Technologieoptionen mit stark unterschiedlicher Kapitalintensität nicht leicht zu erreichen ist. Konkret ist zu erwarten, dass VNB bei zwei Lösungsoptionen, die bei annuitätischer Kostenbetrachtung gleichwertig erscheinen, die kapitalintensivere Option bevorzugen würden, da sie einen höheren kalkulatorischen Verzinsungsbeitrag verspricht. Diese Problematik bezieht sich allerdings nicht allein auf den Bereich des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes, sondern ganz grundsätzlich auf die Abwägung zwischen netzseitigen Lösungsoptionen mit unterschiedlicher Kapitalintensität. Hierüber wird z. B. auch in Deutschland in letzter Zeit intensiv diskutiert, etwa im Rahmen der kürzlich abgeschlossenen Evaluierung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur. Mitunter wird beispielsweise eine kalkulatorische Gewinnmarge auch auf Betriebskosten vorgeschlagen, durch die die Technologieneutralität der Anreize vermutlich verbessert würde, zugleich aber auch Fehlanreize entstehen könnten. Konkrete und umfassend auf ihre Wirkungen hin analysierte Konzepte zur Lösung dieser Problematik liegen bislang noch nicht vor.

3 Koordinationsmodelle

3.1 Vorhersage, Beseitigung und Bewirtschaftung von Engpässen

Die Koordination des Einsatzes kundenseitiger Flexibilitäten an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz hängt unmittelbar mit dem potentiellen Auftreten von Netzengpässen und dem Ergreifen geeigneter Gegenmaßnahmen zusammen. Bestünde nämlich weder das Risiko, dass der Flexibilitätseinsatz Engpässe hervorruft, noch die Möglichkeit, durch Flexibilitätseinsatz Engpässen entgegenzuwirken, die auf andere Weise verursacht wurden, so gäbe es auch keine Notwendigkeit, diesen Einsatz zu koordinieren. Die Marktteilnehmer könnten dann ohne Eingreifen des Netzbetreibers auf die Flexibilitäten zugreifen und sich hierbei allenfalls untereinander koordinieren, etwa auf entsprechenden Märkten.

Aufgrund dieser Zusammenhänge wird die mögliche Ausgestaltung einer Koordination an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz im Weiteren in enger Anlehnung an die Elemente der betrieblichen Prozesse von Netzbetreibern analysiert, die mit dem Engpassmanagement verbunden sind. Hierbei werden drei wesentliche Prozesselemente unterschieden, die Vorhersage, die Beseitigung und die Bewirtschaftung von Engpässen (EP). Diese Prozesselemente werden nachfolgend definiert und anhand beispielhafter Ausprägungen erläutert. Eine detailliertere Darstellung möglicher Ausgestaltungsformen und damit verbundener prozessualer, vertraglicher und systemtechnischer Umsetzungsaspekte erfolgt in Kap. 4.

3.1.1 Engpassvorhersage

Um einen bestehenden oder potentiellen Netzengpass – gleich welcher Ursache – durch geeignete Gegenmaßnahmen, zu denen auch der Zugriff auf Flexibilitäten gehören kann, beheben zu können, muss der VNB die Existenz des Netzengpasses zunächst erkennen. Hierzu dient das Prozesselement der EP-Vorhersage (das eng mit Basisfunktionalitäten der Kategorie „Informationen“ gemäß Smart Grid Roadmap korrespondiert [4]). Wenn keine EP-Vorhersage stattfindet, können drohende Engpässe auch nicht erkannt werden; etwaige Verletzungen technischer Grenzwerte können sich dann z. B. durch Beeinträchtigungen der Spannungsqualität am Kundenanschluss oder durch Auslösungen der Schutztechnik und dadurch bedingte Versorgungsunterbrechungen äußern. Hierdurch würde dann offenbart, dass in einem Netzgebiet ein Engpasspotential besteht und eine geeignete Form der EP-Vorhersage benötigt wird.

Die EP-Vorhersage erfordert eine geeignete Form der Netzanalyse, die den Zustand des Netzes und die vorherrschende Last- und Einspeisesituation überwacht bzw. für einen Zukunftszeitraum prognostiziert und prüft, ob eine Verletzung der Grenzen des technisch zulässigen Netzbetriebs droht oder bereits eingetreten ist. In der einfachsten Form kann diese Netzanalyse in der Auswertung einzelner im Rahmen der Betriebsführung vorliegender Informationen etwa in Form einer Echtzeitmessung bestehen, für die an wichtigen Punkten im Netz die aktuellen Strom- und Spannungswerte erfasst werden. Dazu eignen sich beispielsweise Messungen an Transformatoren oder an Abgängen der Umspannwerke und Ortsnetzstationen. Alternativ ist auch vorstellbar, dass allein aus aktuellen Witterungsdaten Rückschlüsse auf die (wahrscheinliche) Netzsituation gezogen werden können. Eine EP-Vorhersage, die allein auf der Auswertung von Echtzeitinformationen beruht, stellt aus Sicht des zeitlichen Ablaufs den Grenzfall einer Vorhersage dar, da dann bei Auftreten von Engpass-Befunden praktisch unverzüglich Maßnahmen ergriffen werden müssen. Um etwas Zeit für die Auswahl und Veranlassung von Maßnahmen zu gewinnen, können im Rahmen der Echtzeit-EP-Vorhersage aber Sicherheitsmargen bei der Überprüfung auf Verletzungen technischer Grenzwerte berücksichtigt werden.

Die EP-Vorhersage kann aber auch aufwändiger in Form einer vorausschauenden Netzanalyse gestaltet werden, die es erlaubt, bei drohenden Engpässen auch solche Gegenmaßnahmen zu ergreifen, die einen zeitlichen Vorlauf erfordern, was etwa bei Zugriff auf Flexibilitäten über entsprechende Märkte der Fall sein kann. Eine relativ einfache Form der vorausschauenden EP-Vorhersage könnte darin bestehen, allein auf Basis der Echtzeitmesswerte und deren zeitlichen Verlaufs eine Prognose für nachfolgende Zeitpunkte vorzunehmen, evtl. auch unter Hinzunahme von leicht erhältlichen Prognosedaten wie Wetterprognosen. Eine komplexere Ausgestaltung könnte auf umfangreichen, von den Marktteilnehmern bereitzustellenden Prognose- und Fahrplandaten zur erwarteten Entwicklung von Einspeisung und Last aufsetzen, die eine vorausschauende Netzsicherheitsrechnung in einem abgestimmten Zeitraster (z. B. stündlich) für den Vorhersagezeitraum ermöglicht.

Ein detailliert abgestimmter und mit großem betrieblichem Aufwand verbundener EP-Vorhersageprozess dieser Art wird täglich von den europäischen ÜNB im Rahmen der „Day-Ahead Congestion Forecast“ (DACF) betrieben. Die Übertragung dieses von den ÜNB praktizierten Prozesses auf die Verteilnetzebenen wäre aus technischer Sicht durchaus realisierbar, dürfte in absehbarer Zeit angesichts der hohen Anforderungen an den Datenaustausch (v. a. die

damit verbundenen Vereinbarungen und Prozesse) und die leittechnische Ausstattung der Netzbetreiber jedoch allenfalls für die Hochspannungsebene vorstellbar sein. Eine flächendeckende Ausstattung der Mittel- und Niederspannungsnetze mit der hierfür erforderlichen Sensorik und Leittechnik würde voraussichtlich weit über ein Jahrzehnt in Anspruch nehmen, sofern dafür kein unmittelbar dringender Bedarf besteht. Es sind aber einfacher umsetzbare Formen einer vorausschauenden EP-Vorhersage für Verteilnetze vorstellbar, die strukturell Analogien zum ÜNB-seitigen Engpassmanagement-Prozess aufweisen. Daher wird dieser Prozess in Abschnitt 3.1.4 als Hintergrund für die weiteren Überlegungen in dieser Studie näher erläutert.

Die EP-Vorhersage versetzt die VNB in die Lage, drohende oder bestehende Engpässe zu erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen zu deren Behebung zu identifizieren. Diese Maßnahmen können nach ihrem grundsätzlichen Charakter in Maßnahmen zur EP-Beseitigung und Maßnahmen zur EP-Bewirtschaftung unterschieden werden.

3.1.2 Engpassbeseitigung

Unter dem Begriff EP-Beseitigung werden hier alle Maßnahmen gegen einen drohenden oder bestehenden Engpass verstanden, die nicht direkt zulasten der Marktteilnehmer gehen, die den vom Engpass betroffenen Netzabschnitt nutzen (wollen), sondern zunächst zulasten des Netzbetreibers, der die damit verbundenen Kosten anschließend über die Netzentgelte sozialisiert. (Wenn die Kosten nicht sozialisiert, sondern – sofern dies möglich ist – einzelnen Marktteilnehmern verursachungsgerecht individuell angelastet werden, ergibt sich eine modifizierte Form der EP-Bewirtschaftung; siehe Abschnitt 3.1.3).

Eine so verstandene EP-Beseitigung erhält, wenn sie erfolgreich ist, für die Marktteilnehmer die Fiktion eines engpassfreien Netzes („Kupferplatte“) aufrecht. Die betroffenen Marktteilnehmer müssen weder direkt die Kosten des Engpassmanagements tragen noch eine Nutzen einbuße durch eine engpassbedingte Einschränkung ihrer Transaktionsfreiheit hinnehmen. Sie leisten nur – gemeinsam mit allen anderen Netznutzern (beim schweizerischen Entgeltsystem also allen Verbrauchern) in einem Netztarifgebiet – über die Netzentgelte ihren Beitrag zur Deckung der Engpassmanagementkosten. Im Bereich der ÜNB-seitigen Prozesse ist die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ein Beispiel für eine EP-Beseitigung in diesem Begriffssinn: Die Kosten solcher Maßnahmen werden von den Netzbetreibern getragen und über die Netzentgelte sozialisiert, und die Maßnahmen zielen darauf ab, einen Engpass ohne Eingriff in

die marktseitig erfolgten Transaktionen zu beheben. Für die Marktteilnehmer, deren Flexibilität im Rahmen der EP-Beseitigung eingesetzt werden, wirken sich diese Maßnahmen wie zusätzliche Transaktionen (z. B. Redispatch-Einsätze) aus, die sie mit dem Netzbetreiber abschließen; die bereits mit anderen Marktteilnehmern vereinbarten Transaktionen bleiben hiervon jedoch unbeeinflusst.

Im Bereich der Verteilnetze zählen hierzu zunächst alle Maßnahmen, die nicht in das (wirkleistungsseitige) Verhalten der Netznutzer eingreifen. Dies sind rein netzbezogene Maßnahmen (Schaltmaßnahmen, Einstellung von Parametern der Netzbetriebsmittel etc.) und Maßnahmen der Spannungs-Blindleistungssteuerung. Darüber hinaus kann aber auch der Zugriff auf wirkleistungsseitige Flexibilitätsoptionen zur EP-Beseitigung beitragen, beispielsweise durch Einsatz von Einspeisemanagement. Der VNB nimmt dann die Rolle des Nachfragers nach Flexibilitätsoptionen ein. Um solche Maßnahmen effektiv einsetzen zu können, benötigt der VNB Informationen über die Verfügbarkeit und die technischen Eigenschaften von Flexibilitätsoptionen, die geeignet sind, dem Engpass entgegenzuwirken.

Maßnahmen zur EP-Beseitigung können mit unterschiedlichen Fristen ergriffen werden. Wenn ein unmittelbar drohender EP erst bei der Echtzeitüberwachung des Netzzustands festgestellt wird, können zu seiner Beseitigung auch nur unmittelbar wirksame Maßnahmen beitragen, die keine nennenswerte Aktivierungszeit aufweisen. Wird ein drohender EP hingegen bereits frühzeitig durch eine vorausschauende EP-Vorhersage erkannt, so können mit entsprechender Frist auch schon frühzeitig Maßnahmen ergriffen bzw. ihr Einsatz für den kritischen Zeitpunkt angewiesen werden. Das in diesem Zusammenhang mitunter verwendete Begriffspaar der kurativen vs. präventiven Maßnahmen wird in dieser Studie allerdings nicht verwendet, da es im Hinblick auf die Zuordnung der Maßnahmen zu den hier verwendeten Begriffskategorien EP-Beseitigung und -Bewirtschaftung nicht eindeutig ist; insbesondere könnten unter präventiven Maßnahmen sowohl eine EP-Bewirtschaftung als auch vorausschauend ergriffene Maßnahmen der EP-Beseitigung verstanden werden.

Dem Begriff der EP-Beseitigung werden in dieser Studie Maßnahmen zugerechnet, die aus Sicht der beteiligten Akteure grundsätzlich als angemessene Optionen zur Behebung netzseitiger Probleme im alltäglichen Betrieb angesehen werden. Hiervon abzugrenzen sind Maßnahmen, die nur im Notfall und damit höchst selten ergriffen werden sollten, um einen drohenden Zusammenbruch der Versorgung zu vermeiden. Notfallmaßnahmen dieser Art können z. B.

Anweisungen oder Schaltmaßnahmen zum Lastabwurf oder zum nicht marktbasierend vereinbarten (d. h. auch nicht freiwillig angebotenen) Einsatz von Speichern sein. Maßnahmen dieser Art als „ultima ratio“ zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs bedürfen keiner Koordination, weil sie unabhängig von vertraglichen Regelungen mit eindeutiger Priorität durch den Netzbetreiber ergriffen werden können. Sie werden in dieser Studie daher nicht dem für die Koordinationsmodelle relevanten Prozesselement der EP-Beseitigung zugerechnet. Ob für Notfallmaßnahmen dieser Art eine Entschädigung an die betroffenen Marktteilnehmer gezahlt wird, ist für ihre Einordnung im Hinblick auf die Koordinationsmodelle unerheblich. Es darf jedenfalls nicht Ziel der Gestaltung möglicher Entschädigungsansprüche sein, dass die Netzbetreiber den Einsatz von Notfallmaßnahmen unter wirtschaftlicher Abwägung mit anderen Optionen zur EP-Behebung als eine *reguläre* Handlungsalternative in Betracht ziehen.

3.1.3 Engpassbewirtschaftung

Unter EP-Bewirtschaftung wird hier in Abgrenzung zur EP-Beseitigung eine Vorgehensweise zur Vermeidung oder Behebung von Engpässen verstanden, die zulasten der vom Engpass betroffenen Marktteilnehmer geht. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung läuft die Bewirtschaftung eines Engpasses darauf hinaus, die Transaktionsfreiheit der Marktteilnehmer so einzuschränken, dass der Engpass behoben wird bzw. gar nicht erst auftritt. Bei den ÜNB findet eine solche Bewirtschaftung z. B. im Bereich der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten statt. Sie wird meist über explizite Auktionen (reine Vergabe von Transportkapazität) oder implizite Auktionen (Kombination von börsenbasiertem Stromhandel mit Vergabe von Transportkapazität) realisiert und führt im Idealfall dazu, dass in diesem Bereich keine Engpässe mehr auftreten. Falls nach Abschluss der letzten Kapazitätsauktionen im Betrieb doch noch Engpässe auftreten, werden diese hingegen durch Maßnahmen der EP-Beseitigung (z. B. Redispatch) behoben, die dann nicht mehr in die Transaktionen der Marktteilnehmer eingreifen. Im Bereich des nationalen schweizerischen Übertragungsnetzes findet eine EP-Bewirtschaftung gelegentlich durch Vorgabe maximaler Einspeisekapazitäten für einzelne Kraftwerke statt, wenn die Transportkapazität des Netzes durch Wartungsmaßnahmen oder Witterungsbedingungen eingeschränkt ist.

Ein solcher Ansatz ist im Verteilnetzsektor insbesondere bei Engpässen vorstellbar, die durch den Einsatz von Flexibilitäten verursacht werden. Der VNB könnte in solchen Fällen im Vor-

lauf des Marktgeschehens das technisch zulässige Einsatzpotential der entsprechenden Flexibilitäten – also mit anderen Worten die Kapazität des Netzes für die Aufnahme dieser Flexibilitäten – ermitteln und anschließend den Marktteilnehmern eine entsprechende Begrenzung auferlegen. Die Berechnung des maximal zulässigen Flexibilitätseinsatzes ist allerdings in der Praxis mit einigen Herausforderungen verbunden. So ist z. B. zu klären, wie die von einer möglichen Einsatzbeschränkung betroffenen Flexibilitäten überhaupt definiert und erfasst werden, welcher Zeitraum bei der Analyse des Einsatzpotentials betrachtet wird und wie die „Grundbelastung“ des Netzes ermittelt wird, die sich ohne Einsatz der Flexibilitäten in diesem Zeitraum ergeben würde.

Die Behandlung der für die EP-Bewirtschaftung erforderlichen Beschränkungen des freien Flexibilitätseinsatzes kann unterschiedliche Ausprägungen annehmen, die sich in ihrem Umsetzungsaufwand und verschiedenen anderen Wirkungen deutlich unterscheiden:

- Eine einfache Ausgestaltungsform wäre eine Rationierung des Vermarktungspotentials, bei der die VNB das maximal zulässige Einsatzpotential gleichmäßig auf die Anbieter (oder Vermarkter) der betroffenen Flexibilitäten aufteilen. Falls es beispielsweise um die markt-dienliche Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Nachtspeicherheizungen geht, könnte der Netzbetreiber die Zahl der in einem Netzabschnitt maximal gleichzeitig betreibbaren Heizungen bestimmen (evtl. tageszeitabhängig) und diese Zahl anteilig auf die Lieferanten oder Aggregatoren aufteilen, die in diesem Netzabschnitt diese Form der Flexibilität einsetzen wollen. Um diese Anteile zu ermitteln, bräuchte der VNB hierzu Informationen darüber, mit wie vielen Kunden diese Lieferanten/Aggregatoren jeweils eine entsprechende vertragliche Vereinbarung zum Flexibilitätseinsatz getroffen haben.
- Ein komplexerer Ansatz, mit dem die vorhandene Netzkapazität aber auch vermutlich besser ausgenutzt werden könnte, wäre ein Buchungssystem, das sich grundsätzlich an der oben erwähnten Praxis der ÜNB für die Vergabe von Transportkapazität orientiert, wobei die Vergabe nicht zwangsläufig auf Auktionen basieren muss, sondern z. B. auch nach der Buchungsreihenfolge („first come, first served“) erfolgen kann.

Wie an diesen Ausprägungsbeispielen ersichtlich ist, muss die EP-Bewirtschaftung nicht zwangsläufig mit der Erzielung von Erlösen durch den VNB verbunden sein; lediglich bei einer auktionsbasierten Kapazitätsvergabe wäre dies der Fall. Der Begriff der EP-Bewirtschaftung wird in dieser Studie daher unabhängig davon verwendet, ob der VNB mit einem solchen Mechanismus Erlöse erzielt oder nicht.

Allen Ansätzen zur EP-Bewirtschaftung ist gemein, dass sie sich auf bestimmte Handlungsweisen der Marktteilnehmer oder deren Transaktionen mit anderen Marktteilnehmern beziehen und somit gewissermaßen auf bestimmte „Produkte“ abstellen, so wie auch die Vergabe von Transportkapazitäten im Übertragungsnetz mit der Zuweisung ganz bestimmter Nutzungsrechte verbunden ist. Eine universelle, d. h. auf unterschiedliche Formen der Netznutzung und hier speziell des Einsatzes kundenseitiger Flexibilitäten anwendbare Gestaltung ist hier somit deutlich schwieriger zu realisieren als bei Konzepten der EP-Beseitigung, die nicht in den Markt mit seinen Transaktionsformen und Produkten eingreifen.

Wie in Abschnitt 3.1.2 erwähnt, ist eine EP-Bewirtschaftung prinzipiell auch in der Form denkbar, dass die zur Vermeidung des Engpasses erforderlichen Maßnahmen nicht durch die für dessen Verursachung verantwortlichen Marktteilnehmer, sondern durch den VNB ergriffen werden, der anschließend aber die damit verbundenen Kosten an diese Marktteilnehmer weiterverrechnet. Bei dieser Gestaltungsform sorgt der VNB selbst für die zur Engpassvermeidung erforderlichen Einschränkungen des Flexibilitätseinsatzes, deren wirtschaftliche Folgen (Kosten und/oder Nutzeneinbußen) aber von den betroffenen Marktteilnehmern getragen werden. Es ist allerdings fraglich, ob dieser Ansatz tatsächlich praxistauglich umgesetzt werden kann. Er würde voraussetzen, dass einerseits eindeutig festgestellt werden kann, welche Netznutzer einen Engpass verursachen, und andererseits Möglichkeiten zur Verfügung stehen, den Engpass gegen Zahlung einer Vergütung, die dann an die Verursacher weiterverrechnet werden kann, zu beseitigen. Es stellt sich dann unmittelbar die Frage, warum der Flexibilitätsanbieter, der die Flexibilität zur Beseitigung des Engpasses bereitstellen kann, nicht selbst als einer der Verursacher des Engpasses anzusehen wäre. Abgesehen von dieser grundsätzlichen Schwierigkeit dürfte es in der Praxis als aufwändig angesehen werden, bestimmte Maßnahmenkosten an einzelne Akteure weiterzuverrechnen und entsprechende Forderungen auch durchzusetzen (einschließlich Notwendigkeitsnachweisen etc.). Ob sich für diesen Ansatz praktische Eignungsfelder finden werden, ist aus derzeitiger Sicht daher zumindest fraglich.

3.1.4 Exkurs: Ausgestaltung der Prozesselemente auf der Übertragungsebene

Auf der Übertragungsnetzebene findet bereits heute eine enge Koordination an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz in Bezug auf potentielle Netzengpässe statt. Diese Koordination beschränkt sich nicht nur auf den Abstimmungsbedarf bezüglich des Einsatzes von Flexibilitäten,

sondern bezieht sämtliche Marktakteure mit ein, deren Marktverhalten einen Engpass hervorrufen kann oder die über die Möglichkeit verfügen, einem Engpass entgegen zu wirken. In Folge historischer Netzentwicklung ist die Netzkapazität oft insbesondere an den Ländergrenzen schwach ausgeprägt, wodurch ein hoher Koordinationsbedarf zwischen den betroffenen ÜNB und den jeweiligen Marktakteuren der Marktgebietszonen besteht. Um die vorhandene Netzkapazität möglichst effizient zu nutzen, finden die betrieblichen Prozesselemente der EP-Vorhersage, EP-Bewirtschaftung und EP-Beseitigung auch auf der Übertragungsnetzebene Verwendung. Die Koordination zwischen den ÜNB und den Marktakteuren erfolgt dabei in zeitlich aufeinander folgenden und abgestimmten Schritten.

Etwa ein Jahr vor Erfüllungszeitpunkt veröffentlichen die ÜNB noch verfügbare, grenzüberschreitende Handelskapazität auf Basis der vorhandenen Netztopologien, möglichen Netzausbau- oder -verstärkungsmaßnahmen und bekannten Betriebsmittelwartungen. Neben diesen rein netzbezogenen Eigenschaften werden bereits abgeschlossene grenzüberschreitende Langfristverträge zwischen Marktakteuren, die die verfügbaren Handelskapazitäten teilweise bereits in Anspruch nehmen, mit berücksichtigt. Die für den Handel insgesamt zur Verfügung gestellte Handelskapazität weicht zum Teil deutlich von der technisch möglichen Übertragungskapazität des Netzes ab. Gründe hierfür können unter anderem in Netzsicherheitskriterien und in Leistungsflüssen, die sich ohne Handel zwischen den beiden Ländern einstellen (Basisflüsse, Loop-Flows, Ausgleich von Primärregelleistung...), wie auch in landesinternen Netzengpässen liegen. Die unter diesen Annahmen veröffentlichten Handelskapazitäten können die Marktakteure bei Mittel- und Langfristentscheidungen unterstützen und beispielsweise die Basis für Kraftwerksinvestitionen oder der Ausgestaltung von Lieferverträgen bilden.

Zwei Tage vor Erfüllungszeitpunkt nehmen die ÜNB im Rahmen der D2CF-Prozesse (oder auch „Two Day Ahead Congestion Forecast“) eine Aktualisierung der verfügbaren grenzüberschreitenden Handelskapazitäten vor. Im Vergleich zu den ein Jahr im Voraus berechneten Kapazitäten basiert diese Aktualisierung auf einer deutlich höher aufgelösten Datenbasis: Jeder ÜNB prognostiziert jeweils den Kraftwerkseinsatz in seiner Regelzone auf Basis von antizipierten Verbrauchsentwicklungen, prognostizierten EE-Einspeisungen und aktuellen Marktergebnissen und pflegt diese in ein digitales Modell des Übertragungsnetzes ein. Dieser Netzdatensatz wird (unter hohem Aufwand) anschließend mit den Modellen der übrigen ÜNB zusammengefügt, so dass ein Netzdatensatz für das gemeinsame ENTSO-E-Gebiet entsteht. Auf Basis dieses abgestimmten Datensatzes führen die ÜNB Netzsicherheitsuntersuchungen durch, um

potentielle Netzengpässe zu detektieren, deren Ursprung hauptsächlich im grenzüberschreitenden Handel liegt. Bei diesen Netzsicherheitsanalysen wird auch der mögliche Ausfall von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt. Auf Basis solcher Netzanalysen werden die maximal möglichen Austauschkapazitäten zwischen den Ländern bestimmt. Die so bestimmten grenzüberschreitenden Handelskapazitäten bilden den Input für das am Folgetag stattfindende Day-ahead Market Coupling.

Nach Abschluss des Day-ahead Market Coupling sind die Kraftwerksbetreiber dazu verpflichtet, den für den Folgetag vermarkteten Einsatz ihrer Kraftwerke in Form von Fahrplänen an die ÜNB zu übermitteln. Vergleichbar zum D2CF-Prozess übertragen die ÜNB diese Fahrpläne in ihr digitales Modell des Übertragungsnetzes. Gleichzeitig nehmen die ÜNB eine Aktualisierung der Last- und Einspeiseprognosen vor und erstellen erneut in enger Abstimmung einen ENTSO-E weiten Netzdatensatz. Durch anschließende Netzsicherheitsanalysen werden potentielle Netzengpässe detektiert (DACF – „Day-ahead Congestion Forecast“). Im Gegensatz zum D2CF liegt der Fokus nicht ausschließlich auf grenzüberschreitenden Engpässen, sondern zusätzlich auf potentiellen landesinternen Betriebsmittelüberlastungen. Detektierte Engpässe werden durch Redispatchmaßnahmen – und somit Eingriffe in den marktbasierend bestimmten Kraftwerkseinsatz – beseitigt.

Zur ständigen Aufrechterhaltung der Systemstabilität aktualisieren die ÜNB stündlich rollierend ihre Netzsicherheitsanalysen auch innerhalb eines Tages für jeweils eine Stunde im Voraus. Marktakteure können auf kurzfristige last- und erzeugungsseitige Änderungen, die nach Schließung des Day-ahead Spotmarktes auftreten oder ersichtlich werden, reagieren und weiteren kurzfristigen Stromhandel durchführen. Mögliche Treiber für Intraday-Geschäfte können z. B. unvorhergesehene Kraftwerksausfälle oder Verbrauchs- und EE-Prognosefehler sein. Hierdurch kann sich nicht nur die insgesamt in das Netz eingespeiste Strommenge, sondern insbesondere der Ort der Stromeinspeisung deutlich ändern, wodurch erneute Netzsicherheitsuntersuchungen seitens der ÜNB zur Engpassdetektion notwendig werden. Zur Sicherstellung des störungsfreien Netzbetriebs führen die ÜNB erforderlichenfalls Intraday-Redispatchmaßnahmen durch.

Die Koordination zwischen Markt und Netz auf der Übertragungsebene ist somit ein ständig rollierender und auf aktualisierten Eingangsdaten wie Wartungsplänen und Last- und Er-

zeugungsprognosen und -fahrplänen beruhender Prozess. Für jeden Erfüllungszeitpunkt werden vier unterschiedliche EP-Vorhersagen durchgeführt, die sich hinsichtlich ihres zeitlichen Vorlaufs und ihrer Detailtiefe wie auch hinsichtlich ihrer Zielsetzung deutlich unterscheiden:

- Die ein Jahr im Voraus durchgeführte EP-Vorhersage dient hauptsächlich der strategischen Entscheidungsfindung der Marktakteure.
- Auf Basis des D2CF-Prozesses wird der grenzüberschreitende Stromhandel für den Folgetag begrenzt. Die von den ÜNB für den Markt zur Verfügung gestellten Handelskapazitäten können in einer Auktion im Rahmen des Day-ahead Market Coupling durch die Marktakteure ersteigert werden. Der Day-ahead Spotmarkt umfasst auf diese Weise eine EP-Bewirtschaftung für grenzüberschreitende Transportkapazitäten.
- Die EP-Vorhersagen im Rahmen der DACF- und Intraday-Prozesse zielen auf die Erkennung von Netzengpässen ab, die auch nach der Vergabe der grenzüberschreitenden Transportkapazität noch entstehen können, sei es an den Landesgrenzen oder auch in den landesinternen Netzen. Die von den ÜNB ggf. veranlassten Redispatchmaßnahmen dienen dann der EP-Beseitigung. Im Regelfall sind die Rahmenbedingungen für die notwendigen Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz gesetzlich oder vertraglich geregelt. Im Notfall dürfen ÜNB aber in der Regel ohnehin alle Maßnahmen ergreifen, die ihnen zur Aufrechterhaltung des sicheren Systembetriebs erforderlich und angemessen erscheinen.

Diese Prozesse auf der Übertragungsnetzebene können der Orientierung bei der Gestaltung von Koordinationsmodellen und -prozessen auf der Verteilnetzebene dienen. Eine vollständige Übernahme der Prozesse erscheint allerdings aufgrund des hohen Aufwands und Datenbedarfs wahrscheinlich auch langfristig höchstens für die Hochspannungsebene möglich und dürfte bei Abwägung von Aufwand und Nutzen für die unteren Verteilnetzebenen auch gar nicht erstrebenswert sein. Einzelne Elemente der für diese Ebenen geeigneten Prozesse können aber durchaus Analogien zu den ÜNB-seitigen Prozessen aufweisen.

Die bei den ÜNB-Prozessen klare zeitliche Anordnung der Prozesselemente (zunächst EP-Bewirtschaftung und anschließend EP-Beseitigung) muss im Verteilnetzsektor u. U. nicht zwingend so eindeutig übernommen werden. Es ist auch vorstellbar, dass diese Prozesselemente ineinander verzahnt oder sogar in entgegengesetzter Reihenfolge ablaufen, indem z. B. zunächst Maßnahmen zur EP-Beseitigung (etwa Einspeisemanagement) ergriffen werden und

Eingriffe in die marktseitigen Transaktionen im Sinne einer EP-Bewirtschaftung erst dann stattfinden, wenn die Maßnahmen zur EP-Beseitigung sich als nicht ausreichend erweisen. Diese mögliche prozessuale Flexibilität ergibt sich im Verteilnetzsektor aus der Vielfalt der dort relevanten potentiellen Ursachen und Behebungsmöglichkeiten für Engpässe.

3.2 Klassifizierung von Koordinationsmodellen

Aufgrund der großen Bandbreite der möglichen Ausgestaltungsformen der in Abschnitt 3.1 erläuterten Prozesselemente lässt sich im Detail eine praktisch beliebige Vielfalt von Modellen für die Koordination des Flexibilitätseinsatzes an der Schnittstelle von Markt und Netz vorstellen. Für die Zwecke dieser Studie ist es jedoch weder möglich noch zielführend, alle erdenklichen Ausprägungen dieser Modelle zu betrachten und zu bewerten. Vielmehr erscheint es sinnvoll, die drei in den folgenden Abschnitten beschriebenen Grundmodelle der Koordination zu unterscheiden, zuzüglich eines Modells „0“, das keine Koordination im eigentlichen Sinne darstellt, weil es mit Fallkonstellationen verknüpft ist, die keine Koordination erfordern.

Jedes Koordinationsmodell umfasst eine Kombination der konstituierenden Elemente EP-Vorhersage, EP-Beseitigung und EP-Bewirtschaftung, wobei Letztere nur in einem der drei Modelle enthalten ist (Bild 3.1).

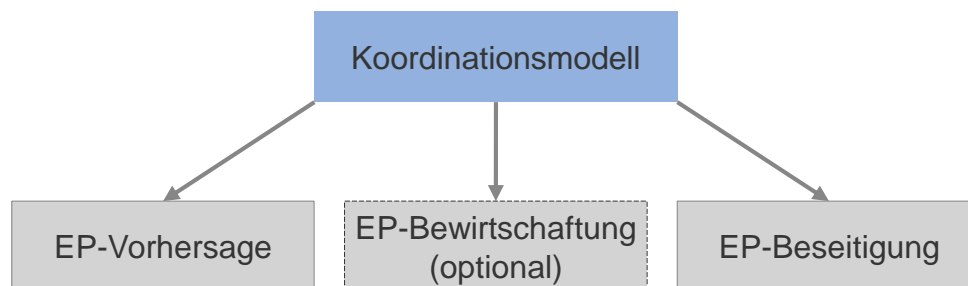


Bild 3.1: Konstituierende Elemente von Koordinationsmodellen

3.2.1 Modell 0: Kein Koordinationsbedarf

Der Fall, in dem der Flexibilitätseinsatz nicht zwischen Markt und Netz koordiniert werden muss, tritt ein, wenn in einem Netz oder Netzbezirk

- weder ein Risiko besteht, dass durch Einsatz der vorhandenen Flexibilitäten – egal durch welchen Akteur – ein Netzengpass ausgelöst wird,

- noch ein Erfordernis für den Netzbetreiber entstehen kann, seinerseits auf Flexibilitäten zuzugreifen, um Netzengpässe – egal wodurch diese verursacht sind – zu beheben.

In diesem Fall können die Marktteilnehmer frei über die vorhandenen Flexibilitätsoptionen verfügen, und der Netzbetreiber tritt nicht als Nachfrager nach Flexibilitäten auf. Dann werden weder eine EP-Vorhersage noch Maßnahmen zur EP-Bewirtschaftung oder EP-Beseitigung benötigt, jedenfalls nicht im Zusammenhang mit der Nutzung von Flexibilitätsoptionen. (Es könnten jedoch Engpässe vorliegen, die andere Ursachen haben und die auch nur mit anderen Maßnahmen als dem Einsatz von Flexibilitäten behoben werden können.)

Dieser triviale Fall erfordert keine weitere Ausgestaltung, wird hier aber dennoch der Vollständigkeit halber aufgeführt, zumal er die heutige Situation im weit überwiegenden Anteil der Verteilnetze repräsentiert. In der kürzlich abgeschlossenen Studie für das BFE zur zukünftigen Rolle der VNB [5] wurde diese Situation in Bezug auf das Ampelmodell als „pauschale grüne Phase“ bezeichnet, die erst verlassen werden muss, wenn sich erste Engpässe und/oder Nutzungskonflikte zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern im Hinblick auf Flexibilitätsoptionen abzeichnen.

Eine Betriebsweise eines Netzes, die keine EP-Vorhersage vorsieht, könnte als unvollständig in dem Sinne angesehen werden, dass gar nicht wahrgenommen werden kann, ob Engpässe evtl. bereits bestehen oder sich abzeichnen. Diese Betriebsweise ist aber in vielen Verteilnetzen heute der Normalfall, insbesondere auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Die dort im Echtzeitbetrieb erfassten und in der zentralen Leitstelle beobachteten Messwerte reichen nicht aus, um Strom- und Spannungswerte an jedem Punkt des Netzes zu berechnen und zu überwachen. Stattdessen nutzen die Netzbetreiber hier andere Informationen wie z. B. periodisch abgelesene „Schleppzeigermessungen“ an Ortsnetztransformatoren oder auch Meldungen von Kunden über mutmaßliche Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzen, um zu erkennen, ob Engpässe bevorstehen oder bereits eingetreten sind. Darüber hinaus sorgt in diesen Ebenen die Schutztechnik der Netzbetriebsmittel (Sicherungen und Leistungsschalter mit entsprechender Ansteuerung) dafür, dass bei signifikanten Grenzwertverletzungen Teile des Netzes außer Betrieb gehen und so vor Schäden bewahrt werden. Das Auslösen von Schutzeinrichtungen liefert somit ebenfalls Anhaltspunkte für das mögliche Vorliegen von Netzengpässen.

Wenn Hinweise auf einen bestehenden oder drohenden Engpass vorliegen, kann dies ein Anlass sein, diese „koordinationsfreie“ Betriebsweise zu verlassen und eins der im Weiteren beschriebenen Koordinationsmodelle zu etablieren. Dies ist allerdings nur dann erforderlich, wenn der

Engpass nicht durch rein netzseitige Maßnahmen wie Netzausbau oder Maßnahmen der Spannungs-Blindleistungssteuerung kurzfristig behoben werden kann oder soll.

3.2.2 Modell 1: Echtzeit-Engpassbeseitigung

Das erste Grundmodell der Koordination des Flexibilitätseinsatzes wird dadurch charakterisiert, dass zur Behebung möglicher Engpässe ausschließlich Maßnahmen der EP-Beseitigung (d. h. *nicht* der EP-Bewirtschaftung) in Betracht gezogen werden, und zwar nur solche, die in Echtzeit ergriffen werden können. Die letztgenannte Bedingung schließt Maßnahmen aus, die zunächst noch mit Marktteilnehmern abgestimmt werden müssten. Vielmehr wird hier nur auf Maßnahmen zurückgegriffen, die entweder durch gesetzliche Regelungen oder durch eine vorherige rahmenvertragliche Vereinbarung mit Marktteilnehmern unmittelbar durch den VNB genutzt werden können. Dabei ist unerheblich, ob dieser Flexibilitätseinsatz direkt vom VNB über eine Steuerungseinrichtung ausgelöst oder dadurch realisiert wird, dass der VNB einen anderen Akteur entsprechend anweist und dieser dann die Ansteuerung der Flexibilität übernimmt.

Der prozessuale Ablauf dieses Koordinationsmodells ist in Bild 3.2 schematisch auf dem Zeitstrahl dargestellt. Das rechte Ende des Zeitstrahls repräsentiert den Lieferzeitpunkt, d. h. den Echtzeitbetrieb. Der maßgebliche Schritt der EP-Vorhersage findet hier unmittelbar vor diesem Zeitpunkt statt, indem Echtzeitmesswerte erfasst und auf das Vorliegen eines möglichen Engpasses hin ausgewertet werden. Wenn dabei ein Engpass detektiert wird, wird unmittelbar durch das Leitsystem oder durch das Leitstellenpersonal ein Steuersignal bzw. eine Anweisung zum Einsatz der benötigten Flexibilität veranlasst.

Die hierfür zuständige Funktionalität der Leittechnik muss nicht zwangsläufig in der zentralen Netzleitstelle untergebracht sein; vorstellbar sind auch dezentrale Lösungen etwa im Bereich einzelner Umspannwerke oder Ortsnetzstationen, wobei auch dann die Möglichkeit einer Ansteuerung aus einer überlagerten Steuerungsebene vorgesehen sein sollte. Je größer die potentiell engpassbehafteten Teile eines Netzes allerdings sind, desto effizienter dürfte eine Zusammenführung dieser Funktionalität in der zentralen Netzleitstelle sein. Steuerungssysteme, die unmittelbar beim Netznutzer installiert sind und z. B. für eine von vornherein netzverträglichere Einsatzweise von Verbrauchseinrichtungen oder Speichern sorgen, sind jedoch eher den Maßnahmen zur EP-Bewirtschaftung und weniger denen zur EP-Beseitigung zuzurechnen, da

sie in der Regel mit – wenn auch geringen – Nutzeneinbußen verbunden sein dürften (siehe Abschnitt 4.5.3).

Der gestrichelt eingezeichnete zusätzliche Schritt einer vorausschauenden EP-Vorhersage ist als optionale Ergänzung zu verstehen. Dieser Schritt kann dann vorgesehen werden, wenn zusätzlich zu den Echtzeitmesswerten Prognoseinformationen vorliegen, die in einem bestimmten zeitlichen Umfang – z. B. einige Stunden im Voraus – eine frühzeitige Erkennung wahrscheinlich eintretender Engpässe ermöglichen. Soweit dies möglich ist, kann der VNB die betroffenen Flexibilitätsanbieter vorab über den wahrscheinlich notwendigen Einsatz informieren. Es bleibt bei diesem Modell jedoch dabei, dass der VNB ausschließlich Maßnahmen zur EP-Beseitigung einsetzt, die keinen zeitlichen Vorlauf zur Abstimmung des Flexibilitätseinsatzes mit Marktteilnehmern erfordern.

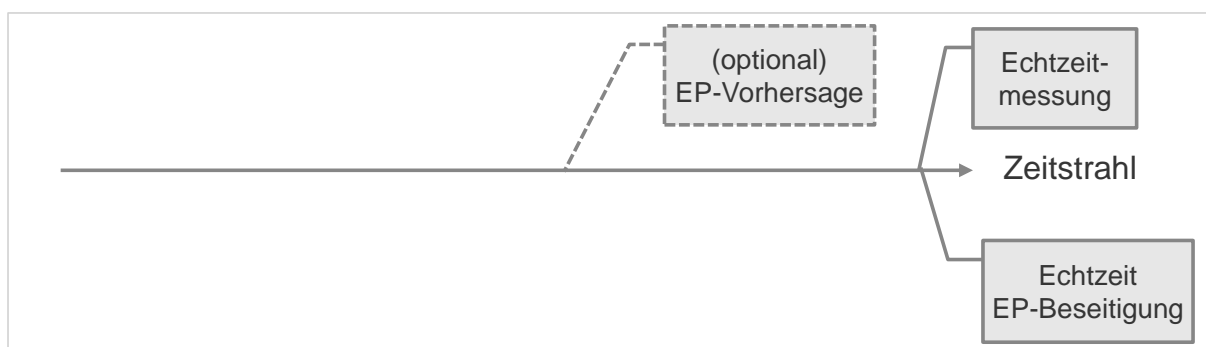


Bild 3.2: Prozessablauf des Koordinationsmodells 1

Ein typisches Beispiel für die Anwendung dieses Koordinationsmodells ist das heutige Einsatzkonzept des Einspeisemanagements in Deutschland. Die Ermächtigung der VNB zum Einsatz dieser Flexibilität liegt durch gesetzliche Regelungen vor, und die Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen sind verpflichtet, geeignete Einrichtungen zur technischen Umsetzung von Anweisungen zur Abregelung der Erzeugungsleistung vorzuhalten. Die VNB können somit ohne weitere vertragliche Grundlage bei Bedarf auf diese Flexibilitätsoption zugreifen.

Sie tun dies in der Regel durch eine Funktionalität im Netzleitsystem, die den Echtzeitbetrieb überwacht und im Engpassfall unmittelbar umzusetzende Steuersignale bzw. Anweisungen zur Abregelung von EE-Anlagen ausschickt. Im einfachsten (und häufig praktizierten) Fall ist diese Funktionalität so gestaltet, dass bei Bedarf der Umfang der Abregelung sukzessive so lange gesteigert wird, bis alle festgestellten Grenzwertverletzungen beseitigt sind. Wenn dann später durch Abklingen der Netzbelastung bestimmte Abstände zu den Grenzwerten wieder

eingehalten sind, wird der Umfang der Abregelung wieder sukzessive zurückgenommen. So kann sich das System an den benötigten Umfang der Abregelung „herantasten“. Dieser Mechanismus lässt sich auch auf eine Kaskade von Netzbetreibern übertragen: Hierzu weist ein vorgelagerter ÜNB oder VNB den nachgelagerten VNB an, die Belastung an einer zu definierenden Schnittstelle (z. B. einer Umspannstation) auf einen bestimmten Wert zu reduzieren und hierzu Einspeisemanagement einzusetzen. Es ist dann Aufgabe des nachgelagerten VNB bzw. seines Leitsystems, den tatsächlich benötigten Umfang an Abregelung zu bestimmen und diese durch Ansteuerung oder Anweisung zu veranlassen.

Dieses Koordinationsmodell erscheint dann besonders geeignet, wenn im Hinblick auf die einzusetzenden Flexibilitätsoptionen keine oder keine signifikanten Nutzungskonflikte vorherrschen. Dann ist ein unmittelbarer Zugriff im Echtzeitbetrieb nämlich weitgehend konfliktfrei umsetzbar und bewirkt keine signifikanten Nutzeneinbußen der Flexibilitätsoption durch Verzicht auf anderweitige Vermarktung. Diese Voraussetzung ist beim Einspeisemanagement (bislang) im Wesentlichen erfüllt, da in der Regel davon ausgegangen werden kann, dass die Marktteilnehmer die Möglichkeit der Abregelung nicht selbst nutzen wollen oder diese Nutzung – etwa in Situationen mit eklatantem Stromüberschuss – problemlos mit VNB-seitigen Anweisungen zur Abregelung kombiniert werden kann. (Dies gilt unabhängig davon, ob die Vermarktung der Einspeisung über den hierzu verpflichteten Anschlussnetzbetreiber oder über einen Direktvermarkter erfolgt. Auch Direktvermarkter werden die Möglichkeit der Abregelung nur in Ausnahmesituationen nutzen wollen.) Kritischer kann sich dies zukünftig evtl. dann gestalten, wenn EE-Anlagenbetreiber oder ihre Direktvermarkter zur Regelleistungserbringung beitragen wollen und eine Abregelung durch den VNB dann zur Beschränkung der Regelungsfähigkeit führt.

Aus dem Nicht-Vorhandensein signifikanter Nutzungskonflikte folgt nicht, dass die von Maßnahmen wie dem Einspeisemanagement betroffenen Marktakteure (v. a. Anlagenbetreiber und Direktvermarkter) hiervon wirtschaftlich nicht berührt werden. Vielmehr sollte für das Einspeisemanagement, sofern es für die EP-Beseitigung (d. h. auf Kosten der VNB) eingesetzt wird, eine angemessene Entschädigung gezahlt werden, um die wirtschaftlichen Folgen der Abregelung zu kompensieren, grundsätzlich analog zu der Entschädigung, die Kraftwerksbetreibern für die Durchführung von Redispatchmaßnahmen gezahlt wird.

3.2.3 Modell 2: Vorausschauende Engpassbeseitigung

Das zweite, in Bild 3.3 schematisch veranschaulichte Grundmodell der Koordination sieht in Ergänzung zu Modell 1 den Einsatz von Flexibilitätsoptionen als Mittel zur EP-Beseitigung vor, bei denen potentielle Nutzungskonflikte mit anderen Einsatzmöglichkeiten bestehen und die daher in jedem Einzelfall wettbewerblich „beschafft“, d. h. mit den Anbietern abgestimmt werden müssen, was einen zeitlichen Vorlauf erfordert. Dementsprechend umfasst dieses Modell zwingend eine vorausschauende EP-Vorhersage, auf deren Basis Notwendigkeit und ggf. Umfang einer vorauseilenden Beschaffung von Flexibilitätsoptionen zur Behebung eines bevorstehenden Engpasses identifiziert werden können.

Unter Beschaffung wird hier nur der kurzfristige Abstimmungsprozess für den Einsatz einer Flexibilität verstanden und nicht der vermutlich in der Regel erforderliche Abschluss eines Rahmenvertrags, der u. a. Fragen der Vergütungsprinzipien, des technischen Steuerungskonzepts und der gegenseitigen Informationsbereitstellung regelt (siehe Abschnitt 4.5.6). Entscheidend ist für dieses Koordinationsmodell, dass vor dem tatsächlichen Einsatz einer Flexibilität eine Abstimmung bezüglich Verfügbarkeit und Umfang der einsetzbaren Flexibilität und ggf. der Höhe der zu zahlenden Vergütung erforderlich ist, die aufgrund der Nutzungskonkurrenz grundsätzlich auch ergebnislos ausgehen kann. Dieser Abstimmungsschritt wird hier als Beschaffung bezeichnet. Ein solcher Prozess versetzt den Flexibilitätsanbieter in die Lage, kurzfristig die jeweils vorteilhafteste Vermarktungsmöglichkeit seiner Flexibilität zu nutzen; der VNB tritt dann als einer von evtl. mehreren Nachfragen im Wettbewerb auf. Der kurzfristige Abstimmungsschritt muss dabei nicht zwingend eine wechselseitige Interaktion zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern erfordern; denkbar ist z. B. auch ein Konzept, bei dem der VNB kurzfristig Preissignale (z. B. in der mitunter diskutierten Form einer „Tarifampel“) an Flexibilitätsanbieter aussendet, die dann eigenständig entscheiden, ob sie für den gebotenen Preis ihre Flexibilität einsetzen wollen. Diese Entscheidung kann mit einer entsprechenden Rückmeldung an den VNB verbunden sein; vorstellbar ist aber auch, auf die Rückmeldung zu verzichten, was dann für den VNB bedeutet, dass er die Reaktion auf die Preissignale nicht im Einzelfall er-messen, sondern nur auf statistische Weise abschätzen kann.

Dass auch bei diesem Modell in der Regel eine weitere EP-Vorhersage im Echtzeitbetrieb erforderlich sein dürfte, die bei Bedarf zur Veranlassung weiterer, unmittelbar zu ergreifender Maßnahmen der EP-Beseitigung führen kann, ist dadurch begründet, dass

- nicht zwangsläufig sichergestellt werden kann, dass die marktbasierende Beschaffung der zur EP-Beseitigung benötigten Flexibilitäten im vollem Umfang erfolgreich ist und
- selbst bei einer vollumfänglich erfolgreichen Beschaffung nicht auszuschließen ist, dass im Echtzeitbetrieb durch zwischenzeitlich veränderte Netzbelastung noch zusätzliche Engpässe auftreten, die dann aus zeitlichen Gründen nicht mehr durch marktbasierend beschaffte Flexibilitäten beseitigt werden können. (Als grober Maßstab für den mindestens erforderlichen Zeitraum für die marktbasierende Flexibilitätsbeschaffung kann die Mindestfrist für den organisierten Intraday-Handel angesehen werden, die typischerweise in der Größenordnung einer Stunde liegt, in der Schweiz zurzeit genau genommen bei 75 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt. Bei bilateralem Abstimmungsbedarf kann der Zeitbedarf aber auch deutlich größer sein.)

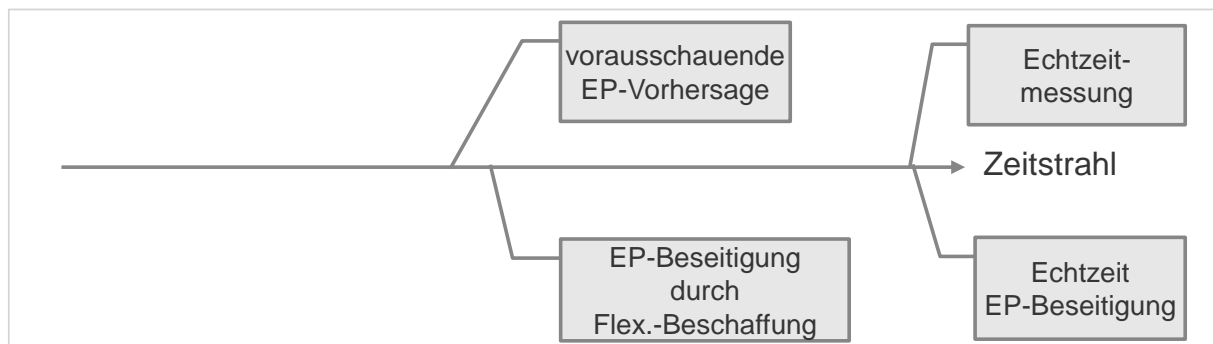


Bild 3.3: Prozessablauf des Koordinationsmodells 2

Die Beschaffung von Flexibilitäten bei Koordinationsmodell 2 muss in einem relativ knappen Zeitraum stattfinden, da die vorausschauende EP-Vorhersage nicht mit beliebig langem Vorlauf realisierbar ist. Selbst ein Day-ahead-Prozess in Anlehnung an die Praxis der ÜNB bei der Vergabe von Transportkapazität erscheint auf der Verteilungsebene sehr herausfordernd. Beim heutigen Stand der Leitsysteme und des Datenaustauschs sind VNB meist nicht ansatzweise in der Lage, den Netzzustand für den Folgetag mit einer Genauigkeit zu prognostizieren, die für eine treffgenaue Identifikation von Engpässen und die Auswahl geeigneter Maßnahmen zu deren Beseitigung ausreichen würde. Realistischer erscheint heute – insbesondere für die Hoch- und ggf. Mittelspannungsnetze – eine Intraday-Zustandsprognose für einige Stunden, die auf kurzfristigen Wetterprognosedaten aufsetzt. Der dann verbleibende Zeitraum für die marktbasierende Beschaffung von Flexibilitätsoptionen wäre allerdings relativ knapp (siehe oben).

Dieses Koordinationsmodell kommt den Überlegungen des deutschen Branchenverbands BDEW zur Ausgestaltung der „gelben Phase“ des vom BDEW vorgeschlagenen „Smart-Grids-

Ampelkonzepts“ nahe [10]. Die Situation, in der ein VNB einen drohenden Engpass erkannt hat und Maßnahmen zur EP-Beseitigung auf Basis von Flexibilitätsoptionen ergreifen möchte, wird hier als gelbe Ampelphase bezeichnet. Aus dem derzeitigen Stand der Überlegungen geht aber noch nicht eindeutig hervor, welcher Abstimmungsbedarf zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter im Zeitraum zwischen Erkennung und Beseitigung eines kurzfristig drohenden Engpasses hier im Einzelnen gesehen wird. Eine Gestaltung, die den VNB auf Basis eines Rahmenvertrags dazu ermächtigt, im Bedarfsfall ohne weitere Abstimmung Flexibilitäten z. B. fahrplanbasiert abzurufen, würde eher auf eine Ausprägung von Koordinationsmodell 1 hinauslaufen, die nicht zwingend eine vorausschauende EP-Vorhersage erfordert. Diese Gestaltung wäre aber mit einem kurzfristigen Nutzungswettbewerb um Flexibilitäten schwer vereinbar.

Präzedenzfälle für eine praktische Umsetzung dieses Koordinationsmodells sind im Bereich der Verteilnetze noch nicht bekannt; bislang ist die Erprobung des Einsatzes kundenseitiger Flexibilität zur EP-Beseitigung (abgesehen vom Einspeisemanagement) eher Sache von FuE- und Pilotprojekten. Im Bereich der Übertragungsnetze kann hingegen der Einsatz von Redispatch auf Basis von Day-ahead- oder Intraday-EP-Vorhersagen als eine Ausprägung dieses Koordinationsmodells gesehen werden. Hier entfällt allerdings die Notwendigkeit, jeden einzelnen Einsatz marktbasierend mit den Kraftwerksbetreibern abzustimmen, da ÜNB in der Regel durch gesetzliche Regelungen ermächtigt sind, diese Flexibilitätsform zu nutzen, notfalls auch mit Vorrang gegenüber anderen Nutzungsinteressen. Ein solcher Einsatz kann daher bei Bedarf auch nahezu ohne zeitlichen Vorlauf und somit im Sinne des Koordinationsmodells 1 erfolgen.

Bei Koordinationsmodell 2 stellt sich stärker als bei anderen Modellen die Frage nach der Notwendigkeit eines organisierten Flexibilitätsmarktes. Grundsätzlich ist zunächst anzumerken, dass ein Markt für Flexibilitätsoptionen keine spezielle Organisationsform voraussetzt; auch (freiwillige) bilaterale Vereinbarungen zwischen Anbietern und Nachfragern stellen eine Form von Markt dar. Dennoch wird verschiedentlich über stärker organisierte Ausprägungsmöglichkeiten für Flexibilitätsmärkte diskutiert [5, 11, 12, 13]. Inwieweit solche Marktformen insgesamt zu einer effizienteren Nutzung von Flexibilitätspotentialen beitragen können, ist aus heutiger Sicht jedoch noch schwer zu beurteilen. Dem Vorteil eines einfacheren Zugangs für Anbieter und Nachfrager und damit einer verbesserten Marktliquidität bei organisierten Märkten steht grundsätzlich der Nachteil einer notwendigerweise starrereren Festlegung der gehandelten Produkte gegenüber, was gerade bei Flexibilitätsoptionen angesichts deren möglicher Vielfalt eine starke Einschränkung des Nutzungspotentials bedeuten kann.

Für den Einstieg in ein Konzept der betrieblichen netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten erscheint es den Gutachtern daher zielführender, zunächst keine weitreichenden Vorgaben für die Organisationsform sich entwickelnder Flexibilitätsmärkte zu machen. Vielmehr sollten alle Marktformen – anfangs voraussichtlich überwiegend bilaterale Vereinbarungen ohne bestimmte Formvorgaben – zugelassen und die Einführung organisierter Märkte erst in Betracht gezogen werden, wenn positive Erfahrungen mit dem Nutzen eines solchen Flexibilitätseinsatzes vorliegen und zugleich erkennbar wird, dass die Flexibilität durch Etablierung organisierter Märkte insgesamt noch besser genutzt werden könnte. Es ist auch zu erwarten, dass potentielle Betreiber organisierter Märkte sich vor deren Einführung zunächst ein Bild von der zu erwartenden Marktintensität machen würden.

3.2.4 Modell 3: Engpassbewirtschaftung

Das dritte Koordinationsmodell (Bild 3.4) sieht als einziges der hier betrachteten Modelle eine EP-Bewirtschaftung und nicht nur Maßnahmen zur EP-Beseitigung vor. Letztere werden jedoch auch hier evtl. noch als Rückfallebene insbesondere im Zeitrahmen des Echtzeitbetriebs benötigt, sofern – abhängig von der konkreten Fallkonstellation – auch nach Abschluss von Bewirtschaftungsmaßnahmen kurzfristig noch Engpässe entstehen können.



Bild 3.4: Prozessablauf des Koordinationsmodells 3

Die EP-Bewirtschaftung erfordert eine vorausschauende EP-Vorhersage, im Rahmen derer die „Kapazität“ des Netzes für den Einsatz von Flexibilität ermittelt wird. Diese Kapazität wird anschließend an hieran interessierte Marktteilnehmer vergeben, beispielsweise durch Vorgabe von Einsatzbeschränkungen oder durch ein Buchungssystem (siehe Abschnitt 3.1.3).

Die größte Herausforderung bei der Gestaltung eines Modells zur EP-Bewirtschaftung im Zusammenhang mit Flexibilitätsoptionen dürfte darin bestehen, das „Produkt“ des Flexibilitäts-einsatzes zu definieren, für das eine Kapazität berechnet werden kann und das in praktikabler Weise den Marktteilnehmern zugewiesen werden kann. Der Begriff des Produkts wird hier in Anlehnung an die auf organisierten Märkten gehandelten Produkte wie z. B. „Day-ahead-Stundenprodukte“ verwendet. Für die Bewirtschaftung der Verteilnetzkapazität für den Einsatz von Flexibilitäten ist entsprechend zu klären, durch welche Eigenschaften die Flexibilität, für deren Einsatz Kapazitätsgrenzen bestehen, genau definiert wird. Eine solche Definition könnte sich z. B. auf zulässige Leistungsänderungen gegenüber einem bestimmten „Normalprofil“ oder auch auf die maximale Zahl und/oder installierte Leistung der einsetzbaren flexiblen Anlagen (beispielsweise Verbrauchseinrichtungen) beziehen.

Hier besteht ein starkes Spannungsfeld zwischen der Universalität der Produktdefinition, die für einen offenen und diskriminierungsfreien Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen erstrebenswert ist, und der Treffgenauigkeit, mit der diese Definition auf unterschiedliche Optionen angewandt werden kann. Wie in Abschnitt 3.1.3 erläutert, liegen auch den von den ÜNB praktizierten Modellen der EP-Bewirtschaftung für grenzüberschreitende Transportkapazitäten ganz bestimmte Produktdefinitionen zugrunde, und dies obgleich die Transportkapazität noch vergleichsweise leicht und intuitiv definierbar ist. Weitaus schwieriger erscheint eine Produktdefinition für Flexibilitätseinsätze auf Verteilnetzebene, wenn bedacht wird, welche unterschiedlichen Eigenschaften hinsichtlich Verfügbarkeit, Vorhersehbarkeit, Leistungsänderungsrichtung, -umfang und -geschwindigkeit und anderen Aspekten allein die heute diskutierten Flexibilitätsoptionen aufweisen.

Daher ist aus heutiger Sicht noch nicht zu beurteilen, ob ein von den Eigenschaften einer einzelnen Flexibilitätsoption unabhängiges Modell der EP-Bewirtschaftung im Verteilungssektor überhaupt sinnvoll umsetzbar ist. Ein auf eine einzelne Flexibilitätsoption fokussiertes Modell ist hingegen durchaus vorstellbar. Die Definition des Produkts, für das die Einsatzkapazität ermittelt und bewirtschaftet werden soll, ergibt sich dann unmittelbar aus den Eigenschaften der Flexibilitätsoption.

Ein Präzedenzfall für eine solche spezialisierte Form der EP-Bewirtschaftung liegt sogar in der Schweiz bereits vor, wenn auch noch nicht unter dieser Bezeichnung. Es geht hierbei um die Nutzung der Einsatzflexibilität von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen durch einen

unabhängigen Aggregator¹. Die Netzbetreiber verfügen aus historischen Gründen über die Möglichkeit, die Steuerbarkeit dieser flexiblen Verbrauchseinrichtungen freizugeben und zu sperren. Sie können hierüber den Umfang der durch Dritte frei einsetzbaren Flexibilität dieser Art gezielt steuern, also – im Sinne der in Abschnitt 3.1.3 eingeführten Begriffe – rationieren. Dies findet nach Auskunft des Aggregators auch durchaus regelmäßig statt, etwa in Form einer Sperrung während der Mittagsstunden zur Vermeidung von Belastungsspitzen. Inwieweit solchen Sperrungen eine EP-Vorhersage und somit eine Ermittlung der netzseitigen Kapazität für diese Art des Flexibilitätseinsatzes vorausgeht, ist den Gutachtern nicht bekannt. Grundsätzlich kann dieser Prozess der Freigabesteuerung von Flexibilitäten durch den VNB jedenfalls als eine Ausprägung des Koordinationsmodells 3 mit Fokussierung auf eine ganz bestimmte Flexibilitätsoption aufgefasst werden. (Dieser Ansatz wird auch in [5] diskutiert, hier in Verbindung mit der Bezeichnung des „Schrankenwächters“ für die Rolle, die der Netzbetreiber hier durch die Möglichkeit der Freigabe und Sperrung des Flexibilitätseinsatzes einnimmt.)

Ein besonders naheliegendes Einsatzfeld für das Modell der EP-Bewirtschaftung sind – wie auch dieser Präzedenzfall zeigt – Fallkonstellationen, in denen Engpässe durch die marktdienliche Nutzung von Flexibilitäten verursacht und somit auch durch die Einschränkung dieser Nutzung vermieden bzw. behoben werden können. Dies gilt ganz besonders, wenn die Nutzungseinschränkung der den Engpass verursachenden Flexibilitätsoption die *einzigste* betriebliche Möglichkeit darstellt, den Engpass zu beheben.

In Erweiterung des in Bild 3.4 dargestellten Prozessablaufs kann dieses Grundmodell der Koordination auch mehr als eine Stufe der EP-Bewirtschaftung umfassen. Vorstellbar ist etwa in Anlehnung an entsprechende ÜNB-seitige Prozesse ein mehrstufiger Vergabeprozess mit abnehmenden Erstreckungszeiträumen (z. B. jährlich, monatlich, täglich etc.). Eine so komplexe Ausgestaltung dieses Modells wird jedoch in dieser Studie nicht näher betrachtet, da sich die wesentlichen Eigenschaften des Modells auch am Beispiel eines einstufigen Bewirtschaftungsprozesses beurteilen lassen.

Das Konzept der EP-Bewirtschaftung führt für VNB zu grundsätzlich anderen wirtschaftlichen Wirkungen als die EP-Beseitigung, da es die aus dem Engpass resultierenden Kosten und/oder Nutzeneinbußen auf die Marktteilnehmer abwälzt. Es ist grundsätzlich mit dem Risiko verbun-

¹ Swisscom Energy Solutions AG, www.tiko.ch.

den, dass VNB übermäßig restriktive Vorgaben für die Flexibilitätsnutzung durch Marktteilnehmer machen könnten, und kann daher im Vergleich zum Konzept der EP-Beseitigung eine weiterreichende behördliche Überwachung erfordern (siehe Abschnitt 3.5).

3.3 Bewertung anhand beispielhafter Fallkonstellationen

Um die Eigenschaften und Wirkungsweise der zuvor dargestellten drei Koordinationsmodelle weiter zu verdeutlichen, werden ihre Einsatzmöglichkeiten nachfolgend am Beispiel der in Abschnitt 2.2 eingeführten Netzengpasskonstellationen aufgezeigt.

3.3.1 Engpass durch Zubau / Erhöhung von konventioneller Last

In der ersten Fallkonstellation entsteht der Engpass durch die Entwicklung konventioneller Lasten, beispielsweise durch Ansiedlung neuer Verbraucher, Änderung von Lastprofilen oder durch Lastzuwachs bestehender Verbraucher. Für die Fallkonstellation ist entscheidend, dass sich bei den Verbrauchern und auch sonst keine Flexibilitäten im Netzgebiet befinden.

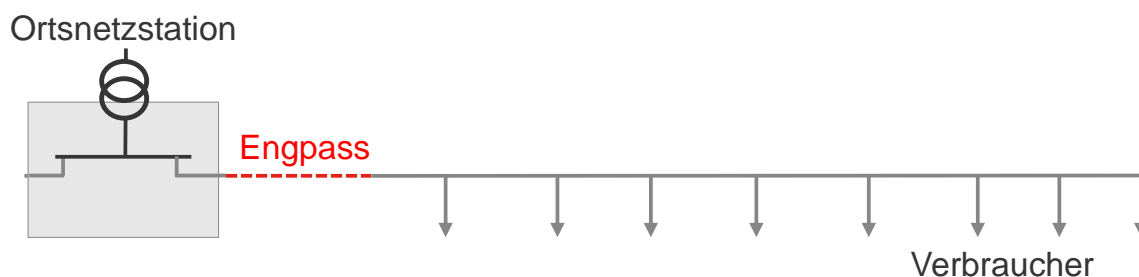


Bild 3.5: Engpass durch Zubau / Erhöhung von konventioneller Last

In dieser Fallkonstellation kann der VNB den Engpass nicht durch Zugriff auf Flexibilitäten vermeiden oder beheben, sondern nur durch netzseitige Maßnahmen wie Netzausbau. Entsprechend ist eine Koordination nach einem der drei Modelle hier weder notwendig noch hilfreich.

Auch zukünftig wird die Beseitigung von Engpässen infolge einer konventionellen Laststeigerung keine Koordination zwischen dem VNB und sonstigen Marktakteuren erfordern, wenn keine Flexibilitäten vorhanden sind, die auf den Engpass einwirken können.

3.3.2 Engpass durch Einspeisung erneuerbarer Energien

In der zweiten Fallkonstellation entsteht der Engpass durch Einspeisung aus EE-Anlagen.

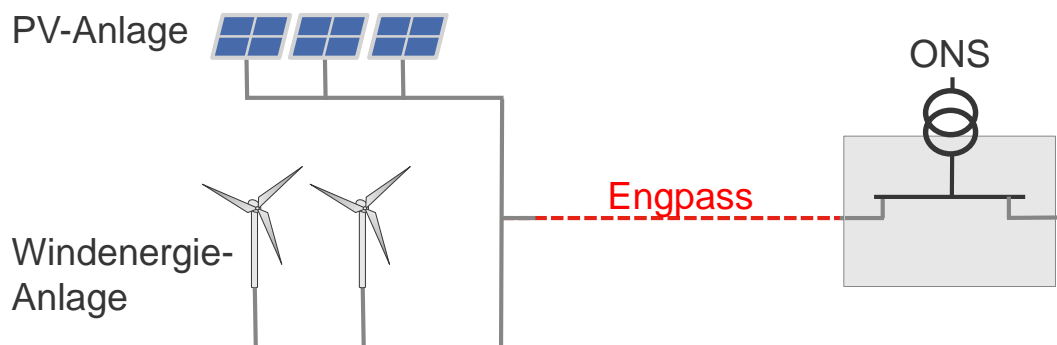


Bild 3.6: Engpass durch EE-Einspeisung

Der VNB hat hier die Möglichkeit, den Engpass durch Einsatz von Einspeisemanagement zu beheben. Wie bereits ausgeführt, sind hierbei in der Regel keine Nutzungskonflikte mit weiteren Marktakteuren zu erwarten.

Diese Fallkonstellation ist ein offensichtlicher Anwendungsfall für das erste Koordinationsmodell: Der Netzbetreiber benötigt keine einzelfallbezogene Abstimmung mit weiteren Marktakteuren und kann direkt bei Bedarf in den Einsatz der EE-Anlagen eingreifen. (Voraussetzung hierfür ist natürlich eine entsprechende gesetzliche Ermächtigungsgrundlage oder eine vertragliche Vereinbarung mit den betroffenen Anlagenbetreibern oder Direktvermarktern, die es ermöglicht, im Einzelfall ohne weitere Abstimmung eine Abregelung anzuweisen.) Es ergibt sich auch keine Notwendigkeit einer vorausschauenden EP-Vorhersage, sondern es ist ausreichend, wenn der VNB über Echtzeitmessungen den Zustand des Netzes überwacht. In der Praxis wird dieses Modell bereits heute in Deutschland angewendet.

Das Modell 2 würde in dieser Fallkonstellation keinen wesentlichen Zusatznutzen bringen, da eine Abstimmung von Einzelmaßnahmen hier nicht erforderlich ist. Die vorausschauende EP-Vorhersage hätte zwar Vorteile hinsichtlich der bilanziellen Berücksichtigung von sich abzeichnenden Abregelungsmaßnahmen. Dieser Aspekt würde aber den damit verbundenen betrieblichen Aufwand kaum rechtfertigen.

Modell 3 wäre in dieser Fallkonstellation hingegen grundsätzlich anwendbar, indem der VNB eine Obergrenze für die Einspeiseleistung vorgibt und somit die Einspeisekapazität rationiert, ohne eine Entschädigung für die Einbuße an Energieerzeugung zu zahlen. Ob dieser Ansatz als akzeptabel angesehen wird, hängt davon ab, welches Paradigma hinsichtlich der Bereitstellung

von Netzkapazität für den Abtransport von Energie aus EE-Anlagen vorherrscht, analog zu den in Abschnitt 2.4 diskutierten Paradigmen bezüglich der Bereitstellung von Netzkapazität für die Nutzung von Flexibilitätspotentialen. Die Autoren gehen davon aus, dass eine signifikante und dauerhafte Rationierung der EE-Einspeisung kaum gewünscht sein kann. Eine geringfügige Begrenzung, die auf Energieeinbußen von höchstens wenigen Prozent der Jahreserzeugung hinausläuft, ist jedoch vorstellbar und kann auch gesamtwirtschaftlich effizient sein, wenn hierdurch signifikanter Netzausbau vermieden wird. Je nachdem, ob für die Erzeugungseinbuße eine Entschädigung durch den VNB gezahlt wird oder nicht, kann ein solcher Ansatz als eine Ausprägung von Koordinationsmodell 1 oder 3 angesehen werden.

3.3.3 Engpass durch erneuerbare Energien und Speicher

Aufbauend auf der zuvor behandelten Fallkonstellation wird nun eine Situation betrachtet, in der zusätzlich ein Batteriespeicher an den engpassbehafteten Netzabschnitt angeschlossen ist.

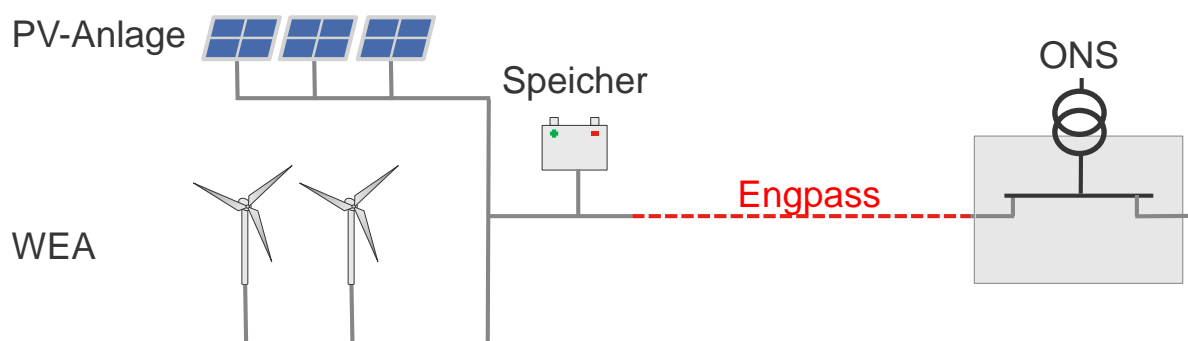


Bild 3.7: Engpass durch erneuerbare Energien und Speicher

In dieser Fallkonstellation können mehrere Koordinationsmodelle geeignet sein:

Falls der Batteriespeicher nicht in der Lage sein sollte, den die Netzkapazität überschreitenden EE-Strom aufzunehmen und den Engpass zu beseitigen, eignet sich weiterhin das Koordinationsmodell 1. Kurzfristig kann der VNB den Engpass dann nur durch Einsatz von ESM beheben.

Modell 1 erscheint auch dann geeignet und ausreichend, wenn der Speicher ausschließlich zu netzdienlichen Zwecken durch den VNB eingesetzt wird und somit keine Vermarktung der Speicherkapazität stattfindet. Dann liegt auch hier kein potentieller Nutzungskonflikt mit sonstigen Marktakteuren vor, so dass sich eine vorausschauende EP-Vorhersage und Abstimmung von Einzelmaßnahmen (Modell 2) erübrigt.

Gleiches gilt für den Fall, dass der Speicher ausschließlich marktdienlich eingesetzt wird, da diese Flexibilitätsoption dann für den VNB nicht zur Verfügung steht und eine Koordination ihres Einsatzes sinnlos wäre.

Alternativ könnte in diesen Fällen, wie in Abschnitt 0 erörtert, auch eine Anwendung von Modell 3 durch situationsabhängige Rationierung der EE-Einspeisekapazität in Betracht gezogen werden.

Ist der Speicherbetreiber hingegen bereit, seine Flexibilität auch für netzdienliche Zwecke zur Verfügung zu stellen, und reicht die Speicherkapazität zur Behebung von Engpässen infolge zu hoher EE-Einspeisung aus, so kann der VNB diese Option als weitere potentielle Maßnahme zur EP-Beseitigung in Betracht ziehen. VNB und Speicherbetreiber würden dann sinnvollerweise einen Rahmenvertrag über mögliche netzdienliche Einsätze des Speichers abschließen. Auch auf Basis dieses Vertrages wäre aber eine Abstimmung über den Speichereinsatz im Einzelfall erforderlich, da davon auszugehen ist, dass der Speicherbetreiber jeweils die günstigste Vermarktungsmöglichkeit für seine Kapazität suchen würde. Um diese Abstimmung zu ermöglichen, müsste der VNB das Koordinationsmodell 2 einführen. Die vorausschauende EP-Vorhersage müsste dann so frühzeitig erfolgen, dass diese Abstimmung jeweils rechtzeitig stattfinden kann. Als Rückfallebene könnte der VNB weiterhin auf das Einspeisemanagement zurückgreifen, auch für den Fall, dass eine EP-Beseitigung durch Speichereinsatz im Einzelfall zwar möglich, aber teurer als der Einsatz von Einspeisemanagement wäre.

Wenn der Netzengpass in dieser Fallkonstellation nicht nur durch die EE-Einspeisung, sondern zusätzlich durch den hiermit evtl. zeitlich ungünstig zusammenfallenden marktbasierten Einsatz des Speichers verursacht wird, könnte hier grundsätzlich auch eine Anwendung des Koordinationsmodells 3 durch Vorgabe von Einschränkungen für den Speichereinsatz in Frage kommen. Dieses könnte so ausgestaltet werden, dass der VNB dem Speicherbetreiber eine zeitlich variierende, in erster Linie von der erwarteten EE-Einspeisung abhängende Obergrenze für die maximale Einspeisung ins Netz auferlegt. Der Speicherbetreiber müsste diese Grenze dann bei seinen Vermarktungsaktivitäten berücksichtigen, wodurch sich eine Nutzeneinbuße ergeben kann.

Abgesehen von der Frage, ob dieses Modell prozessual so umgesetzt werden kann, dass der Speicherbetreiber die Einsatzgrenze rechtzeitig berücksichtigen und im Rahmen des Zulässigen eine optimale Vermarktung der Speicherkapazität erreichen kann, wird hier die bereits in Ab-

schnitt 3.2.4 angesprochene Herausforderung bei diesem Modell in Bezug auf die Anreizsituation für den VNB deutlich: Wenn unterstellt wird, dass der VNB für die Abregelung von EE-Anlagen eine Entschädigung zahlen muss, die wirtschaftlichen Folgen (Opportunitätskosten) der Einschränkung des Speichereinsatzes hingegen nicht selbst tragen müsste, würde ein Fehl-anreiz hin zu einer übermäßigen Nutzung der letztgenannten Option bestehen. Dies wäre allenfalls dann unkritisch, wenn VNB und Speicherbetreiber beide Teil eines integrierten, d. h. nicht entflochtenen Versorgungsunternehmens wären; dann könnte sich hingegen ein Anreiz zu einem evtl. übermäßigen „Schutz“ des Speichers vor Einsatzbeschränkungen ergeben.

Denkbar wäre alternativ auch die Anwendung von Modell 3 in der Form, dass sowohl für den Speicher als auch für die EE-Einspeisungen Einsatzbeschränkungen auferlegt werden. Dabei würde sich allerdings die ebenfalls herausfordernde Frage stellen, nach welchen Kriterien die notwendigen Einschränkungen auf die unterschiedlichen Akteure bzw. Anlagen aufgeteilt werden sollten, da sich die jeweils zu erwartenden Nutzeneinbußen auch bei gleicher Leistungsgrenze deutlich unterscheiden können.

Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die geeignet erscheinenden Koordinationsmodelle in Abhängigkeit von der Ausgestaltung der Fallkonstellation.

Verursacher des EP	Konstellation	Behebung des EP	Koordinationsmodell
Einspeisung aus EE	Speicher steht <u>dauerhaft nicht</u> zur EP-Behebung zur Verfügung	ESM	Modell 1
		EP-Bewirtschaftung	Modell 3
	Speicher steht <u>sicher</u> zur EP-Behebung zur Verfügung	Speicherzugriff	Modell 1
		Flexibilitätsbeschaffung (Speicherzugriff, ESM)	Modell 2
Speicher und Einspeisung aus EE	Systematischer EP	EP-Bewirtschaftung	Modell 3
	Sporadischer EP	Flexibilitätsbeschaffung (Speicherzugriff, ESM)	Modell 2

Tabelle 3.1: Überblick über geeignet erscheinende Koordinationsmodelle in Abhängigkeit von der vorliegenden Fallkonstellation

3.3.4 Engpass durch verbrauchsseitige Flexibilität mit einem Aggregator

In der im Folgenden betrachteten Fallkonstellation wird der Engpass durch einen Aggregator verursacht, der verbrauchsseitige Flexibilität (hier in Form von flexibel einsetzbaren Durchlauferhitzern) von Haushaltskunden systematisch bündelt und vermarktet.

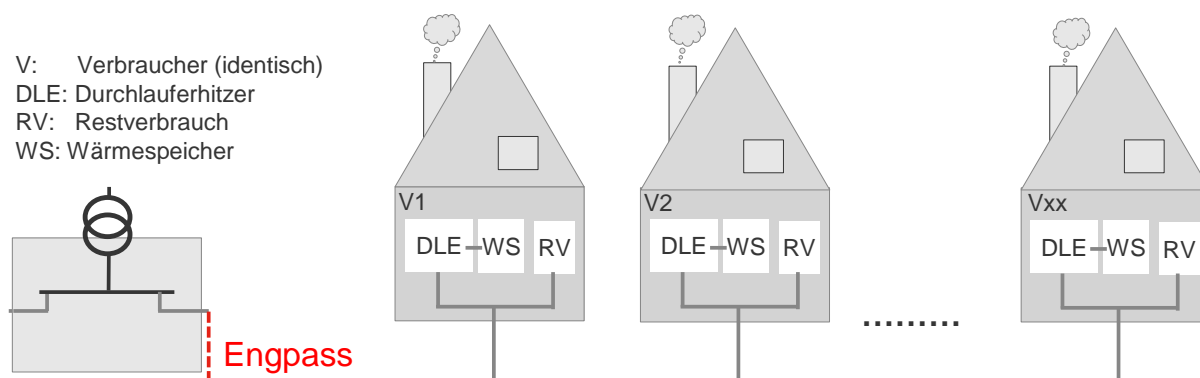


Bild 3.8: Engpass durch Einsatz von Lastflexibilität bei Haushaltskunden

Ein solcher Engpass kann, soweit keine anderen Flexibilitäten verfügbar sind, nur durch eine Reduktion des Einsatzes eben dieser Flexibilität behoben werden, die den Engpass verursacht. Da in dieser Konstellation naturgemäß auszuschließen ist, dass der Aggregator dem VNB einen exklusiven Zugriff auf die Flexibilität zwecks EP-Beseitigung einräumt, wäre eine Koordination nach Modell 1 hier unbefriedigend. Sie würde dazu führen, dass der Aggregator zunächst in unbegrenztem und vermutlich bewusst exzessivem Umfang die Flexibilität einsetzen würde und der Netzbetreiber unmittelbar danach einen gegenläufigen Einsatz anweisen müsste, durch den der Engpass wieder behoben wird. Im Saldo würde die Flexibilität dann im „netzverträglichen“ Umfang eingesetzt, aber der Netzbetreiber müsste für die Gegenmaßnahmen zur Neutralisierung der exzessiv eingesetzten Menge eine Entschädigung zahlen.

Bei Anwendung des Koordinationsmodells 2 könnte die Anweisung des exzessiven, d. h. nicht netzverträglichen Teils des potentiellen Flexibilitätseinsatzes vermieden werden. Hier würde der VNB den Engpass beseitigen, indem er ein Gegengeschäft zum marktbasierten Einsatz des Aggregators mit denselben Flexibilitäten vornimmt. Auch dieser Ansatz wäre aber mit erheblichen Problemen verbunden:

- Der VNB müsste die zur EP-Beseitigung benötigten Flexibilitäten dem gleichen Aggregator abkaufen, der den Engpass durch Einsatz dieser Flexibilitäten auslöst. Der Aggregator könnte in dieser Situation Marktmacht ausüben, indem er bewusst zunächst einen Engpass

provoziert und die Mittel zu seiner Behebung anschließend zu überhöhten Preisen dem VNB zur Verfügung stellt. Aus wirtschaftlicher Sicht würde sich somit ein ähnlich unbefriedigendes Ergebnis einstellen wie bei Koordinationsmodell 1.

- Für die operative Umsetzung müsste der VNB eine vorausschauende EP-Vorhersage durchführen, für die er wiederum auf Informationen von demselben Aggregator über dessen Pläne zum Einsatz der Flexibilität angewiesen wäre. Der Aggregator könnte somit über die Informationsbereitstellung und seine preislichen Angebote für Gegenmaßnahmen das Geschehen praktisch nach Belieben steuern.

Die beiden Modelle 1 und 2 sind in dieser Fallkonstellation daher allenfalls dann sinnvoll einsetzbar, wenn der Bedarf nach Gegengeschäften zur EP-Beseitigung nur selten auftritt und die Marktmacht des Aggregators somit faktisch stark begrenzt bleibt.

Liegt hingegen ein systematischer Engpass dieser Art vor, kann sich zumindest kurzfristig die Anwendung des Koordinationsmodells 3 als einzig sinnvolle Lösung erweisen. Der VNB gibt hierbei dem Aggregator im Voraus bekannt, welche technischen Randbedingungen dieser beim Einsatz der Flexibilität zu berücksichtigen hat, und verhindert so im Idealfall die Entstehung von Netzengpässen. In diesem konkreten Beispiel könnte der VNB die freie Kapazität des Engpasses unter Berücksichtigung des „natürlichen“ Gleichzeitigkeitsgrades des Einsatzes der Durchlauferhitzer und des sonstigen Verbrauchs der Haushaltskunden (in der Grafik als Restverbräuche dargestellt) berechnen, evtl. zeitlich variierend. Hieraus könnte der Aggregator ermitteln, wie viele Durchlauferhitzer er höchstens zeitgleich einsetzen darf.

Das für den Aggregator nutzbare Vermarktungspotential würde hierdurch auf das netzverträgliche Maß beschränkt, wobei es durch verschiedene Faktoren wie z. B. auch die Güte der EP-Vorhersage durch den VNB beeinflusst würde. Diese Prognosegüte hängt wiederum auch von Informationen ab, die der Aggregator liefern müsste, etwa zu Art und Leistung der von ihm kontrahierten Flexibilitäten. Hier wäre jedoch das Missbrauchspotential geringer; vielmehr wäre zu erwarten, dass der Aggregator selbst an einer möglichst genauen EP-Vorhersage interessiert wäre, um übermäßige Nutzungseinschränkungen zu vermeiden.

3.3.5 Engpass durch verbrauchsseitige Flexibilität mit zwei Aggregatoren

Die zuletzt behandelte Fallkonstellation kann durch die Annahme erweitert werden, dass zwei oder mehr Aggregatoren im selben Netzabschnitt tätig sind. Der Engpass wird nun über die

Vermarktungsstrategien der voneinander unabhängigen Aggregatoren verursacht. Bild 3.9 veranschaulicht dies für den Fall von zwei Aggregatoren.

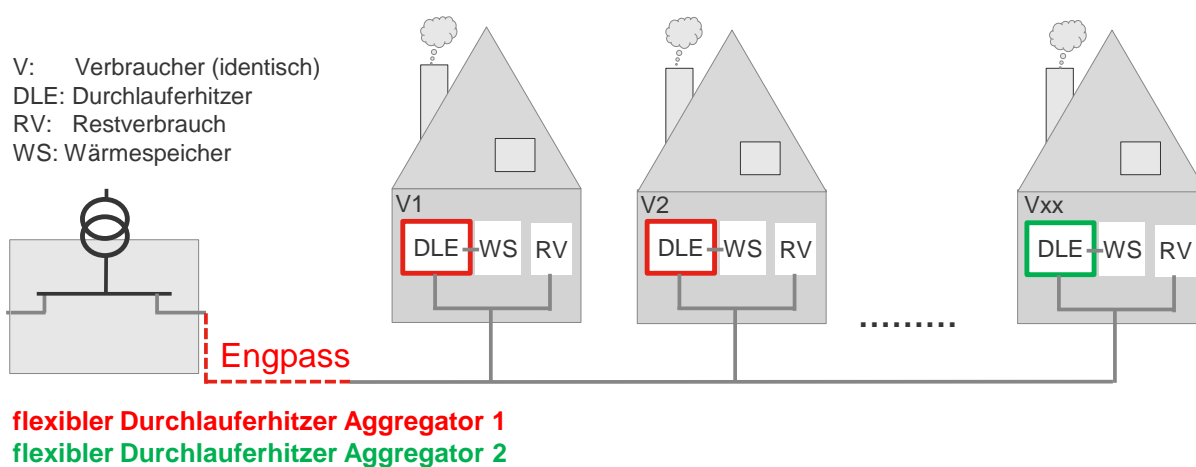


Bild 3.9: Engpass durch verbrauchsseitige Flexibilität bei unterschiedlichen Aggregatoren

Diese Konstellation verbessert die Bedingungen für die Anwendung von Koordinationsmodell 2, da die Aggregatoren nun im Wettbewerb zueinander stehen und zumindest in Grenzen nicht mehr beliebig ihre Marktmacht ausüben können. Im Prinzip eröffnet sich hier die Möglichkeit für die Einführung eines Flexibilitätsmarktes. Auch hier ist allerdings zu befürchten, dass die Aggregatoren gemeinsam ihre Machtsituation zum Nachteil des VNB ausnutzen würden.

Auch hier kann also Modell 3 kurzfristig die einzig akzeptable Lösung darstellen. Hier tritt aber die zusätzliche Komplikation auf, dass der VNB die ermittelte Kapazität für den Flexibilitäts-einsatz auf die beiden Aggregatoren aufteilen muss. Hierfür müssen Rahmenbedingungen für die EP-Bewirtschaftung geschaffen werden, die zugleich praktikabel und diskriminierungsfrei sind. Ein Ansatz könnte darin bestehen, von den Aggregatoren Informationen über den Umfang der jeweils vertraglich abgesicherten Flexibilitäten einzufordern und die Obergrenze für den Flexibilitätseinsatz danach pro rata aufzuteilen. Alternativ könnte jedem Aggregator ein gleich hoher Anteil zugeordnet werden, um auf Informationen über die jeweils kontrahierten Flexibilitäten verzichten zu können.

Ein aufwändigerer Ansatz, der aber u. U. zu einer besseren Ausnutzung der vorhandenen Kapazität führt, wäre ein Buchungssystem, bei dem Aggregatoren für zu definierende Zeiträume

Kapazität für Flexibilitätseinsätze buchen können; hierbei müssten allerdings geeignete Regelungen (z. B. über Gebühren) getroffen werden, mit denen ein kostenloses „Horten“ von Kapazität vermieden werden kann.

3.3.6 Fazit

Die betrachteten Fallkonstellationen verdeutlichen, dass für alle drei Koordinationsmodelle Einsatzfelder bestehen, in denen sie besonders geeignet sind, und dass somit kein „Idealmodell“ bestimmt werden kann, das in allen Situationen zu den besten Ergebnissen führt:

- Modell 1 erscheint sinnvoll, wenn beim Zugriff eines VNB auf Flexibilitäten kein Nutzungskonflikt auftritt und somit kein Abstimmungsbedarf mit weiteren Marktakteuren besteht. Dies ist der Fall, wenn die vom VNB genutzten Flexibilitäten entweder ausschließlich netzdienlich eingesetzt werden oder wenn der VNB ein gesetzlich oder vertraglich abgesichertes vorrangiges Zugriffsrecht auf die Flexibilität hat.
- Modell 2 kann verwendet werden, wenn beim Zugriff auf eine Flexibilität ein Nutzungskonflikt mit einem weiteren Marktakteur besteht, dieser Marktakteur aber grundsätzlich bereit ist, sich mit dem VNB vertraglich über den Einsatz der Flexibilität abzustimmen. In diesem Fall wird der VNB zum Nachfrager von marktbasierter bereitgestellter Flexibilität. Um zeitlichen Spielraum für die im Einzelfall notwendige Abstimmung des Flexibilitätseinsatzes zu schaffen, muss der VNB hierfür eine vorausschauende EP-Vorhersage durchführen.

Das Modell 2 kann auch eingesetzt werden, wenn der Engpass durch den marktbasierten Einsatz von Flexibilität verursacht wird. Problematisch kann dies allerdings werden, wenn die einzige Möglichkeit zur Beseitigung eines Engpasses darin besteht, dieselbe Flexibilität, die ihn verursacht, in der Gegenrichtung einzusetzen. Dann entsteht ein Potential für die Flexibilitätsanbieter zur Ausübung von Marktmacht.

- Modell 3 kann gerade dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn die Modelle 1 und 2 an ihre Grenzen stoßen, wenn nämlich ein Netzengpass maßgeblich durch den marktbasierten Einsatz von Flexibilitäten verursacht wird und im Wesentlichen auch nur durch gegengerichteten Einsatz derselben Flexibilitäten behoben werden kann. Der VNB beschränkt bei Anwendung dieses Modells im Rahmen einer EP-Bewirtschaftung den zulässigen Einsatz dieser Flexibilitäten und verhindert so im Idealfall das Auftreten von Engpässen. Die hierzu be-

trachteten Fallkonstellationen haben aber auch verdeutlicht, dass dieses Modell Diskriminierungspotential aufweisen und problematische Anreize entfalten kann, wenn unterschiedliche Flexibilitätsoptionen zur Behebung von Engpässen zur Verfügung stehen.

3.4 Auswirkungen der Modelle nach Art der Flexibilitäten

3.4.1 Flexible Erzeuger

Erzeugungsanlagen, die auf einem speicherbaren Primärenergieträger beruhen und deren Einsatz nicht durch gekoppelte Prozesse (insb. WKK) vorgegeben oder eingeschränkt ist, zählen seit jeher zu den flexiblen Erzeugern und werden typischerweise auf Basis von Fahrplänen eingesetzt, die durch eine wirtschaftliche Einsatzoptimierung bestimmt werden. Wenn VNB zur Beseitigung von Engpässen (Modelle 1 und 2) auf die Flexibilität solcher Erzeugungsanlagen zugreifen, entspricht dies einem Redispatch, d. h. einer Anpassung der Erzeugungsfahrpläne gegen Entgelt, was grundsätzlich – wenn auch bisher überwiegend im Übertragungsnetz – seit vielen Jahren geübte Praxis ist.

Ebenfalls nicht grundsätzlich neu wäre eine Anwendung von Modell 3 in der Weise, dass VNB temporär Grenzen für die zulässige Einspeisekapazität vorgeben, die die Anlagenbetreiber dann in ihren Einsatzplänen zu berücksichtigen haben. Solche Einschränkungen können zu Abweichungen vom wirtschaftlich optimalen Betrieb führen und sollten daher nur im nachweislich unvermeidlichen Umfang stattfinden. Sie führen aufgrund der Speicherbarkeit des Primärenergieträgers aber nicht zu Einbußen der insgesamt erzeugbaren Strommenge, außer evtl. durch Abweichungen von der für den Wirkungsgrad optimalen Fahrweise.

Die obigen Überlegungen gelten gleichermaßen für einzelne Erzeugungsanlagen wie auch für „Schwarmkraftwerke“ (d. h. Kraftwerkspools, die sich aus zahlreichen Einzelanlagen zusammensetzen), soweit diese steuerbar sind. Auch WKK-Anlagen (einzeln oder als Teil eines Pools) können in gewissem Umfang steuerbar sein, insbesondere wenn sie auf der Wärmeseite mit einer Speichermöglichkeit verbunden sind.

Anders ist dies bei EE-Erzeugungsanlagen, deren Erzeugungsleistung unmittelbar vom Dargebot eines nicht speicherbaren Primärenergieträgers abhängt (z. B. Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie Laufwasserkraftwerke ohne Schwellbetrieb). Diese Anlagen wurden in der

Vergangenheit nicht als flexibel angesehen, können aber sehr wohl Flexibilität durch Abregelung bereitstellen, die dann zu Einbußen hinsichtlich der erzeugten Strommenge führt. Sofern hierfür eine angemessene Entschädigung gezahlt wird, können Abregelungen zum Zweck der EP-Beseitigung (Einspeisemanagement; Modelle 1 und 2) für die Anlagenbetreiber wirtschaftlich weitgehend neutral sein. Hinsichtlich der Bemessung der Entschädigung ist dabei zu berücksichtigen, dass für die Anlagenbetreiber oder die mit der Vermarktung befassten Akteure (z. B. Direktvermarkter) neben Einbußen an Förderbeträgen auch Kosten für die Ersatzbeschaffung – ggf. über das System der Ausgleichsenergiebereitstellung durch Swissgrid – anfallen.

Unter dieser Prämisse der weitgehenden wirtschaftlichen Neutralität kann erwartet werden, dass EE-Anlagenbetreiber und -Vermarkter freiwillig zum Einspeisemanagement bereit sind oder eine entsprechende gesetzliche Verpflichtung für vertretbar halten. Kritischer wäre dies bei Anwendung des Modells 3 (Einsatzbeschränkungen ohne Entschädigung) für EE-Anlagen zu sehen, da hierdurch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nachteilig beeinflusst würde. Hier wären dementsprechend höhere Anforderungen an den Nachweis der Notwendigkeit der Eingriffe zu stellen als bei steuerbaren Erzeugungsanlagen, und auch grundsätzlich erscheint dieser Ansatz nur in geringem Umfang vertretbar.

Ein ggf. in der Zukunft relevanter Nutzungskonflikt bei Maßnahmen zur Abregelung von EE-Anlagen zwecks EP-Beseitigung (Modelle 1 und 2) ist bei Anlagen vorstellbar, die – etwa in aggregierter Form als Teil eines virtuellen Kraftwerks – zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden. Hier wird die mit der Möglichkeit der Abregelung verbundene Flexibilität systematisch für einen anderen Zweck genutzt. Der Umgang mit solchen Nutzungskonflikten müsste vermutlich explizit in den Regelungen für das Einspeisemanagement berücksichtigt werden, etwa indem solche Anlagen aus dem Einspeisemanagement herausgenommen werden oder indem der Betreiber des virtuellen Kraftwerks oder auch der ÜNB angewiesen wird, in solchen Fällen auf andere Anlagen zur Erbringung der Regelleistung zurückzugreifen.

3.4.2 Flexible Verbraucher

Auch auf der Verbraucherseite werden bestimmte Flexibilitäten bereits traditionell für markt-, system- oder netzdienliche Zwecke eingesetzt, so z. B. im Haushaltssektor bei der Ansteuerung von Elektrowärmeanwendungen (per Rundsteuerung) und im industriellen Sektor bei einzelnen abschaltbaren Großverbrauchern. In Zukunft kann sich das Spektrum der nutzbaren verbrauchs-

seitigen Flexibilitäten aber wesentlich erweitern, etwa durch Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen, Einsatz von intelligenten Verbrauchsgeräten im Haushalt und Erschließung weiterer Flexibilitätspotentiale in industriellen Fertigungsprozessen.

Anders als z. B. beim Einspeisemanagement kann bei verbrauchsseitigen Flexibilitäten in der Regel davon ausgegangen werden, dass deren Einsatz nicht nur für netzdienliche, sondern v. a. auch für marktdienliche Zwecke in Frage kommt. Wenn VNB auf diese Flexibilitäten zugreifen möchten, dürfte sich meist ein Nutzungskonflikt bzw. -wettbewerb ergeben, so dass diese Flexibilitäten kaum für die Anwendung im Rahmen der Echtzeit-EP-Beseitigung (Modell 1) geeignet sind. Realistischer ist ein netzdienlicher Einsatz zur vorausschauenden EP-Beseitigung (Modell 2), die eine marktbasierete Beschaffung/Abstimmung des Einsatzes einschließt.

Diese gestaltet sich grundsätzlich so, dass die Flexibilitätsanbieter – ggf. nach längerfristiger vertraglicher Vereinbarung von Rahmenbedingungen – dem VNB regelmäßig oder auf Anfrage (bei Vorliegen von Hinweisen auf einen drohenden Engpass) die aktuell verfügbare Flexibilität anbieten und mit dem VNB im Erfolgsfall den konkreten Flexibilitätseinsatz und die hierfür zu zahlende Vergütung abstimmen. Insbesondere Kleinverbraucher, evtl. aber auch industrielle Verbraucher werden hierbei aber in der Regel nicht als Einzelakteure auftreten, sondern die Vermarktung ihrer Flexibilität einem anderen Akteur überlassen, z. B. ihrem Stromlieferanten oder einem unabhängigen Aggregator, mit dem sie zuvor die hierfür relevanten Konditionen vertraglich abstimmen. Gerade bei Kleinverbrauchern wird die Initiative hierfür und die Installation notwendiger Steuerungs- und Kommunikationstechnik voraussichtlich meist von dem Akteur ausgehen, der die Flexibilität vermarkten möchte.

Da die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität auch zur *Verursachung* von Engpässen beitragen kann, können die Flexibilitätsanbieter – also ggf. die einzelnen Verbraucher, zumeist aber eher die als Vermarkter auftretenden Lieferanten/Aggregatoren – auch mit der Anwendung des Koordinationsmodells 3 durch den VNB konfrontiert sein. Sie müssen dann die hierfür benötigten Informationen über die von ihnen kontrollierten Flexibilitätspotentiale an den VNB liefern und Einsatzbeschränkungen, die der VNB vorgibt, berücksichtigen bzw. sich an einem Buchungssystem für den Einsatz von Flexibilitäten beteiligen.

3.4.3 Speicher

Aus Sicht von Speicherbetreibern gestaltet sich die Anwendung der Koordinationsmodelle ähnlich wie aus Sicht von Anbietern verbrauchsseitiger Flexibilitäten, soweit von dem Ausnahmefall eines vollständig im Eigentum eines VNB befindlichen und ausschließlich netzdienlich eingesetzten Speichers abgesehen wird: Im Regelfall eines universell einsetzbaren Speichers ergibt sich ein Nutzungswettbewerb, wenn ein VNB zur EP-Beseitigung auf den Speicher zugreifen möchte, so dass von den Modellen, die eine EP-Beseitigung vorsehen, auch hier praktisch nur Modell 2 in Betracht kommt. Dies gilt bei Speichern noch klarer als bei verbrauchsseitigen Flexibilitäten, weil Speicher ausschließlich Flexibilität vermarkten und daher wirtschaftlich darauf angewiesen sind, möglichst kontinuierlich eine Flexibilitätsnachfrage zu bedienen. Der VNB kann dann bei Erkennung drohender Engpässe als ein solcher Flexibilitätsnachfrager auftreten und mit dem Speicherbetreiber über die Nutzung des Speichers zur EP-Beseitigung verhandeln (z. B. wiederum auf Basis eines Rahmenvertrags mit anschließender kurzfristiger Einzelfallabstimmung im Bedarfsfall).

Auch Speicherbetreiber können andererseits mit Maßnahmen der EP-Bewirtschaftung (Modell 3) konfrontiert sein, insbesondere wenn der Speichereinsatz selbst zur Entstehung von Engpässen beiträgt. Diese können sich z. B. durch zeitweise Leistungsbeschränkungen bei der Ein- oder Ausspeicherung äußern und müssen dann bei der Vermarktung der Speicherkapazität berücksichtigt werden.

Im Ausnahmefall des rein netzdienlich eingesetzten Speichers ergibt sich naturgemäß kein Koordinationsbedarf beim Speichereinsatz, da der VNB hierüber dann selbst entscheidet und dabei das Ziel einer Verbesserung des Netzzustands verfolgt. Es ist aus derzeitiger Sicht zwar unwahrscheinlich, aber nicht auszuschließen, dass ein solcher netzfokussierter Speichereinsatz im Vergleich zu einem zumindest gemischten Einsatz wirtschaftlich effizient ist. In einer solchen Situation wäre der Speicher dann auch kostenseitig vollständig dem Netz zuzurechnen, während dies bei gemischter Nutzung nur im Umfang des netzdienlichen Einsatzes zu rechtfertigen ist. Letzteres ergibt sich automatisch, wenn der Speicher im Eigentum eines Marktteilnehmers steht und der VNB durch Anwendung des Koordinationsmodells 2 netzdienliche Speichereinsätze vom Speicherbetreiber „einkauft“. Sofern der Eigentümer des Speichers ein vertikal integriertes Unternehmen und somit zugleich VNB und Marktteilnehmer ist, kann diese Kostenabgrenzung evtl. nur durch interne Verrechnung der auf den netzdienlichen Einsatz entfallenden anteiligen Kosten erfolgen.

3.5 Weitere Bewertungsaspekte

Wie oben bereits erwähnt, unterscheiden sich die betrachteten Koordinationsmodelle deutlich in ihren Anreizwirkungen für Netzbetreiber und Marktteilnehmer. Dieser Aspekt wird nachfolgend näher beleuchtet.

Für VNB besteht der maßgeblichste Unterschied zwischen den Anreizwirkungen der drei Modelle darin, dass die Kosten von Maßnahmen zur EP-Beseitigung zulasten der VNB, die Kosten bzw. Nutzeneinbußen durch Maßnahmen zur EP-Bewirtschaftung hingegen zulasten der Marktteilnehmer gehen. Letzteres ist vor dem Hintergrund der Ausführungen in Abschnitt 2.6 als problematisch anzusehen, da Netzbetreiber insoweit weder in die Lage versetzt noch dazu angereizt werden, die gesamtwirtschaftlichen Kosten unterschiedlicher Lösungen zur Behebung von Engpässen miteinander zu vergleichen und die kostengünstigste Lösung auszuwählen. Diese Problematik betrifft speziell das Koordinationsmodell 3, da nur dieses eine EP-Bewirtschaftung vorsieht. Es wäre hierbei aus betriebswirtschaftlicher Sicht des VNB günstiger, einen Engpass zu bewirtschaften, als ihn durch Netzausbau oder sonstige Maßnahmen zu beseitigen, selbst wenn die Bewirtschaftung erhebliche Nutzeneinbußen bei den Marktteilnehmern bewirken sollte. Hieraus könnte somit ein Anreiz zu einer gesamtwirtschaftlich ineffizienten Bewirtschaftungsstrategie des Netzes resultieren.

Daher erscheint es zumindest erforderlich, Netzbetreiber bei Anwendung des Modells 3 enger behördlich zu beaufsichtigen als bei Anwendung der anderen Modelle. Dies kann z.B. Nachweispflichten sowohl hinsichtlich der Notwendigkeit der Anwendung dieses Modells als auch hinsichtlich der bei seiner Umsetzung zu treffenden Einzelentscheidungen zur Höhe und Vergabe der verfügbaren Kapazität für den Flexibilitätseinsatz umfassen. Im Gegensatz dazu ist bei Anwendung der Modelle 1 und 2 in Verbindung mit konsistenten Regelungen zur Vergütung von Flexibilitätseinsätzen und zur regulatorischen Behandlung dieser Kosten kein zwingender Bedarf für weitreichende Nachweispflichten erkennbar; insbesondere müsste der VNB hier nicht die Notwendigkeit jeder ergriffenen Einzelmaßnahme nachweisen. (Inwieweit bei Modell 3 eine Nachweispflicht für jede Einzelmaßnahme erforderlich wäre, müsste in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung der Bewirtschaftungsmaßnahmen untersucht werden. Notwendig wäre aber jedenfalls eine Nachweisführung, die nicht nur die prinzipielle Notwendigkeit von Maßnahmen, sondern auch deren angemessenen Umfang betrifft, sei es für Einzelmaßnahmen oder in übergreifender Form.)

Im Hinblick auf die behördliche Aufsicht bei der Umsetzung von Modell 3 scheint heute bereits Handlungsbedarf in der Schweiz zu bestehen, da dieses Modell wie erwähnt in Form der temporären Sperrung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen durch die VNB verbreitet eingesetzt wird, ohne dass die Angemessenheit der vorgenommenen Sperrungen einzelfallbezogen oder auch nur generalisierend nachgewiesen werden muss.

Auch die Anreizsituation für Marktteilnehmer ist von der Wahl des Koordinationsmodells abhängig, und auch hier ist entscheidend, ob eine EP-Bewirtschaftung stattfindet (Modell 3) oder nicht. Es geht dabei um den Anreiz, bestehende Flexibilitätspotentiale nutzbar zu machen und darüber hinaus weitere Potentiale zu erschließen. Dieser Anreiz wird durch Modelle, die ausschließlich auf Maßnahmen zur EP-Beseitigung abstellen, nicht beeinträchtigt, da diese Modelle eine uneingeschränkte Vermarktung von Flexibilität ermöglichen (Fiktion der „Kupferplatte“). Dies ist bei Modellen mit EP-Bewirtschaftung anders, da hier – durchaus bewusst – die Flexibilitätsvermarktung auf das netzverträgliche Maß beschränkt wird und nicht zwangsläufig Maßnahmen zur dauerhaften Beseitigung des Engpasses wie Netzausbau ergriffen werden. Wie diese Anreizsituation zu bewerten ist, hängt entscheidend davon ab, welches der in Abschnitt 2.4 erläuterten Paradigmen hinsichtlich Netzkapazität und Flexibilitätseinsatz verfolgt wird: Es kann sowohl die Auffassung vertreten werden, dass Flexibilitäten nur im Rahmen vorhandener Netzkapazitäten nutzbar gemacht werden sollten und das Netz nicht allein für die Nutzung weiterer Flexibilitäten ausgebaut werden sollte, als auch die konträre Auffassung, dass das Netz den Transportbedarf, der sich bei voller Ausschöpfung aller Flexibilitätspotentiale ergibt, zumindest langfristig vollständig befriedigen und hierfür entsprechend ausgebaut werden sollte (wobei Ausbau immer auch die mögliche Anwendung neuartiger netzseitiger Technologien etwa im Bereich der Spannungs-Blindleistungssteuerung einschließt).

Neben diesen Fragen sind bei der Bewertung von Koordinationsmodellen auch verschiedene Umsetzungsaspekte von Bedeutung, wie auch in Kap. 4 aufgezeigt wird. An dieser Stelle sei auf folgende zwei Aspekte hingewiesen:

- Die Koordinationsmodelle 1 und 2 sind in der konkreten Ausgestaltung und Anpassung an sich ändernde Situationen flexibler als das Modell 3. Sie erfordern grundsätzlich nur die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage, die die VNB dazu ermächtigt, bei Bedarf die mit den Modellen verbundenen Maßnahmen zu ergreifen. Die konkrete Gestaltung kann dann situationsabhängig den VNB überlassen werden (soweit nicht Standardisierungsbedarf etwa

hinsichtlich Datenschnittstellen besteht). Bei Modell 3 hingegen ist neben dem oben erwähnten Erfordernis einer engeren behördlichen Aufsicht zu beachten, dass hier die Marktteilnehmer stärker von der operativen Umsetzung betroffen sind, so dass Anpassungen vermutlich weniger leicht möglich sind als bei den Modellen 1 und 2.

- Die in Abschnitt 2.5.2 erörterten „Nebenwirkungen“ auf die Bilanzen im Gesamtsystem und bei den betroffenen Bilanzgruppen treten in erster Linie auf, wenn Netzbetreiber zwecks EP-Beseitigung auf Flexibilitäten zugreifen und diese Maßnahmen nicht auf geeignete Weise bilanziell neutralisieren. Diese Problematik betrifft somit in erster Linie die Modelle 1 und 2, soweit davon ausgegangen werden darf, dass bei Modell 3 die EP-Bewirtschaftung so realisiert wird, dass die Marktteilnehmer die vom VNB auferlegten Beschränkungen des Flexibilitätseinsatzes jeweils rechtzeitig in ihren Bilanzplanungen berücksichtigen können.

3.6 Zusammenhang mit Ampelphasen-Konzept

In der letzten Zeit wird verschiedentlich vorgeschlagen, die Koordination des Flexibilitätseinsatzes im Verteilungssektor auf Grundlage eines Ampelphasen-Konzepts zu gestalten. Ein Vorschlag dieser Art liegt, wie bereits erwähnt, vom deutschen Branchenverband BDEW vor, und auch das BFE lässt in einer laufenden Studie Aufwand und Nutzen eines solchen Konzepts untersuchen. Ampelmodelle sehen meist vor, dass es neben Situationen ohne netzseitige Probleme („grüne Phase“) und Situationen mit akuten netzseitigen Problemen („rote Phase“), die direkte Anweisungen durch VNB ohne Rücksicht auf marktseitige Transaktionen erfordern, auch Übergangssituationen gibt („gelbe Phase“), in denen VNB marktbasierende Maßnahmen zur Beseitigung drohender netzseitiger Probleme ergreifen.

Dieses Modell ist als gedankliches Konzept für die Einteilung unterschiedlich kritischer Situationen im Netz und unterschiedlicher Kategorien von Gegenmaßnahmen durchaus nützlich und intuitiv leicht verständlich. Bei dem Versuch seiner konkreten Ausgestaltung zeigt sich jedoch, dass die Zuordnung von Situationen und geeigneten Maßnahmen zu Ampelphasen keineswegs eindeutig ist und selbst die Zahl der benötigten Ampelphasen diskussionsbedürftig ist.

Diese Zuordnungsschwierigkeiten lassen sich auch konkretisieren, indem versucht wird, den in dieser Studie diskutierten Koordinationsmodellen bzw. bestimmten Prozesselementen dieser Modelle Ampelphasen zuzuordnen:

- Einzig das koordinationsfreie Modell 0 kann in Gänze einer bestimmten Ampelphase zugeordnet werden, nämlich der grünen Phase.
- Bei Modell 1 wird die Zuordnung bereits schwieriger. Es stellt sich beispielsweise die Frage, ob das „Scharfschalten“ eines Prozesses zur Echtzeit-EP-Vorhersage in Verbindung mit der Möglichkeit, bei Bedarf auch entsprechende Maßnahmen (z. B. Einspeisemanagement) zu ergreifen, nicht bereits zumindest als gelbe Phase, wenn nicht sogar als rote Phase aufgrund des im Bedarfsfall unmittelbaren und unbedingten Charakters der ergriffenen Maßnahmen zu interpretieren ist. Dann würde bei diesem Modell – d. h. sobald die hiermit verbundenen Funktionen etwa des Einspeisemanagements einmal eingerichtet sind – keine grüne Phase mehr auftreten. Es kann aber kaum erstrebenswert sein, dauerhaft eine gelbe oder gar rote Phase zu signalisieren. Würden hingegen alle Situationen, in denen keine Engpässe festgestellt und daher keine Maßnahmen ergriffen werden, als grüne Phase angesehen, so würde diese bei Detektion eines Engpasses übergangslos auf die rote Phase umschalten, so dass sich der Nutzen des Ampelmodells praktisch erübrigen würde.
- Bei Modell 2 bietet sich dagegen eine relativ eindeutige Zuordnung an: Hier könnte die Situation ohne detektierte Engpässe als grüne Phase, die Situation mit detektierten Engpässen, die aber mit marktseitig beschafften Flexibilitäten behoben werden können, als gelbe Phase und die Situation, in der die marktseitig beschafften Flexibilitäten nicht ausreichen, um alle Engpässe zu beheben, als rote Phase angesehen werden.
- Analog hierzu könnte bei Modell 3 die Notwendigkeit einer EP-Bewirtschaftung mit der gelben Ampelfarbe signalisiert werden. Dies könnte jedoch wiederum das Auftreten einer dauerhaft gelben Phase hervorrufen, so dass dieser Signalisierung kaum noch ein Informationswert zukäme.

Der zuletzt angedeutete Punkt lässt sich auch generalisieren: Die Markierung einer Situation mit einer von drei Farben kann nicht ausreichend differenziert sein, um Marktteilnehmern eine wirksame Entscheidungsunterstützung in Bezug auf die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitäten zu bieten. Diese Einteilung ist zu grob, um z. B. Einsatzbeschränkungen im Rahmen einer EP-Bewirtschaftung zu definieren, und sie ist zu unverbindlich, um einen Anreiz für eigenständige Maßnahmen zur Engpassvermeidung oder -beseitigung zu vermitteln. Dies gilt auch unter der ohnehin selbstverständlichen Prämisse, dass Ampelphasen nicht jeweils für ein ganzes Netz, sondern individuell für u. U. sehr kleine Netzabschnitte definiert werden müssten, um überhaupt aussagekräftig sein zu können.

Ampelphasen sind auch nicht geeignet, um Zugriffsberechtigungen auf Flexibilitätsoptionen zuzuordnen:

- Zugriffsrechte, die auf marktbasierter Weise zustande kommen, können von den Vertragsparteien auch ohne eine besondere Signalisierung des Netzzustands genutzt werden.
- Zugriffsrechte, die Netzbetreibern durch gesetzliche Vorgaben eingeräumt werden, dürfen zwar u. U. nur unter bestimmten Bedingungen genutzt werden, die dann aber vermutlich differenzierter nachgewiesen werden müssen als allein durch Markierung einer Situation mit einer Ampelfarbe.

Aus Sicht der Autoren eignet sich das Ampelphasen-Konzept daher in erster Linie als ein gedankliches Konzept, das die Diskussion über Koordinationsmodelle aufgrund seiner einfachen intuitiven Nachvollziehbarkeit erleichtert. Hinsichtlich der operativen Umsetzung eines Koordinationsmodells ist jedoch kein besonderer Zusatznutzen durch Implementierung eines Ampelmodells erkennbar. Dies legt auch das Beispiel des Engpassmanagements im Übertragungsnetz nahe, wo praktisch alle auch für den Verteilungssektor diskutierten Prozesselemente rund um den Flexibilitätseinsatz eine Rolle spielen und dennoch auf eine vereinfachende Klassifizierung von Netzzuständen analog dem Ampelmodell verzichtet wird.

Angesichts dessen sollte erst recht vermieden werden, dass allein zum Zweck der Implementierung eines Ampelmodells aufwändige Schritte etwa zur Definition von Abgrenzungskriterien und Schwellenwerten der Ampelphasen unternommen werden, die für die Wirkungsweise der betrieblichen Prozesse letztlich praktisch bedeutungslos sind.

3.7 Kompatibilität mit Network Codes der EU

Aktuell steht die Schweiz mit der EU in Verhandlung über ein geplantes Abkommen zur Organisation der Stromversorgungsmärkte. Als Konsequenz dieser Verhandlungen könnten zukünftig geltende EU-Regularien auch für die Schweiz bindend werden. Daher ist auch für die in dieser Studie behandelten potentiellen Koordinationsmodelle zu prüfen und ggf. sicherzustellen, dass sie mit aktuell oder zukünftig geltenden Network Codes konform sind, die den rechtlichen Rahmen für die Koordination zwischen Netznutzern, Marktteilnehmern und Netzbetreibern bilden. Momentan existieren zehn Network Codes, die in die Bereiche der „Grid Connection Network Codes“, der „System Operation Network Codes“ und der „Market Network Codes“ aufgeteilt sind. Einen Überblick liefert Tabelle 3.2.:

Bereich	Network Code
Grid Connection Network Codes	Demand Connection Requirements for Generators High Voltage Direct Current Connections
System Operation Network Codes	Operational Security Operational Planning & Scheduling Load Frequency Control & Reserves Emergency and Restoration
Market Network Codes	Capacity Allocation & Congestion Management Electricity Balancing Forward Capacity Allocation

Tabelle 3.2: Überblick über die Network Codes der EU

In den Grid Connection Network Codes werden die Anschlussregeln, -pflichten und -anforderungen zwischen den Netzbetreibern auf der einen und den Einspeisern und Verbrauchern auf der anderen Seite geregelt und zusätzlich Typklassifizierungen der Einspeiser und Lasten vorgenommen. Neben den bereits heute rechtlich gültigen Demand und Generators Network Codes werden die Grid Connection Network Codes zukünftig noch um den HVDC-Connection Code erweitert, der sich aktuell noch in der Abstimmungsphase befindet und schwerpunktmäßig den Anschluss von Offshore-Windparks regeln soll.

Bei den System Operation Network Codes stehen die Versorgungssicherheit des europäischen Übertragungsnetzes und die hierfür notwendige Kommunikation und Prozesse zwischen den verschiedenen Akteuren im Mittelpunkt. Neben grundsätzlichen Prozessdefinitionen betrifft dies sowohl konkrete kurzfristige Maßnahmen/Instrumente wie die Leistungs-Frequenz-Regelung oder die Übermittlung von Fahrplänen als auch Maßnahmen mit mittel- und längerfristigen Zeithorizonten wie beispielsweise Kraftwerksrevisionen und -stilllegungen.

Der Fokus der Market Network Codes liegt in einem diskriminierungsfreien Marktzugang für Akteure und einer möglichst effizienten Ausgestaltung des EU-Strombinnenmarktes. Dafür verwendete Instrumente liegen unter Anderem in einer angestrebten hohen Informationstransparenz für alle Marktakteure, welche die Grundlage für Investitionsentscheidungen liefern soll, und in einer optimalen Ausnutzung des bestehenden und zukünftigen Übertragungsnetzes.

Die Network Codes weisen zum Teil Überschneidungen auf und sind eng miteinander verknüpft. Für die in dieser Studie untersuchten Koordinationsmodelle sind insbesondere die System Operation Network Codes relevant. Hier wird nicht nur auf die Schnittstelle zwischen VNB und ÜNB, sondern auch auf die Kommunikation zwischen VNB und Aggregatoren bzw. flexiblen Verbrauchern/Einspeisern eingegangen. So sind Aggregatoren nach der jetzigen Fassung beispielsweise verpflichtet, dem VNB alle zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität notwendigen Informationen zukommen zu lassen. Bei einer möglichen Gefährdung der Versorgungssicherheit darf der VNB entsprechende Gegenmaßnahmen ergreifen und hierbei auch den Einsatz von Flexibilitäten einschränken. Dies gilt auch bei einem marktbasierter Einsatz von Flexibilitäten. So kann der VNB zum Beispiel im Rahmen der Präqualifikation von Flexibilitätsoptionen am Markt für Regelleistung bereits die maximal mögliche zu vermarktende Leistung begrenzen. Rechtliche Grundlage bildet hier auch der Network Code zum „Balancing“.

Im Network Code „Operational Security“ sind die Fristigkeiten und Datenumfänge der für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Datenaustausche spezifiziert. Darin ist festgelegt, dass der VNB mindestens halbjährlich dem übergelagerten ÜNB strategische Informationen übermitteln muss, die für die Versorgungssicherheit relevant sein könnten. Unter anderem schließt dies auch Informationen zu Flexibilitäten ein (die im Network Code als „Significant Grid Users“ bezeichnet werden), falls der VNB und der ÜNB darin übereinstimmen, dass die Flexibilitäten Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit haben können.

Zusätzlich soll der VNB dem ÜNB während des Netzbetriebs nach Möglichkeit Echtzeitinformationen zukommen lassen, die neben der Netztopologie auch die aggregierte Last und Einspeisung von Aggregatoren mit einbezieht. Der Network Code spezifiziert die geforderten zeitlichen Fristen und Datenformate allerdings nicht im Detail, sondern sieht eine entsprechende Vereinbarung zwischen VNB und ÜNB vor.

Mit Blick auf die Ausgestaltung der in dieser Studie diskutierten Koordinationsmodelle im Verteilungssektor gehen aus der Analyse der Network Codes keine detaillierten Anforderungen oder Hinweise auf mögliche Kompatibilitätsprobleme hervor. Die Network Codes dienen vorrangig dem Ziel, einen sicheren Systembetrieb auf der Übertragungsebene zu ermöglichen und Grundlagen für die hierfür erforderliche Mitwirkung aller Akteure (auch im Verteilungssektor) zu schaffen. Die von den VNB eingesetzten Instrumente und Prozesse zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs sind nicht primärer Regelungsgegenstand der Network Codes, stehen hierzu aber auch nicht in einem erkennbaren Widerspruch. In vielen Punkten wie etwa den

Verpflichtungen der Marktteilnehmer zur Informationsbereitstellung an die Netzbetreiber stimmen die Interessen von ÜNB und VNB auch grundsätzlich überein, wenn auch ggf. in unterschiedlichem Detailgrad. Die Notwendigkeit, einzelne der in Kap. 4 näher behandelten Umsetzungsaspekte der Koordinationsmodelle aufgrund von Vorgaben der Network Codes in einer ganz bestimmten Weise auszugestalten, ist nicht erkennbar.

3.8 Zusammenfassender Überblick über Koordinationsmodelle

Tabelle 3.3 fasst die wesentlichen Eigenschaften der in diesem Kapitel diskutierten Koordinationsmodelle überblicksartig zusammen.

Eigenschaften	Koordinationsmodelle		
	Modell 1	Modell 2	Modell 3
Echtzeit-EP-Vorhersage	Ja	Ja	Optional
Vorausschauende EP-Vorhersage	Optional	Ja	Ja
Echtzeit-EP-Beseitigung	Ja	Ja	Optional
Flexibilitätsbeschaffung	Nein	Ja	Nein
EP-Bewirtschaftung	Nein	Nein	Ja
Nutzungswettbewerb mit Flexibilitätsanbietern	Nein	Ja	Nein
Kostentragung	VNB	VNB	Flexibilitätsanbieter
organisierter Flexibilitätsmarkt	Nein	Möglich	Nein
Einfluss auf Leistungsbilanzen	Wahrscheinlich	Unwahrscheinlich	Nein
Bedarf nach VNB-seitiger Nachweispflicht	Gering	Gering	Hoch
Anpassbarkeit an Änderungen des Flexibilitätsangebots	Hoch	Hoch	Gering
Kompatibilität zu EU-Network-Codes	Ja	Ja	Ja

Tabelle 3.3: Überblick über die Eigenschaften der Koordinationsmodelle

4 Umsetzungsaspekte

4.1 Relevante Akteure

Die Prozesse, die sich bei Umsetzung der in Kapitel 3 erörterten Koordinationsmodelle ergeben, können vielfältige Akteure betreffen, die nachfolgend kurz beschrieben werden. Dabei werden, wie in Abschnitt 2.2 erläutert, die Akteure mit ihrer jeweiligen Rolle identifiziert, unabhängig von ihrer Zugehörigkeit zu Unternehmen. Akteure können eigenständige Unternehmen darstellen oder auch mit anderen Akteuren in einem Unternehmen vereint sein.

- Der **VNB** ist der zentrale Akteur, der für das Engpassmanagement und die Koordination von Markt und Netz in einem Netzgebiet zuständig ist. Darüber hinaus ist er evtl. auch als Datenlieferant in die Koordinationsprozesse bei benachbarten oder über-/unterlagerten VNB involviert.
- Der **ÜNB** ist in die Koordinationsprozesse auf Verteilnetzebene nicht direkt eingebunden. Er tritt aber im Rahmen der Systemführung und ggf. auch zur EP-Beseitigung als Nachfrager von systembilanz- bzw. netzdienlichem Flexibilitätseinsatz auf, der auch von Anbietern im Verteilnetz erbracht werden und dort Koordinationsbedarf auslösen kann.
- Neben den Netzbetreibern können als **Flexibilitätsnachfrager** auch unterschiedliche Arten von Marktteilnehmern auftreten, z. B.
 - Lieferanten,
 - Bilanzgruppenverantwortliche,
 - Erzeuger und
 - Händler.

Der von diesen Akteuren nachgefragte marktdienliche Flexibilitätseinsatz hat aus Sicht des VNB ähnliche Bedeutung wie die vom ÜNB nachgefragte Regelleistung und wird daher im Folgenden mit dieser zusammen als systembilanzdienlicher Flexibilitätseinsatz bezeichnet, soweit nicht eine explizite Unterscheidung erforderlich ist.

- **Flexibilitätsanbieter** können zum einen
 - Betreiber einzelner Erzeugungsanlagen (konventionell oder EE-basiert),
 - Speicherbetreiber sowie

- einzelne Verbraucher (Haushalt, Gewerbe, Industrie, ggf. auch als „Prosumer“) sein, zum anderen aber auch Akteure, die Flexibilitäten bündeln und in größeren Einheiten nutzbar machen und ggf. vermarkten, beispielsweise
 - Lieferanten/Händler, die Flexibilitäten für die eigene Nutzung bündeln, etwa zur Beschaffungsoptimierung,
 - unabhängige Aggregatoren, die Flexibilitäten an Dritte vermarkten,
 - Direktvermarkter, die für Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen die Vermarktung des eingespeisten Stroms übernehmen und dann auch Ansprechpartner für die Abregelung von EE-Anlagen sein können, und
 - Betreiber virtueller Kraftwerke, die die Flexibilitäten ihres Kraftwerkspools an Dritte vermarkten.
- Daneben können **weitere Marktakteure** (Lieferanten, Händler etc.) in die Koordinationsprozesse involviert sein, die weder als Flexibilitätsanbieter noch als -nachfrager auftreten, sowie **weitere Datenlieferanten** wie z. B. Prognosedienstleister.

Im Rahmen der AWK-Studie [14] wurde neben den oben aufgeführten Rollen zusätzlich die Rolle des Datenmanagers eingeführt, der aggregierte Daten der Prosumer an weitere Akteure wie den VNB sendet; diese Rolle wird in der vorliegenden Studie dem Flexibilitätsanbieter zugeordnet. Von den in der AWK-Studie definierten Use-Cases betreffen insbesondere die Use-Cases 2, 5, 8 und 12 die Kommunikation zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern. Die dort ausgeführten Überlegungen sind grundsätzlich auf die vorliegende Studie übertragbar.

Viele der aufgeführten Akteure sind nur bei bestimmten Koordinationsmodellen und Prozess-elementen involviert, wie Tabelle 4.1 im Überblick verdeutlicht. Im Einzelnen wird hierauf in den nachfolgenden Abschnitten näher eingegangen.

Prozesselement	Hauptakteure	Sonstige Akteure	Koordinationsmodelle		
			KM1	KM2	KM3
Echtzeit-EP-Vorhersage	VNB	Prognosedienstleister			
Vorausschauende EP-Vorhersage	VNB	weitere Netzbetreiber, Flexibilitätsanbieter, weitere Marktakteure, Prognosedienstleister			
Echtzeit-EP-Beseitigung	VNB	Flexibilitätsanbieter			
EP-Beseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung	VNB, Flexibilitätsanbieter	weitere Netzbetreiber			
EP-Bewirtschaftung	VNB, Flexibilitätsanbieter	weitere Marktakteure			

Zwingend erforderlich Optional möglich Nicht erforderlich

Tabelle 4.1: Betroffenheit der Akteure bei den betrachteten Prozesselementen

4.2 Echtzeit-Engpassvorhersage

4.2.1 Funktion

Das Prozesselement der Echtzeit-EP-Vorhersage dient der Erkennung von bereits bestehenden oder unmittelbar drohenden Netzengpässen im Rahmen der laufenden Netzbetriebsführung. Es bezieht sich auf den jeweils momentanen Netzzustand und auf die Erwartungen über dessen weitere Entwicklung, die sich unmittelbar aus der Beobachtung des aktuellen und vergangenen Geschehens ergeben. In diesem Schritt werden im Grundsatz keine Prognosedaten verarbeitet und keine Netzzustandsmodelle für Zukunftszeitpunkte aufgestellt. Allenfalls ist vorstellbar, dass Kurzzeit-Prognoseinformationen etwa zu den Witterungsbedingungen einbezogen werden, um z. B. die bevorstehende Entwicklung der EE-Einspeisung einschätzen zu können.

Ziel der Echtzeit-EP-Vorhersage ist, den Bedarf nach möglicherweise erforderlichen Gegenmaßnahmen zur EP-Beseitigung zu identifizieren, die dann praktisch unverzüglich im Zeitrahmen der Netzbetriebsführung ergriffen werden müssen.

Dieses Prozesselement wird bei allen in dieser Studie betrachteten Koordinationsmodellen benötigt, außer wenn durch vorausschauende Maßnahmen weitgehend ausgeschlossen werden

kann, dass während der Betriebsführung noch Engpässe identifiziert werden. Dies ist insbesondere bei der EP-Bewirtschaftung denkbar (Modell 3), abhängig davon, inwieweit neben den jeweils bewirtschafteten Kapazitäten für den Flexibilitätseinsatz noch andere potentielle Ursachen für Netzengpässe vorhanden sind.

4.2.2 Prozessschritte

In die Echtzeit-EP-Vorhersage (Bild 4.1) gehen in erster Linie Informationen über den aktuellen Netzzustand ein, d. h. über den Schaltzustand der Betriebsmittel, die Last- und Erzeugungssituation und/oder die sich hieraus ergebenden Betriebsmittelbelastungen und Spannungsverhältnisse. Die Erfassung und Aufzeichnung solcher Informationen und ihre Verarbeitung im Netzleitsystem des VNB sind Teil des laufenden Überwachungs- und Steuerungsprozesses des Netzes und erfordern im Grundsatz keine prozessualen Interaktionen mit anderen Akteuren.

Optional ist, wie oben erwähnt, allenfalls denkbar, dass Kurzzeitprognosen v. a. zur Wetterentwicklung und darauf aufbauend der erwarteten Entwicklung der EE-Einspeisung in die Analyse einbezogen werden, die z. B. von Prognosedienstleistern bereitgestellt werden. Im Grenzfall können solche nicht unmittelbar netzbezogenen Informationen auch die einzige Datengrundlage für die EP-Vorhersage sein, insbesondere in den Niederspannungs- und teilweise auch Mittelspannungsnetzen, in denen heute keine oder nur wenige Echtzeitmesswerte erfasst werden.

Die Echtzeit-EP-Vorhersage setzt weitgehend automatisch ablaufende Verarbeitungs- und Analysemethoden voraus, die bestehende oder drohende Engpässe daran erkennen, dass die Betriebsmittelbelastungen und/oder Spannungswerte kritische Schwellen erreichen. Die aus dieser Analyse hervorgehenden Befunde werden dem Betriebspersonal angezeigt und ggf. an weitere leittechnische Komponenten übermittelt, die automatisch geeignete Gegenmaßnahmen auswählen und veranlassen.

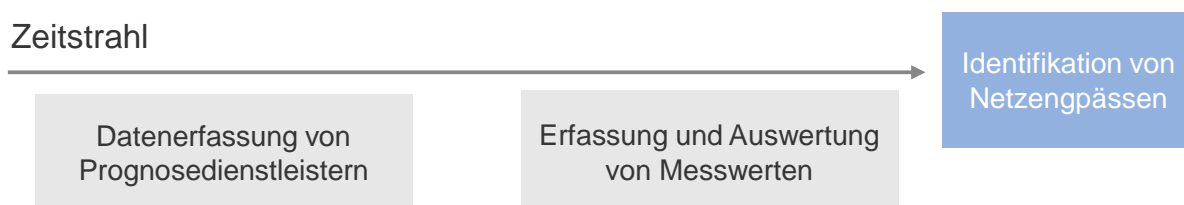


Bild 4.1: Prozessschritte der Echtzeit-EP-Vorhersage

4.2.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Das Spektrum der Ausgestaltungsmöglichkeiten dieses Prozesselements ergibt sich im Wesentlichen aus Art und Umfang der im Netz erfassten Zustandsinformationen und sonstigen Eingangsdaten sowie den eingesetzten Analysetechniken zur Verarbeitung und Auswertung dieser Informationen. Diese Einflussfaktoren unterscheiden sich heute und voraussichtlich auch noch in vielen Jahren sehr stark nach der betrachteten Netzebene:

- Hochspannungsnetze werden heute weitgehend vollständig beobachtbar betrieben, d. h. es liegen durch Erfassung umfangreicher Echtzeitmesswerte und vielfach auch deren Verarbeitung durch eine „State Estimation“-Funktionalität im Netzleitsystem aktuelle Zustandswerte für alle relevanten Betriebsmittelbelastung und Knotenspannungen vor.
- Mittelspannungsnetze sind meist nur teilweise beobachtbar; oft liegen Echtzeitmesswerte nur aus den Umspannwerken (d. h. den Einspeisungen aus dem Hochspannungsnetz) vor. Bei Anlässen zur Erneuerung der Leittechnik streben viele Netzbetreiber heute jedoch eine weitgehende betriebliche Beobachtbarkeit an, die zwar nicht auf Messwerten aus jeder einzelnen Mittelspannungsstation beruht, aber durch gezielt positionierte Messpunkte und entsprechende Berechnungsverfahren in der Lage ist, Betriebsmittelbelastungen und Spannungen in guter Näherung abzuschätzen.
- In Niederspannungsnetzen liegen heute nur im Ausnahmefall Echtzeitmesswerte zum Netzzustand vor, und leittechnische Auswertungen etwa per State Estimation sind hier unüblich und mangels Messwerten auch kaum möglich. Nur vereinzelt werden Messwerte z. B. in ausgewählten Ortsnetzstationen erfasst und in der Leitstelle angezeigt.

Funktionalitäten zur Echtzeit-EP-Vorhersage sind heute somit im Hochspannungs- und teilweise auch im Mittelspannungsnetz bereits weitgehend regulärer Bestandteil der Netzleitsysteme, im Niederspannungs- und in weiten Teilen auch im Mittelspannungsnetz hingegen meist nicht vorhanden und auch nicht ohne Erweiterung der Mess- und Leittechnik umsetzbar. Eine solche Erweiterung ist aus technischer Sicht problemlos möglich, da die hierfür benötigten Komponenten verfügbar sind. Aus wirtschaftlicher Sicht erscheint jedoch bislang zumindest die Realisierung einer vollständigen betrieblichen Beobachtbarkeit auf diesen Netzebenen kaum sinnvoll. Diese Wirtschaftlichkeitsbewertung kann sich durch Kostendegression bei der Mess-, Kommunikations- und Leittechnik wie auch durch Zunahme des Nutzens einer Fähigkeit zur detaillierten Netzanalyse zukünftig verändern. Hierzu kann auch die flächendeckende

Einführung von Smart Metering beitragen, sofern zumindest bestimmte Messwerte (z. B. Spannungswerte) annähernd in Echtzeit übertragen werden und nicht beispielsweise nur einmal täglich. Selbst dann müssten die Leitsysteme aber zunächst so aufgerüstet werden, dass diese Messwerte auch zur Schätzung des aktuellen Netzzustands ausgewertet werden können. Daher erscheint es – sofern nicht durch erhebliche betriebliche Probleme ein unmittelbarer Handlungsdruck entsteht – unwahrscheinlich, dass innerhalb der nächsten Jahre oder auch 1-2 Jahrzehnte eine vollständige Beobachtbarkeit dieser Netze erreicht wird.

Mindestens für die Übergangszeit, evtl. aufgrund ökonomischer Überlegungen aber auch dauerhaft werden somit auf diesen Ebenen auch einfachere Ausprägungen der Echtzeit-EP-Vorhersage zur Anwendung kommen, z. B. durch Beobachtung einzelner, gezielt an kritischen Punkten im Netz aufgenommener Messwerte. Im Grenzfall kann die EP-Vorhersage, wie oben erwähnt, auch ganz ohne netzseitige Messwerte erfolgen, etwa durch Auswertung von Witterungsdaten zur groben Abschätzung der aktuellen EE-Einspeisung. Dies kann dann ein geeigneter Weg sein, wenn die EE-Einspeisung zuvor als wesentlicher Auslöser potentieller Engpässe in einem Netzabschnitt erkannt wurde und durch Analysen im Vorfeld bekannt ist, ab welcher Einspeiseleistung mit Engpässen zu rechnen ist.

4.2.4 Kommunikation und Systemkomponenten

Da dieses Prozesselement weitgehend nur den VNB betrifft, besteht hier kaum Bedarf für Interaktionen mit anderen Akteuren außer evtl. Lieferanten von nicht-netzbezogenen Prognoseinformationen, wie Bild 4.2 veranschaulicht. Letzteres kann z. B. Witterungsdaten oder auch die auf deren Basis erstellten Prognosen zur Entwicklung der EE-Einspeisung umfassen.

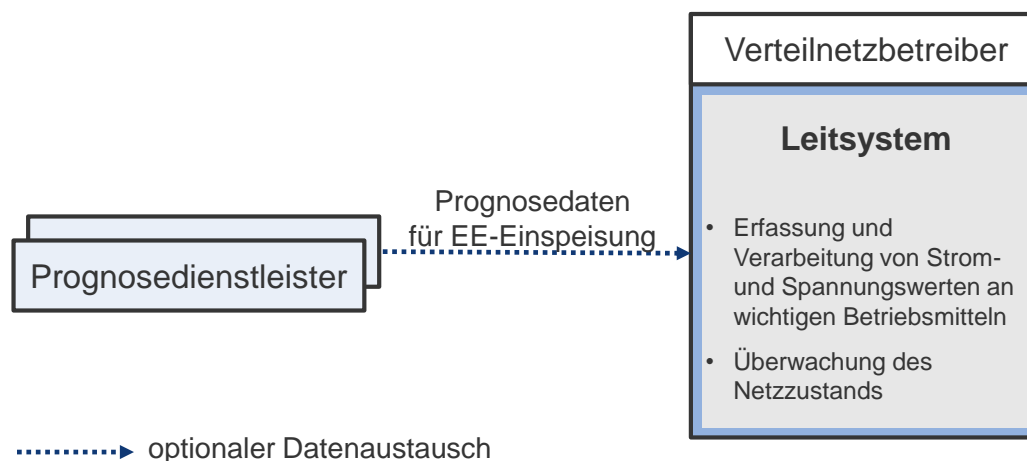


Bild 4.2: Schematische Darstellung der Kommunikation bei der Echtzeit-EP-Vorhersage

Die Verarbeitung von Messwerten und ggf. Zusatzinformationen erfolgt durch ein Netzleitsystem, dessen Funktionalitäten von der einfachen Messwertanzeige bis hin zu komplexen Analyse- und Optimierungsfunktionen wie State Estimation, Netzsicherheitsrechnung und Spannungs-Blindleistungs-Optimierung reichen können. Die typische Ausstattung hängt – wie oben erläutert – in der Regel stark von der Spannungsebene ab und wird sich auch bei möglichen Erweiterungen vermutlich nicht zu einem für alle Netzebenen einheitlichen Stand entwickeln. Kostenangaben für Erweiterungen der mess- und leittechnischen Ausstattung von Mittel- und Niederspannungsnetzen können einer parallel zu dieser Studie bearbeiteten Studie im Auftrag des BFE entnommen werden [13]. Übliche Kostenansätze liegen für diese Ebenen demnach in der Größenordnung von rund 50.000 CHF für die Erweiterung eines vorhandenen Leitsystems und rund 2.000 CHF für ein Strom- und Spannungsmessgerät an einem Netzknoten. Für ein (neues) Mittelspannungs-Leitsystem, das auf eine weitgehend vollständige Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes ausgelegt ist, liegen die Kosten nach Kenntnis von Consentec hingegen in der Größenordnung von einer bis mehreren Mio. CHF.

Das Leitsystem kann auch einfache Prognosefunktionen enthalten, die z. B. unter Verwendung von Vergangenheitsdaten (Lastverläufe etc.) und extern gelieferten Daten (z. B. Wetterprognosen) eine Vorausschau auf die Entwicklung des Netzzustands ermöglichen. Eine solche Funktion ist jedoch abzugrenzen von einer aufwändigeren, insbesondere auf der Lieferung von Eingangsdaten (z. B. Fahrplänen) durch Marktteilnehmer beruhenden vorausschauenden EP-Vorhersage; mit diesem Prozesselement befasst sich Abschnitt 4.3.

Hinsichtlich der Erfassung, Übertragung und Verarbeitung von Messwerten, die VNB selbst in ihrem Netz aufnehmen und ausschließlich für eigene Zwecke verwenden, ergeben sich keine

neuartigen Anforderungen mit Blick auf Datenschutz und -sicherheit. Da es sich hierbei nicht um kunden- und damit personenbezogene Daten handelt, dürften Fragen des Datenschutzes hier ohnehin keine Rolle spielen. Die Sicherheit der übertragenen Daten gegen Manipulation durch Dritte ist hingegen von großer Bedeutung, da systematisch verfälschte Messwerte (im Gegensatz zu einzelnen falschen Messwerten, die in der Regel ausgesondert werden können) zu einer Fehleinschätzung des Netzzustands und damit auch zu netzsicherheitsgefährdenden betrieblichen Entscheidungen führen können. Dies gilt für die unteren Verteilnetzebenen allerdings in deutlich schwächerem Maße als für die oberen Netzebenen, wo sich Störungen des sicheren Netzbetriebs auf wesentlich größere Bereiche erstrecken als in den unteren Ebenen. Daher müssen im Mittel- und Niederspannungsnetz voraussichtlich keine über das in den höheren Netzebenen übliche Maß hinausgehenden Sicherheitsanforderungen gestellt werden.

Anforderungen an den Schutz personenbezogener Daten können relevant werden, wenn es sich in der Niederspannungsebene als sinnvoll herausstellen sollte, bei der EP-Vorhersage auch Mess- oder Zählwerte auszuwerten, die beim Smart Metering aufgenommen werden. Soweit es sich hierbei um schutzwürdige Daten aus der Sphäre der Kunden handelt und nicht etwa nur um Spannungsmessungen, die keine direkten Rückschlüsse auf das Kundenverhalten zulassen, müssen diese Werte auch bei der Anwendung für Zwecke der EP-Vorhersage mit den gleichen datenschutztechnischen Anforderungen behandelt werden wie z. B. bei der Verarbeitung für Bilanzierungs- und Abrechnungszwecke. Laut einer für das BFE durchgeführten Studie sind personenbezogene Meteringdaten aus Datenschutzgründen hinsichtlich Vertraulichkeit und Integrität kritisch zu bewerten, so dass diese bei der Verwendung durch den VNB aggregiert und anonymisiert werden müssen, beispielsweise durch Übergang auf 15-Minuten-Werte [14]. Inwieweit die Verwendung solcher Werte für die EP-Vorhersage effizient ist, kann aus heutiger Sicht noch nicht umfassend beurteilt werden. Bei Pilotanwendungen zur teilweisen Beobachtung des Niederspannungsnetzes wird bislang meist auf punktuelle netzseitige Messwerte und nicht auf Smart-Metering-Daten zurückgegriffen, aber es ist vorstellbar, dass bei zunehmendem Bedarf nach betrieblicher Überwachung dieser Netze und zugleich fortschreitendem Smart-Metering-Rollout auch die hierbei erfassten Mess- und Zählwerte effizient betrieblich nutzbar werden (siehe Abschnitt 4.1). Voraussetzung hierfür ist, dass diese Messwerte auch in Echtzeit oder nahe Echtzeit (also nicht nur täglich, sondern z. B. stündlich oder noch kurzzyklischer) an den VNB übertragen werden können; dies wird gemäß einem Grundlagenbericht des BFE zu technischen Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten für das Smart Metering in der Schweiz aber explizit angestrebt [15].

4.2.5 Gesetzliche und vertragliche Grundlagen

Die Überwachung des eigenen Netzes unter Einsatz geeigneter Mess- und Leittechnik ist seit jeher Aufgabe eines jeden VNB, so dass für die Umsetzung der Echtzeit-EP-Vorhersage über den bestehenden Rahmen hinaus keine gesetzliche Grundlage geschaffen werden muss.

Allenfalls die zuvor als mögliche zukünftige Erweiterung angesprochene Verwendung von Smart-Metering-Messwerten für Zwecke der EP-Vorhersage kann je nach gesetzlicher Gestaltung des Messwesens eine spezielle gesetzliche Ermächtigungsgrundlage oder auch vertragliche Vereinbarungen zwischen VNB, betroffenen Kunden und – sofern relevant – externen Messdienstleistern erforderlich machen. Dies betrifft insbesondere die bei der Verarbeitung solcher Daten zu berücksichtigenden Anforderungen an den Datenschutz, die z. B. eine Aggregation und Anonymisierung der Daten erfordern können [14].

4.3 Vorausschauende Engpassvorhersage

4.3.1 Funktion

Die vorausschauende EP-Vorhersage dient dazu, drohende Netzengpässe nicht erst im Zeitpunkt der laufenden Betriebsführung, sondern mit einem zeitlichen Vorlauf zu identifizieren und so auch Gegenmaßnahmen in Betracht ziehen zu können, deren Veranlassung diesen zeitlichen Vorlauf erfordert. Dieses Prozesselement wird für die Koordinationsmodelle 2 und 3 benötigt, wobei sich die Anwendungszwecke im Detail unterscheiden:

- Bei Modell 2 dient die EP-Vorhersage der Feststellung des Bedarfs an Maßnahmen zur EP-Beseitigung, die – nach Ausschöpfung des Potentials an rein netzseitigen Maßnahmen – möglichst marktbasierend von Flexibilitätsanbietern beschafft werden sollen, bevor abschließend ggf. auch Maßnahmen der Echtzeit-EP-Beseitigung ergriffen werden, die keine markt-basierte Beschaffung erfordern.
- Bei Modell 3 muss der VNB hingegen im Rahmen der EP-Vorhersage feststellen, wie hoch das netzverträgliche Einsatzpotential für Flexibilitäten ist, die von den Marktteilnehmern ggf. genutzt werden und die bei übermäßigem Einsatz zur Entstehung von Engpässen führen würden. Dieses Einsatzpotential entspricht der „Kapazität“ des Netzes für die betrachteten Flexibilitäten, die anschließend über ein Verfahren der EP-Bewirtschaftung an die hieran interessierten Marktteilnehmer vergeben wird.

4.3.2 Prozessschritte

Dieses Prozesselement erfordert im Gegensatz zur Echtzeit-EP-Vorhersage zukunftsbezogene Eingangsdaten, die von anderen Akteuren bereitgestellt werden müssen, und zwar nicht nur von Prognosedienstleistern, sondern auch von Marktteilnehmern wie Erzeugern und Flexibilitätsanbietern. Hierbei geht es insbesondere um Fahrpläne von Betreibern steuerbarer Erzeugungsanlagen, Daten zur Prognose der EE-Einspeisung (z. B. auf Basis von Wetterprognosen) und ggf. Einsatzfahrpläne von Flexibilitätsanbietern. Grundsätzlich werden auch Lastprognosen benötigt, allerdings werden diese durch VNB oft selbst auf Basis von Vergangenheitswerten, Wetterprognosen und evtl. weiteren Informationen erstellt und nicht etwa aus Absatzprognosen von Lieferanten hergeleitet. Darüber hinaus können Prognosedaten zu Lastflüssen an Verknüpfungspunkten zu überlagerten, unterlagerten oder benachbarten Netzen relevant sein.

Informationen über den geplanten Einsatz von Flexibilitäten werden v. a. bei Koordinationsmodell 2 benötigt, da VNB nur dann geeignete Maßnahmen zur EP-Beseitigung identifizieren können, wenn sie den tatsächlich zu erwartenden Netzzustand prognostizieren können. Je nach Art der Flexibilität kann es allerdings schwierig sein, Fahrpläne hierfür aufzustellen, etwa weil die leistungsmäßigen Auswirkungen der Flexibilität nur ungenau abgeschätzt werden können oder weil die Flexibilität zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt wird und sich der tatsächliche Einsatz somit erst im Echtzeitbetrieb ergibt. In solchen Fällen werden VNB Schätzungen verwenden bzw. die Bandbreite der möglichen tatsächlichen Einsätze berücksichtigen müssen.

Bei Koordinationsmodell 3 werden Informationen über den geplanten Flexibilitätseinsatz nicht benötigt, da es hier ja vielmehr darum geht, den aus Netzsicht maximal zulässigen Flexibilitätseinsatz zu bestimmen. Auch hier benötigen VNB aber jedenfalls Informationen darüber, welche Art und welchen Umfang von Flexibilitäten die Flexibilitätsanbieter grundsätzlich vorhalten und einsetzen können.

Als Prozessschritte treten hier also zum einen die Datenlieferung (Fahrpläne, Prognosezeitreihen, Witterungsdaten etc.) durch verschiedene Akteure an den VNB – ggf. einschließlich Plausibilisierung/Abgleich – und zum anderen die durch den VNB durchzuführenden Berechnungen zur Netzzustandsprognose und -sicherheitsrechnung zur EP-Vorhersage für den betrachteten zukünftigen Zeitpunkt oder Zeitraum auf. Dieser in Bild 4.3 schematisierte Prozessablauf kann sich je nach Ausgestaltungsform auf unterschiedliche Betrachtungshorizonte im Spektrum von

wenigen Stunden (Intraday-Prozess) bis hin zu Monaten oder sogar Jahren erstrecken und dementsprechend mit unterschiedlich langen Zyklen periodisch durchlaufen werden.

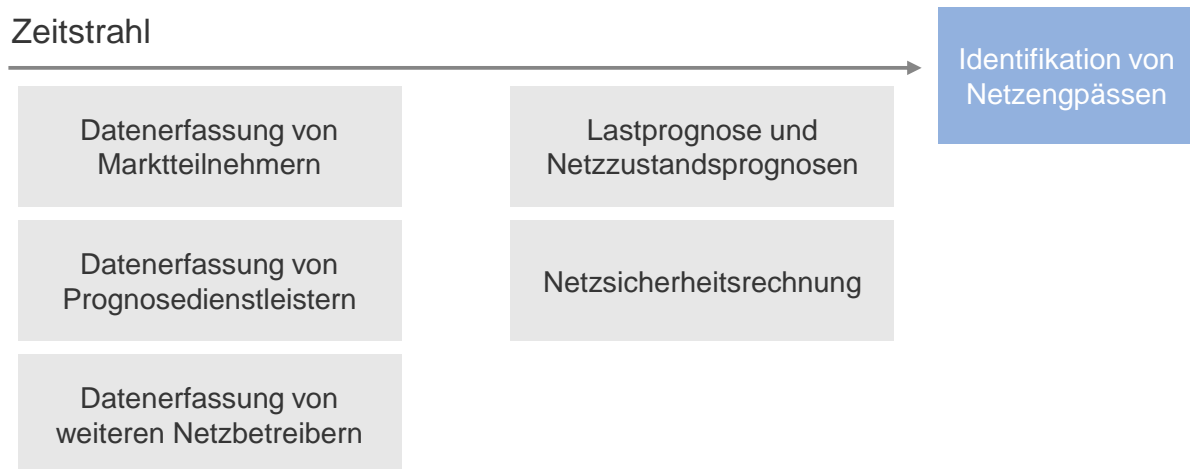


Bild 4.3: Prozessschritte der vorausschauenden EP-Vorhersage

4.3.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten einer vorausschauenden EP-Vorhersage sind vielfältig und hängen maßgeblich davon ab, mit welcher Fristigkeit und zeitlichen Auflösung die Vorhersage erfolgt und wie detailliert das Netz auf Engpässe untersucht werden soll und kann; Letzteres ist wiederum auch von der betrachteten Netzebene abhängig:

- Hinsichtlich der Vorhersagefrist kann z. B. eine sehr kurzfristige, etwa im Rahmen der Day-ahead- oder Intraday-Prozesse verankerte Vorhersage angestrebt werden. Dabei können bestimmte kritische Zeitpunkte oder Belastungssituationen betrachtet oder aber Netzzustandsprognosen in einem festen, z. B. stündlichen Zeitraster erstellt werden. Eine solche Kurzfristvorhersage würde es ermöglichen, auch detaillierte Einsatzfahrpläne von Erzeugungsanlagen und ggf. Flexibilitäten zu berücksichtigen. Diese Ausgestaltung würde den ÜNB-seitigen Prozessen für die EP-Vorhersage nahekommen und wäre dementsprechend sehr aufwändig.
- Es kann aber auch ausreichen, Zustandsvorhersagen für längere Zeiträume (Wochen, Monate oder sogar Jahre) zu erstellen, wobei dann naturgemäß keine kurzfristigen Einsatzfahrpläne berücksichtigt werden können, sondern Bandbreiten für mögliche Erzeugungs- und Lastsituationen zugrunde gelegt werden müssen. Dies kann sich z. B. für eine grobe Bestim-

mung des zulässigen Einsatzpotentials verbrauchsseitiger Flexibilitäten im Rahmen des Koordinationsmodells 3 als ausreichend erweisen. Anstelle detaillierter Netzzustandsprognosen für ein definiertes Zeitraster würden dann ausgewählte kritische Kombinationen der Einspeisung, Last und Flexibilitätsnutzung betrachtet, ähnlich wie bei der Netzausbauplanung.

- Ein hoher Detailgrad der Netzzustandsprognose wird erreicht, wenn diese eine knoten- und zweigscharfe Netzanalyse mittels Lastflussberechnung zulassen, was entsprechend hoch aufgelöste Eingangsdaten erfordert. Netzzustandsprognosen im Zeitraster (z. B. stündlich) können praktisch nur auf dieser Detailebene sinnvoll erstellt werden.
- Je nach Anwendungsfall kann aber auch ein deutlich niedrigerer Detailgrad der Zustandsprognose ausreichen, etwa indem nur aggregierte Erzeugungs- und Lastganglinien für den aus einem Umspannwerk oder einer Ortsnetzstation versorgten Netzabschnitt prognostiziert werden.

Die große Bandbreite der Ausgestaltungsmöglichkeiten kann an zwei Beispielen mit deutlich unterschiedlichen Anforderungen an die Detailliertheit der Analyse veranschaulicht werden:

- In einem vermascht betriebenen Hochspannungsnetz, an das sowohl fahrplanbasiert eingesetzte Kraftwerke als auch dargebotsabhängige EE-Anlagen angeschlossen sind und in dem Speicher und/oder industrielle Verbraucher Flexibilitäten zur Beseitigung möglicher Engpässe bereitstellen können, kann die Identifikation geeigneter Maßnahmen praktisch nur auf Basis einer detaillierten Netzzustandsprognose im Kurzzeitbereich erfolgen, in die Einsatzfahrpläne und Kurzfrist-EE-Prognosen einbezogen werden können.
- Zur Ermittlung des Einsatzpotentials der in der Schweiz bereits verbreitet genutzten Flexibilität von Elektrowärmeanwendungen im Haushaltssektor in einem Niederspannungsnetz kann voraussichtlich auch mit Betrachtungshorizonten von mehreren Monaten ausreichend genau auf aggregierte Prognosen der Lastgänge in betroffenen Leitungsabgängen oder Ortsnetzstationsbezirken abgestellt werden. Ergebnis einer solchen Analyse könnten Aussagen dazu sein, zu welchen Zeiten (z. B. als Wochenplan) in welchem Umfang Flexibilitäten in dem betroffenen Bereich gesperrt werden müssen, um Netzüberlastungen zu vermeiden.

4.3.4 Kommunikation und Systemkomponenten

Die im Rahmen dieses Prozesselements erforderliche Kommunikation zwischen Akteuren betrifft v. a. die Lieferung von Eingangsdaten für die Netzzustandsprognose an den VNB (Bild

4.4). Umfang und Detailgrad dieser Daten (Fahrpläne, Prognosen etc.) hängen stark von der konkreten Ausgestaltung der vom VNB durchgeführten Netzzustandsprognose ab.

Der VNB benötigt geeignete IT-Systemkomponenten für die Entgegennahme dieser Daten und ihre Zusammenführung zu Netzzustandsprognosen im gewünschten Detailgrad sowie für die auf Basis dieser Zwischenergebnisse durchzuführenden Netzanalysen. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Funktionalitäten des Netzleitsystems, die allerdings ggf. auf die regelmäßige Abwicklung des Datenaustauschs und der Netzanalyse hin angepasst werden müssen.

Dabei müssen evtl. auch Sicherheitsvorkehrungen gegen den ungewollten Zugriff durch Dritte getroffen werden, wie z. B. heute bereits durch Swissgrid praktiziert [16]. Die Anforderungen an die Datensicherheit sind hier jedoch nicht vergleichbar hoch wie bei der Übertragung von Messwerten im Echtzeitbetrieb (siehe Abschnitt 4.2.4), da aus diesen Daten nicht unmittelbar zu ergreifende betriebliche Maßnahmen abgeleitet werden, sondern Netzzustandsprognosen, die ohnehin prinzipiell mit Unsicherheiten verbunden sind und die nicht unmittelbar zu unumkehrbaren betrieblichen Maßnahmen führen.

Im Hinblick auf den Schutz personenbezogener Daten können bei diesem Datenaustausch insbesondere Informationen von Flexibilitätsanbietern über den geplanten Flexibilitätseinsatz bei einzelnen Haushaltskunden kritisch sein, da hieraus u. U. Informationen über das Verbraucherverhalten der Kunden hervorgehen. Hier müssen somit entsprechende Datenschutzerfordernungen berücksichtigt werden, sofern tatsächlich kundenscharfe Daten ausgetauscht werden und nicht – was gerade im Kleinkundensektor realistischer erscheint – die Nutzung von kundenübergreifend aggregierten Daten ausreicht.

Vertraulich – wenn auch nicht personenbezogen – dürften aber auch andere der für die vorausschauende EP-Vorhersage benötigten Daten wie z. B. Einsatzfahrpläne für (steuerbare) Erzeugungsanlagen sein, allein schon aus Wettbewerbsgründen. Daher sind hier entsprechende Anforderungen an den Umgang mit vertraulichen Daten zu beachten.

Bei den Datenzulieferern werden Systemkomponenten benötigt, die die zu liefernden Daten regelmäßig erzeugen und für die Übermittlung an den VNB bereitstellen. Dies sind z. B. Einsatzplanungssysteme bei Erzeugungsgesellschaften und die von Prognosedienstleistern eingesetzten Prognoseverfahren, die naturgemäß bei diesen Akteuren bereits vorhanden sind.

Weniger absehbar ist aus heutiger Sicht, inwieweit Flexibilitätsanbieter in der Lage sein werden, Fahrpläne für den jeweils geplanten Flexibilitätseinsatz bereitzustellen. Während im Fall

großvolumiger Flexibilitäten etwa bei flexiblen Industrieanlagen oder großen Speichern davon ausgegangen werden kann, dass die jeweiligen Anbieter über Einsatzplanungsverfahren verfügen, kann die Prognostizierbarkeit des Flexibilitätseinsatzes etwa bei der Aggregation haushaltsseitiger Verbrauchsflexibilitäten stark eingeschränkt sein bzw. auf eine statistische Schätzung des Verbrauchsverhaltens hinauslaufen. Die Anforderungen an die zu liefernden Daten werden daher auch auf die jeweils realistisch erreichbare Detailgenauigkeit der Prognosedaten abzustimmen sein. Prinzipiell nicht prognostizierbar ist der konkrete Einsatz von Flexibilitäten, die zur Regelleistungsbereitstellung genutzt werden. Hier können für den VNB aber zumindest Informationen darüber von Nutzen sein, welche Flexibilitäten in welchen Zeiträumen zur Regelleistungserbringung vorgehalten werden.

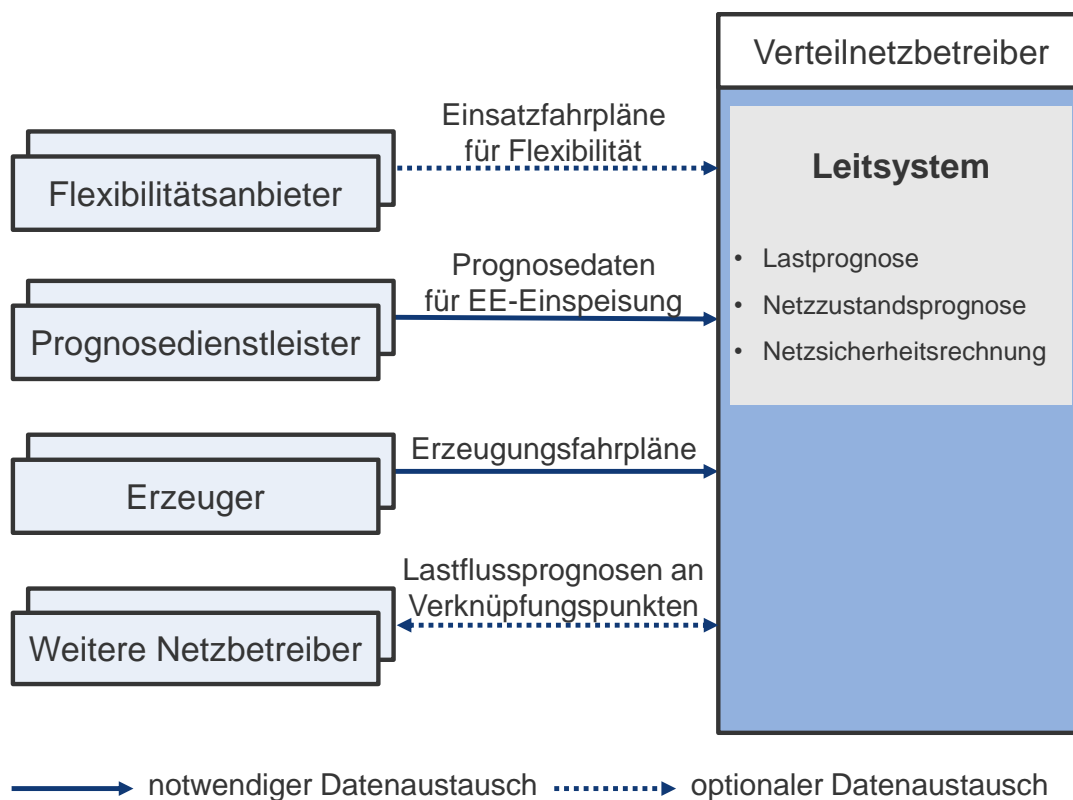


Bild 4.4: Schematische Darstellung der Kommunikation bei der vorausschauenden EP-Vorhersage

4.3.5 Gesetzliche und vertragliche Grundlagen

Die Umsetzung dieses Prozesselements erfordert auf der gesetzlichen Ebene in erster Linie eine grundsätzliche Ermächtigung für VNB, benötigte Daten von den anderen Akteuren einzufordern und Datenansprüche erforderlichenfalls auch durchzusetzen. Freiwillige vertragliche Vereinbarungen wären hierzu vermutlich nicht ausreichend oder nicht erfolgreich, da Datenzulieferer hiervon keinen direkten Nutzen haben.

Im Interesse einer praktikablen Abwicklung für alle Beteiligten erscheint es empfehlenswert, eine Standardisierung dieser Datenlieferungsprozesse und Datenformate anzustreben, ähnlich wie beim Bilanzierungssystem. Dies gilt insbesondere für die von Marktteilnehmern bereitzustellenden Fahrplan- und Prognosedaten. Konkrete Standardisierungsbemühungen sind allerdings voraussichtlich erst dann sinnvoll, wenn in ersten Anwendungsfällen (zunächst auf freiwilliger Basis) Erfahrungen bezüglich des Nutzens und der Umsetzungsmöglichkeiten dieses Datenaustauschs und der auf dieser Basis durchgeführten EP-Vorhersagen gewonnen wurden.

4.4 Echtzeit-Engpassbeseitigung

4.4.1 Funktion

Das Prozesselement der Echtzeit-EP-Beseitigung umfasst die Auswahl, Veranlassung und ggf. Überwachung von Maßnahmen zur Behebung oder Vermeidung bestehender bzw. unmittelbar drohender Engpässe im Rahmen der laufenden Betriebsführung durch den VNB. Es wird bei allen Koordinationsmodellen benötigt, bei denen eine Echtzeit-EP-Vorhersage stattfindet. Es setzt voraus, dass geeignete Maßnahmen zur Verfügung stehen, die der VNB unverzüglich und ohne weitere Abstimmung mit dem jeweiligen Flexibilitätsanbieter ergreifen kann. Dabei ist unerheblich, ob der VNB die Maßnahmen durch eigene Steuerungsmöglichkeiten selbst initiieren oder über Anweisung an die Flexibilitätsanbieter veranlassen kann.

Falls sich im Rahmen dieses Prozesselements herausstellt, dass ein VNB auch durch Ausschöpfung aller netzseitigen Handlungsmöglichkeiten und aller gesetzlich oder vertraglich zugesicherten Flexibilitätsoptionen einen Engpass nicht beheben kann, verbleiben als Mittel zur EP-Beseitigung nur noch Notfallmaßnahmen; diese werden hier, wie in Abschnitt 3.1.2 erläutert, jedoch nicht zu den Flexibilitätsoptionen gezählt. Prozessual entspricht die Veranlassung solcher Maßnahmen aber dem hier beschriebenen Prozesselement.

4.4.2 Prozessschritte

Maßnahmen zur Echtzeit-EP-Beseitigung können z. B. die Abregelung der Einspeiseleistung von EE-Erzeugungsanlagen auf einen bestimmten Wert, die Erhöhung oder Absenkung der Entnahmeleistung flexibler Verbrauchseinrichtungen um einen bestimmten Wert oder die Initiierung eines Speicherzyklus mit einer bestimmten Leistung und Richtung (oder die Modifikation oder der Abbruch eines Speicherzyklus) sein. Solche Maßnahmen werden ergriffen, wenn die Echtzeit-EP-Vorhersage entsprechende Befunde liefert. Die Auswahl und Veranlassung der Maßnahmen ist Sache des VNB; hierbei werden Funktionalitäten des Netzleitsystems eingesetzt. Zur Veranlassung der Maßnahmen leitet der VNB Steuersignale oder Anweisungen an die Flexibilitätsanbieter weiter, die sie dann in der eigenen Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage direkt umsetzen oder – wenn sie selbst keine Anlagenbetreiber, sondern z. B. Aggregatoren sind – an die vertraglich gebundenen Anlagen weiterleiten (Bild 4.5).

Die Option der dauerhaften Begrenzung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen ist hingegen nicht den Maßnahmen zur Echtzeit-EP-Beseitigung zuzurechnen, da sie im Augenblick der Betriebsführung explizite Eingriffe weder erfordert noch ermöglicht. Diese z. B. derzeit in Deutschland als eine mögliche Ausgestaltungsform der „Spitzenkappung“ diskutierte Option ist eher eine denkbare Ausprägung der EP-Beseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung (Abschnitt 4.5) anzusehen, sofern hierfür eine Vergütung gezahlt wird, oder andernfalls als eine Maßnahme zur EP-Bewirtschaftung (Abschnitt 4.6).

Je nach eingesetzter Flexibilitätsoption kann es erforderlich sein zu überwachen, ob die veranlassten Maßnahmen auch tatsächlich vollständig umgesetzt werden. Soweit hierzu geeignete Echtzeitmesswerte zur Verfügung stehen, kann ein VNB u. U. noch während der Durchführung der Maßnahmen reagieren und z. B. Anpassungen veranlassen. Ansonsten können nachträglich erfasste Zählwerte zumindest zur ex-post-Kontrolle und für Abrechnungszwecke verwendet werden und Erkenntnisse über die zukünftige Nutzbarkeit der betreffenden Flexibilitätsoptionen liefern.

In Bild 4.5 ist als optionaler Schritt die Veranlassung von bilanzneutralisierenden Maßnahmen eingezeichnet. Wie in Abschnitt 4.4.5 näher erläutert wird, erscheint es zwar eher unwahrscheinlich, dass solche Maßnahmen ausreichend treffgenau im laufenden Betrieb ergriffen werden können; falls dies jedoch geschieht, ist es als zusätzlicher Prozessschritt zu berücksichtigen.

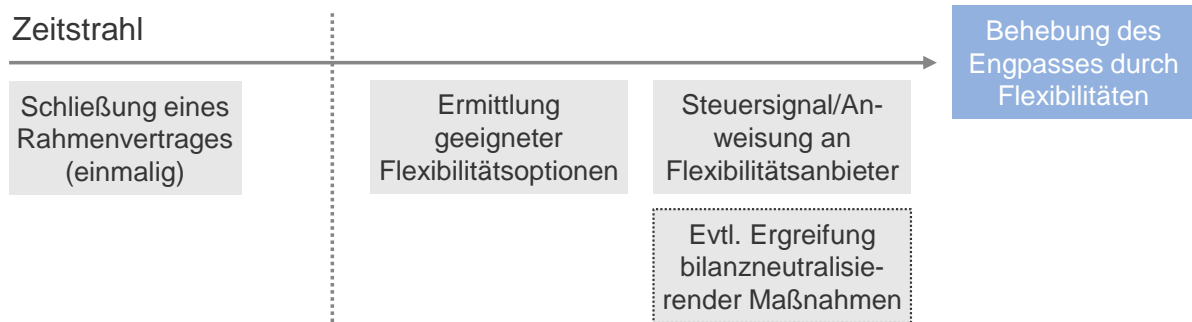


Bild 4.5: Prozessschritte der Echtzeit-Engpassbeseitigung

4.4.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Mögliche Gestaltungsvarianten der Echtzeit-EP-Beseitigung unterscheiden sich in erster Linie nach der Art der eingesetzten Flexibilitätsoptionen:

- Eine z. B. in Deutschland seit einigen Jahren intensiv genutzte Option ist das Einspeisemanagement, d. h. die Abregelung von EE-Einspeisungen auf bestimmte Stufen der installierten Leistung. Die Veranlassung solcher Maßnahmen erfolgt direkt über Steuersignale an die betroffenen Erzeugungsanlagen oder durch Anweisung der für die Vermarktung der Einspeisung zuständigen Akteure (z. B. Direktvermarkter), die dann entsprechende Steuersignale aussenden.
- In der Schweiz könnte die Ansteuerung von Elektrowärmeanwendungen im Haushaltssektor mittels Rundsteuerung als eine Flexibilitätsoption zur EP-Beseitigung eingesetzt werden. Nach Kenntnis der Autoren wird diese Option bislang aber eher zu anderen Zwecken genutzt, etwa zur Minimierung der an den vorgelagerten Netzbetreiber zu zahlenden Entgelte. Die Möglichkeit, die Ansteuerung dieser Verbrauchsanlagen durch Dritte (z. B. den in diesem Kontext tätigen Aggregator) temporär zu sperren, ist hingegen als ein Instrument der EP-Bewirtschaftung anzusehen, das heute auch schon verbreitet genutzt wird.
- Das Spektrum der Ausgestaltungsvarianten umfasst auch die Möglichkeit, die Anweisung von Maßnahmen über Netzebenen und Netzbetreiber hinweg zu „kaskadieren“. Dann ist mehr als ein Netzbetreiber involviert, etwa in der Form, dass der ÜNB einen oder mehrere VNB anweist, durch Einspeisemanagement in ihren Netzgebieten die Belastung an bestimmten Verknüpfungspunkten zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz zu reduzieren.
- Verschiedentlich diskutiert wird auch die Möglichkeit, Flexibilitätsanbieter – insbesondere Verbraucher – direkt oder über einen Aggregator durch preisliche Anreize zum Einsatz ihrer

Flexibilität zu veranlassen, etwa durch zeitvariable Netzentgelte. Angesichts der mit diesem Ansatz verbundenen Unsicherheit über die jeweilige Reaktion der Flexibilitätsanbieter erscheint dessen Eignung für die EP-Beseitigung im Echtzeitbetrieb allerdings eher fraglich. Zumindest müsste hierfür die Zahl der teilnehmenden flexiblen Verbraucher so hoch sein, dass mit hoher statistischer Sicherheit von einer Reaktion im mindestens erforderlichen Umfang ausgegangen werden kann.

4.4.4 Kommunikation und Systemkomponenten

Für dieses Prozesselement werden zum einen Kommunikationswege zur Übermittlung von Steuersignalen/Anweisungen vom VNB an die Flexibilitätsanbieter benötigt (Bild 4.6). Anweisungen können, müssen aber nicht zwangsläufig automatisch übertragen werden. Denkbar wäre alternativ z. B. auch eine telefonische Anweisung, wobei dann die Anforderungen an die telefonische Verfügbarkeit und die Reaktionszeit klar abgestimmt sein müssen. Wenn die nicht-automatische Anweisung von Maßnahmen auch die Möglichkeit einschließt, dass Flexibilitätsanbieter deren Durchführung ablehnen, handelt es sich eher um abstimmungsbedürftige Maßnahmen (siehe Abschnitt 4.5), die aus Sicht eines VNB für den Einsatz im Echtzeitbetrieb u. U. zu unsicher sind.

Zum anderen benötigt der VNB Leitsystemfunktionen, die voll- oder teilautomatisch geeignete Maßnahmen identifizieren und Steuersignale/Anweisungen versenden bzw. dem Leitstellenpersonal zur Auswahl und weiteren Veranlassung vorschlagen.

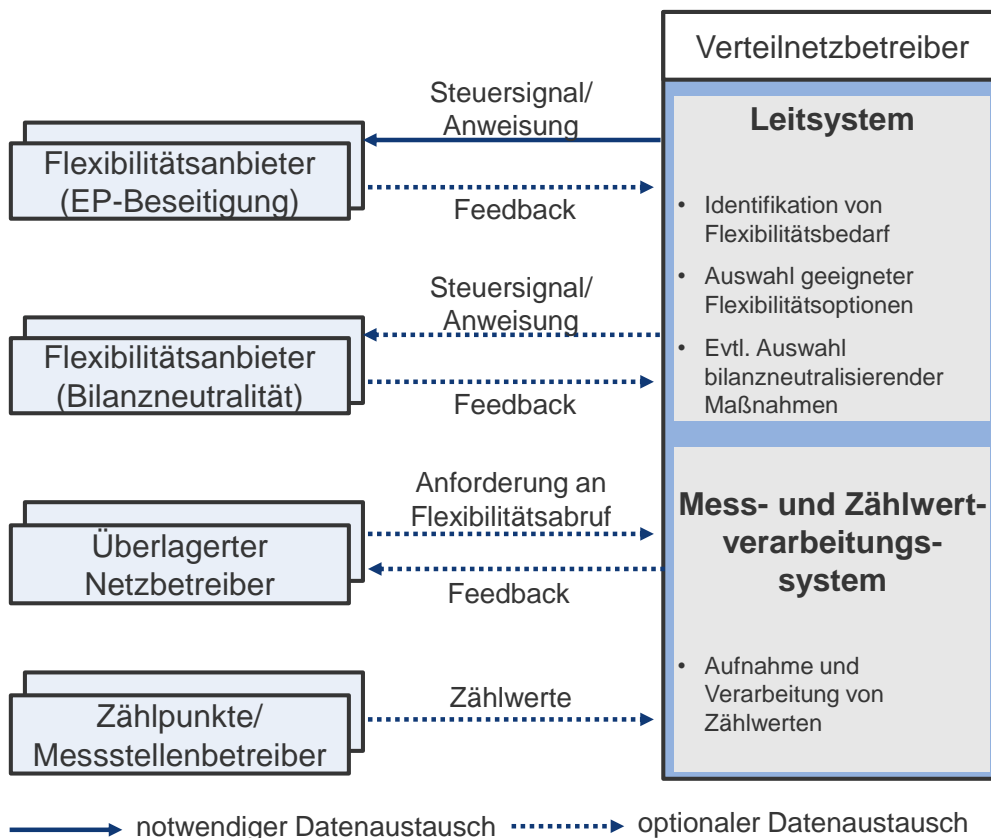


Bild 4.6: Schematische Darstellung der Kommunikation bei der Echtzeit-EP-Beseitigung

Zur Überwachung und späteren Abrechnung des Flexibilitätseinsatzes werden Messwerte oder Zählwerte benötigt, die aber in der Regel ohnehin vorliegen dürften und nicht eigens hierfür erfasst werden müssen. Deren Auswertung kann aber zusätzliche Systemkomponenten bei den Akteuren erfordern, wie sich z. B. an den aufwändigen Prozessschritten zur Ermittlung des Vergütungsanspruchs für Einspeisemanagement-Maßnahmen in Deutschland zeigt.

Anforderungen hinsichtlich der Datensicherheit ergeben sich bei diesem Prozesselement in erster Linie bei der voll- oder teilautomatischen Steuerung von Flexibilitäten, ähnlich wie bei der Steuerung von Netzbetriebsmitteln aus der Netzleitstelle. Eine Manipulation der Steuerungsmechanismen könnte zu ungewollten Änderungen angewiesener Flexibilitätseinsätze oder auch zur Veranlassung nicht gewollter Einsätze führen und somit die Netzsicherheit gefährden.

Personenbezogene Daten spielen hier allenfalls bei der Überprüfung von Flexibilitätseinsätzen auf Basis von Zählwerten ein Rolle, für die aber ohnehin entsprechende Datenschutzanforderungen zu berücksichtigen sind.

Im Rahmen der AWK-Studie [14] wurde ebenfalls die EP-Beseitigung mittels Zugriff auf Flexibilitäten diskutiert (ohne Unterscheidung zwischen Echtzeit- und vorausschauender EP-

Beseitigung). Insbesondere die dortigen Ausführungen zum Use Case 5 „Regionale Flexibilitäten“ betreffen vergleichbare Kommunikationsanforderungen und Systemkomponenten.

4.4.5 Messung/Zählung und Bilanzierung

Wie oben erwähnt, ist es grundsätzlich wünschenswert, auf Grundlage von Mess- oder Zählwerten die korrekte Umsetzung von Flexibilitätseinsätzen überwachen und die zu zahlende Vergütung ermitteln zu können (sofern nicht eine pauschale Vergütung vereinbart wird). Ob und mit welcher Genauigkeit dies erreichbar ist, hängt von der betrachteten Flexibilitätsoption ab:

- Beim Einspeisemanagement kann die korrekte Umsetzung von Anweisungen zur Abregelung relativ leicht anhand von Zählwertreihen überprüft werden. Der Umfang des Einsatzes kann aber nur näherungsweise ermittelt werden, indem abgeschätzt wird, wieviel eine Anlage ohne Abregelung eingespeist hätte. Dies erfordert etwa Daten zum Verlauf von Sonneneinstrahlung bzw. Windstärke (siehe z. B. [17]).
- Maßnahmen, die ein VNB selbst steuert, wie z. B. durch Ansteuerung von Verbrauchseinrichtungen mittels Rundsteuerung, brauchen nicht auf korrekte Ausführung überprüft zu werden, sofern davon ausgegangen werden kann, dass die Ansteuerung korrekt funktioniert und nicht die Kunden deaktiviert werden kann. Der Umfang der hierdurch erbrachten Flexibilität ist aber schwer zu ermitteln, da dieser u. a. vom Regelungsverhalten der Verbrauchsanlagen, vom Nutzungsverhalten der Verbraucher und ggf. von Zugriffen durch einen Aggregator abhängen.

Im Hinblick auf die Bilanzierung von Energiemengen können Maßnahmen zur EP-Beseitigung zu einseitigen Änderungen der Bilanzen der Flexibilitätsanbieter führen. Beispielsweise wirkt sich eine Einspeisemanagement-Maßnahme auf die Bilanz der Bilanzgruppe des für die EE-Vermarktung zuständigen Akteurs aus, welcher im Fall der Direktvermarktung auch ein Marktteilnehmer sein kann. Wie bereits in Abschnitt 2.5.2 erörtert, erscheint es grundsätzlich wünschenswert, solche Einflüsse, die für die betroffenen Bilanzgruppenverantwortlichen mit zusätzlichen Kosten oder zumindest Risiken durch Ausgleichsenergie-Inanspruchnahme verbunden sein können, durch geeignete Gegenmaßnahmen zu kompensieren, analog zu der Durchführung von bilanzneutralen Redispatch-Maßnahmen im Übertragungsnetz. Bei umfangreichen und in ihrem leistungsmäßigen Verlauf gut vorhersehbaren Maßnahmen sind solche Gegenmaßnahmen auch durchaus vorstellbar. Im Bereich kleinteiliger und/oder allenfalls näherungsweise prognostizierbarer Maßnahmen wie z. B. dem Einspeisemanagement im Mittel- oder

Niederspannungsnetz ist jedoch fraglich, ob hinreichend treffgenaue Gegenmaßnahmen ergriffen werden können. Dies gilt ganz besonders im Zeitbereich des Echtzeitbetriebs, in dem Gegenmaßnahmen praktisch nur zeitverzögert veranlasst werden können.

Sofern sich die Einschätzung verfestigt, dass eine aktive, annähernd bilanzneutralisierende Kompensation nicht möglich ist, könnte stattdessen ein rechnerischer Ausgleich im Rahmen der Abrechnung von Ausgleichsenergie erwogen werden. Hierfür müsste der VNB dem ÜNB die im Nachhinein rechnerisch abgeschätzten Ganglinien des Flexibilitätseinsatzes mitteilen, die auch als Grundlage für die Ermittlung der Vergütung für den Flexibilitätseinsatz verwendet werden. Diese Ganglinien müssten dann wie nachträglich eingereichte Transaktionsfahrpläne zwischen den Bilanzgruppen des Flexibilitätsanbieters und des VNB berücksichtigt werden, um die mit dem Flexibilitätseinsatz verbundene Ausgleichsenergie-Inanspruchnahme der VNB zuzurechnen. So könnte eine – wenn auch relativ aufwändige – verursachungsgerechte Zuordnung der Ausgleichsenergie Risiken erreicht werden.

Alternativ wäre aber auch vorstellbar, die mit der Ausgleichsenergie-Inanspruchnahme verbundenen Kosten und Risiken in pauschaler Form durch einen Zuschlag auf die Vergütung für den Flexibilitätseinsatz abzudecken.

Auf der Systemebene werden die bilanziellen Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes durch Einsatz von Regelleistung ausgeglichen. Dies erscheint gerade bei kleinteiligen und/oder schwer vorhersehbaren Einsätzen akzeptabel, wenn auch nicht vollkommen verursachungsgerecht, weil der Flexibilitätseinsatz vom VNB veranlasst wird, die Kosten des Regelleistungseinsatzes hingegen über die Netzentgelte des ÜNB sozialisiert werden.

4.4.6 Gesetzliche und vertragliche Grundlagen

Um den Zugriff der VNB auf Flexibilitätsoptionen zur EP-Beseitigung im Echtzeitbetrieb zu ermöglichen, muss im Vorhinein eine gesetzliche oder vertragliche Grundlage geschaffen werden, die mindestens die Ermächtigung zur Nutzung der Flexibilität mit vorrangiger Priorität und Regelungen zur Ermittlung der Vergütung umfasst, sowie evtl. Vorgaben zur technischen Umsetzung des Flexibilitätseinsatzes.

Eine gesetzliche Regelung – die auch die Verpflichtung zum Abschluss eines standardisierten Vertrags umfassen kann – empfiehlt sich insbesondere dann, wenn davon auszugehen ist, dass Flexibilitätsanbieter nicht freiwillig in eine vertragliche Lösung einwilligen werden, weil sie

sich von dem Flexibilitätseinsatz auf Anweisung des VNB keinen wirtschaftlichen Vorteil versprechen. Eine solche gesetzliche Grundlage würde die Verfügbarkeit der Flexibilität im Betrieb absichern, so dass diese ggf. auch schon im Netzplanungsstadium berücksichtigt werden kann. Zudem würde sie die Verhandlung einer Vielzahl von Verträgen mit einzelnen Flexibilitätsanbietern erübrigen, die z. B. beim Einspeisemanagement aufgrund der Vielzahl der involvierten Anlagenbetreiber sehr aufwändig sein könnte.

Im Hinblick auf den Kommunikationsbedarf für die Veranlassung von Flexibilitätseinsätzen durch Steuerung oder Anweisung kann eine Standardisierung wünschenswert sein, sobald sich abzeichnet, welche Flexibilitätsoptionen in größerem Umfang zur Anwendung kommen.

4.5 Engpassbeseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung

4.5.1 Funktion

Insbesondere Koordinationsmodell 2 sieht vor, dass aufbauend auf einer vorausschauenden EP-Vorhersage ggf. erforderliche Flexibilitätseinsätze marktbasierend beschafft, d. h. zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern im Zeitraum zwischen Identifikation eines drohenden Engpasses und Ausführung der Maßnahmen abgestimmt werden. Das Prozesselement der EP-Beseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung bezieht sich auf Maßnahmen, die freiwillig angeboten werden. Der Beschaffungsprozess kann daher auch erfolglos enden. In diesem Fall muss der VNB Maßnahmen einsetzen, für die er über ein vertraglich oder gesetzlich zugesichertes Zugriffsrecht verfügt, d. h. die Art von Maßnahmen, die auch bei der Echtzeit-EP-Beseitigung eingesetzt werden (Abschnitt 4.4).

4.5.2 Prozessschritte

Ausgangspunkt dieses Prozesselements ist die Identifikation eines drohenden Engpasses durch eine vorausschauende EP-Vorhersage. Die anschließende Phase der marktbasierenden Beschaffung geeigneter Maßnahmen hängt im Detail stark davon ab, welche Flexibilitätsoptionen in Betracht kommen und auf welchen Wegen diese vermarktet werden. In der Regel wird der VNB im Vorfeld mit den in Frage kommenden Flexibilitätsanbietern Rahmenvereinbarungen getroffen haben, um eine zügige Abstimmung über den konkreten Flexibilitätseinsatz im Bedarfsfall zu ermöglichen.

Bei erfolgreicher Abstimmung wird der vereinbarte Flexibilitätseinsatz je nach bestehenden Steuerungsmöglichkeiten durch den VNB oder den Flexibilitätsanbieter umgesetzt. Zur Überwachung der vollständigen und vereinbarungsgemäßen Durchführung des Einsatzes und für die spätere Ermittlung der Vergütung können wie im Fall der Echtzeit-Maßnahmen geeignete Mess- und Zählwerte herangezogen werden, soweit verfügbar.

Der sich ergebende Ablauf dieses Prozesselements (Bild 4.7) kann sich wie bei der vorausschauenden EP-Vorhersage auf ein breites Spektrum zeitlicher Betrachtungshorizonte beziehen und dementsprechend mit unterschiedlichen Zyklen periodisch durchlaufen werden (mit Ausnahme des einmaligen Schritts des Abschlusses von Rahmenverträgen).

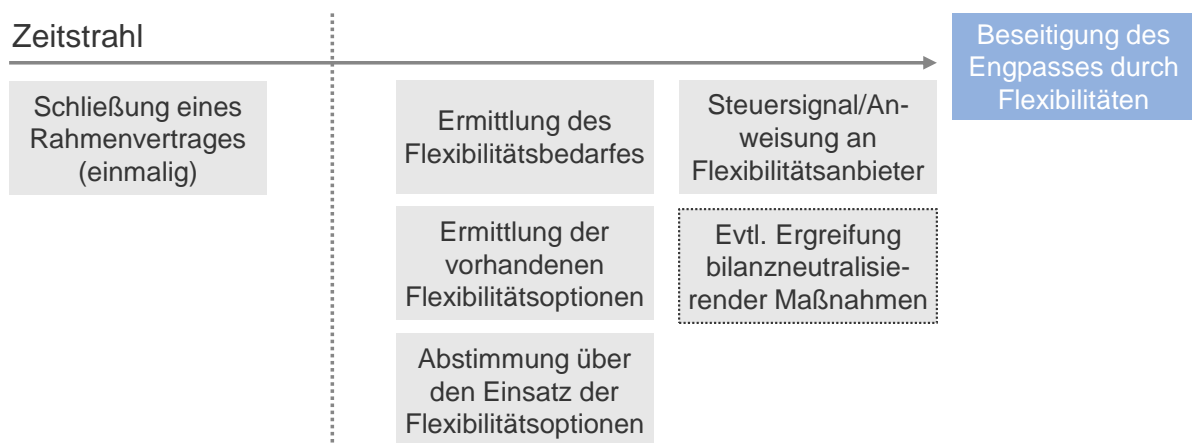


Bild 4.7: Prozessschritte der EP-Beseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung

4.5.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Auch bei der marktbasieren Abstimmung von Flexibilitätseinsätzen hängt die prozessuale Ausgestaltung stark von den in Frage kommenden Flexibilitätsoptionen ab, wobei auch sehr unterschiedliche Zeitskalen vorstellbar sind:

- Wenn ein VNB einen längerfristig bestehenden Engpass erkennt, dessen Behebung regelmäßige oder dauerhafte Gegenmaßnahmen erfordert, können z. B. Vereinbarungen über die dauerhafte Abregelung von EE-Anlagen oder über die netzdienliche Gestaltung bestimmter Steuerungsalgorithmen geeignet sein. Letzteres könnte sich etwa auf die Steuerung von Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung bei Betreibern von Photovoltaik-Anlagen beziehen, da diese je nach Fahrweise unterschiedlich starke Schwankungen der Residuallast dieser Kunden bewirken können [18]. Auch das Konzept der „intelligenten Ortsnetzstation“

[19] kann dazu eingesetzt werden, kundenseitige Flexibilitäten automatisiert so einzusetzen, dass der Leistungsaustausch mit dem vorgelagerten Netz gezielt beeinflusst wird. Alternativ ist auch denkbar, dass der VNB zeitvariable Preissignale an Flexibilitätsanbieter aussendet, die dann – ggf. automatisiert durch von ihnen kontrollierte Steuerungselemente – über den Einsatz ihrer Flexibilitäten entscheiden.

- Wenn ein drohender Engpass deutlich kurzfristiger, z. B. im Rahmen von Day-ahead- oder Intraday-Prozessen erkannt wird, wird sich die Beschaffung von Flexibilitäten für die EP-Beseitigung eher auf einzelne Leistungsanpassungen bei Erzeugern oder Verbrauchern oder auf den Einsatz von Speichern beziehen.

Da es hier um den marktbasieren Einsatz von Flexibilitätsoptionen geht, sind VNB und Flexibilitätsanbieter im Prinzip vollkommen frei in der Gestaltung ihrer Abstimmungsprozesse. Anbieter werden allerdings interessiert sein, diese Vermarktungsform kompatibel zu sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten ihrer Flexibilitäten zu gestalten. Evtl. werden sich hierzu regional oder lokal stärker organisierte (d. h. zwangsläufig auch stärker standardisierte) Flexibilitätsmärkte herausbilden, oder landesweit nutzbare Vermarktungsplattformen, die aber lokal fokussierte Angebote und Nachfragen ermöglichen. Inwieweit sich solche Strukturen entwickeln und inwieweit sie im Vergleich zur rein bilateralen Abstimmung überhaupt effizient wären, ist aber noch kaum absehbar. Die Vorteilhaftigkeit organisierter Märkte hängt stark davon ab, wie gut die zu vermarktenden „Produkte“ für verschiedene Arten von Angebot und Nachfrage vereinheitlicht werden können und ob mindestens auf einer der beiden Seiten (Angebot und/oder Nachfrage) echter Wettbewerb zwischen mehreren oder vielen Akteuren vorherrscht.

4.5.4 Kommunikation und Systemkomponenten

Neben den auch für das Prozesselement der Echtzeit-EP-Beseitigung erforderlichen Kommunikationswegen und Systemkomponenten erfordert die marktbasierende Beschaffung von Flexibilitäten einen Austausch zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern zur gegenseitigen Mitteilung des Bedarfs nach und des Angebots von Flexibilitäten und zur Abstimmung von technischen, finanziellen und sonstigen Konditionen des Flexibilitätseinsatzes. Dieser Prozess kann wiederum sehr unterschiedlich ausgestaltet sein. Bei längerfristiger Abstimmung von Flexibilitätseinsätzen erscheint eine automatisierte Kommunikation nicht zwingend erforderlich, bei jeweils kurzfristiger Abstimmung dagegen vermutlich schon, insbesondere wenn sich stärker organisierte Marktformen herausbilden.

Bei der marktbasierter Beschaffung von Flexibilitäten werden grundsätzlich wettbewerbsrelevante und somit vertrauliche Daten – im Falle von haushaltsseitigen Flexibilitäten ggf. sogar personenbezogene Daten – zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern ausgetauscht, für die entsprechende Schutzanforderungen zu berücksichtigen sind. Diese Daten sind allerdings nicht sicherheitsrelevant, da der marktbasierter Beschaffungsprozess zunächst nur der Abstimmung der Einsatzkonditionen dient und nicht unmittelbar Einsätze auslöst.

Anforderungen an den Datenschutz kommen hier – genau wie bei der Echtzeit-EP-Beseitigung – zudem dann zum Tragen, wenn zur Überprüfung von Flexibilitätseinsätzen Zählwerte von Einzelkunden genutzt werden.

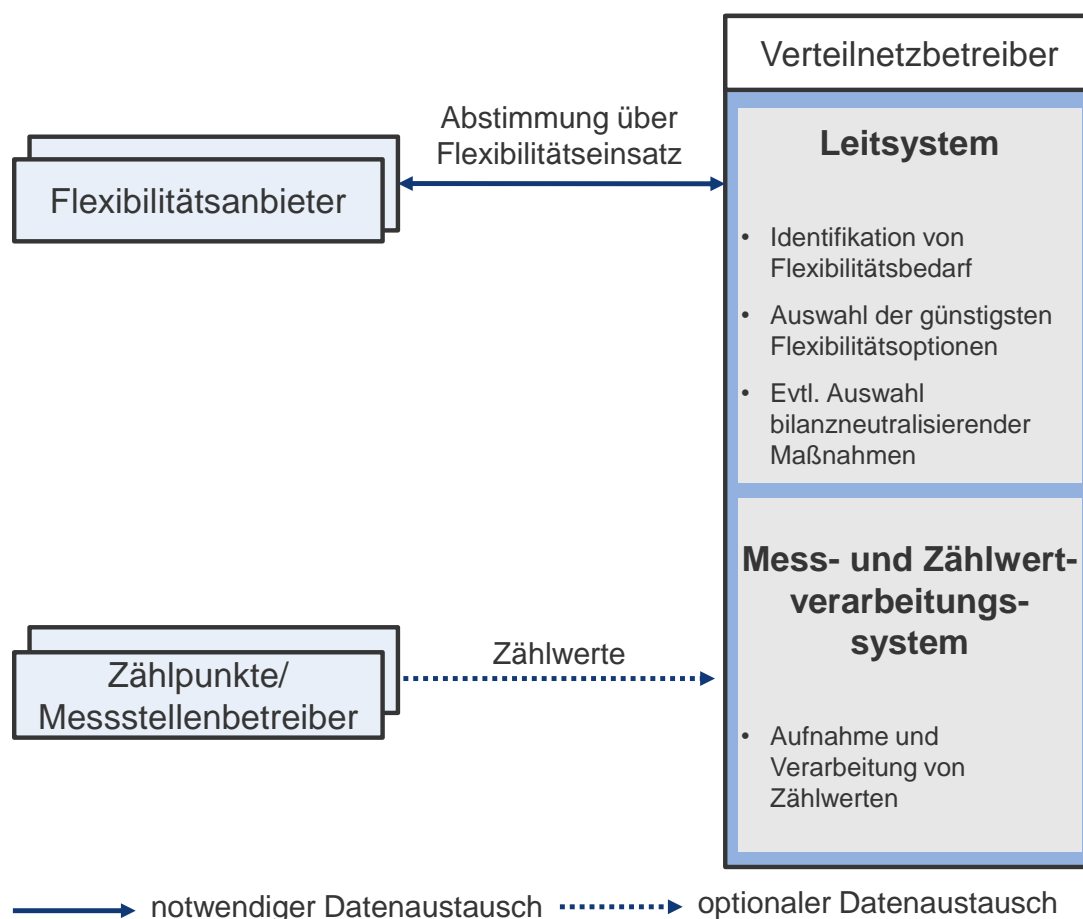


Bild 4.8: Schematische Darstellung der Kommunikation bei EP-Beseitigung durch Flexibilitätsbeschaffung

4.5.5 Messung/Zählung und Bilanzierung

Der Nutzung von Mess- und Zählwerten für die Überwachung der Umsetzung von Flexibilitätseinsätzen und der Ermittlung der zu zahlenden Vergütung kommt hier grundsätzlich die gleiche Bedeutung zu wie bei Maßnahmen zur Echtzeit-EP-Beseitigung. Da die Abstimmung der Konditionen für den Einsatz marktbasierend erfolgt, haben VNB und Flexibilitätsanbieter hier aber größeren Spielraum bei der praktischen Ausgestaltung. Denkbar wäre z. B. die Vereinbarung einer pauschalen Vergütung, die den Abrechnungsprozess wesentlich vereinfacht. Auch hinsichtlich der Überwachung der Ausführung von Maßnahmen können die Parteien Vereinfachungen bis hin zum völligen Verzicht hierauf vereinbaren.

Bezüglich der Beeinflussung der Leistungsbilanzen beim Flexibilitätsanbieter sind bei diesem Prozesselement keine wesentlichen Schwierigkeiten zu erwarten. Aufgrund der Freiwilligkeit des marktbasierenden Einsatzes und des zeitlichen Vorlaufs für die Abstimmung von Maßnahmen kann davon ausgegangen werden, dass Flexibilitätsanbieter Auswirkungen auf ihre Bilanzgruppen rechtzeitig bei deren Bewirtschaftung berücksichtigen können.

Es sollte allerdings auf ein anderes potentiell Problem der Beeinflussung von Bilanzen hingewiesen werden, und zwar im Verhältnis zwischen einem (unabhängigen) Aggregator und dem Lieferanten der Kunden, deren Flexibilitäten der Aggregator vermarktet. Unabhängig davon, ob der Flexibilitätseinsatz für einen VNB oder einen anderen Akteur (Marktteilnehmer oder ÜNB) erfolgt, kann hier das Problem auftreten, dass das Handeln des Aggregators das Absatzprofil und die Bilanzen des Lieferanten in einer für diesen nicht genau vorhersehbaren Form beeinflusst. Beispielsweise kann die in der Schweiz bereits praktizierte aggregierte Vermarktung der Flexibilität von Elektrowärmeanwendungen im Haushaltssektor dazu führen, dass sich die resultierenden Verbrauchsprofile gegenüber den vom Lieferanten bei der Beschaffungsplanung zugrunde gelegten Profilen ändern, so dass der Lieferant u. U. mit zusätzlichen Beschaffungskosten und Ausgleichsenergiekosten konfrontiert ist. Für diese Problematik sind – vermutlich abhängig von der Art der Flexibilitäten, insbesondere der Vorhersehbarkeit deren leistungsmäßigen Auswirkungen – evtl. noch Lösungen zu entwickeln, die einen ausgewogenen Interessenausgleich zwischen diesen Akteuren ermöglichen. Es handelt sich dabei jedoch um die Gestaltung der Schnittstelle zwischen zwei Marktakteuren (Aggregatoren und Lieferanten), die in keinem direkten Zusammenhang mit der in dieser Studie betrachteten Koordination an der Schnittstelle von Markt und Netz steht.

4.5.6 Gesetzliche und vertragliche Grundlagen

Die marktbasierende Beschaffung von Flexibilitäten ist Verhandlungssache und daher grundsätzlich kein Gegenstand für gesetzliche Regelungen. Allenfalls könnte mit Blick auf nicht entflochtene Versorgungsunternehmen ein Bedarf für gesetzliche Vorkehrungen zur Vermeidung des Risikos gesehen werden, dass verbundene VNB und Flexibilitätsanbieter überhöhte Preise für die Vergütung des Flexibilitätseinsatzes zulasten der Netzkosten ansetzen.

Im Allgemeinen ist aber zu erwarten, dass VNB und Flexibilitätsanbieter in grundsätzlich hierfür geeigneten Fallkonstellationen Rahmenvereinbarungen schließen, die dann im Einzelfall eine schnelle Abstimmung des Einsatzes ermöglichen. Solche Rahmenverträge können z. B. Vereinbarungen

- zu Art und Umfang der vom Anbieter vermarkteten Flexibilitäten wie auch zu deren örtlicher Lage im Netz,
- zu Art, Umfang und örtlicher Lage der vom VNB potentiell nachgefragten Flexibilität,
- zur Struktur und evtl. auch Höhe der im Einsatzfall zu zahlenden Vergütung,
- zum prozessualen Ablauf der Einzelfallabstimmung über den Flexibilitätseinsatz und zu den dabei verwendeten Kommunikationswegen und -formaten,
- zu technischen Aspekten der Steuerung und ggf. messtechnischen Überwachung des Flexibilitätseinsatzes,
- zu den Modalitäten der Abrechnung der Vergütung und
- zur Vorgehensweise bei nicht einwandfreier Erfüllung der vom Flexibilitätsanbieter zugesagten Leistungen

umfassen. Die mögliche Vereinbarung preislicher Konditionen bereits im Rahmenvertrag steht nicht im Widerspruch zu dem Interesse des Anbieters an einer jeweils wirtschaftlich optimalen Vermarktung seiner Flexibilitäten. Selbst wenn die vom VNB zu zahlenden Preise für einzelne Einsätze bereits längerfristig fest vereinbart sind, kann der Anbieter bei jeder Anfrage erneut entscheiden, ob er zu diesen Konditionen die Flexibilitäten an den VNB oder an einen anderen Nachfrager vermarkten will. Ebenso denkbar ist aber auch, dass im Rahmenvertrag keine oder nur strukturelle Vereinbarungen zur Ermittlung der Vergütung getroffen werden und die preisliche Verhandlung im Zusammenhang mit der Abstimmung jedes einzelnen Flexibilitätseinsatzes erfolgt.

Mit fortschreitender Entwicklung – insbesondere wenn sich stärker organisierte Vermarktungsformen für Flexibilitäten mit potentiell netzdienlichem Einsatzzweck herausbilden – kann es sich als wünschenswert erweisen, bestimmte Rahmenbedingungen übergreifend zu standardisieren, evtl. auch durch gesetzliche Rahmenbedingungen. Ein Bedarf für prophylaktische gesetzliche Regelungen ist hier jedoch nicht erkennbar, zumal sich die Praxisrelevanz dieser bislang allenfalls in Pilotprojekten erprobten Form der Flexibilitätsnutzung zunächst noch erweisen muss.

4.6 Engpassbewirtschaftung

4.6.1 Funktion

Das Konzept der EP-Bewirtschaftung dient dazu, den Einsatz von Flexibilitäten durch Vorgaben des VNB an die Flexibilitätsanbieter so zu begrenzen, dass durch diese Flexibilitäten keine Netzengpässe ausgelöst werden. Hierzu wird zunächst mittels vorausschauender EP-Vorhersage die Kapazität des Netzes für den Einsatz der betrachteten Flexibilitäten ermittelt. Diese Kapazität wird anschließend den hieran interessierten Flexibilitätsanbietern zugeordnet, z. B. durch anteilige Zuordnung (Rationierung) oder durch die Möglichkeit der Buchung von Nutzungsrechten an dieser Kapazität. Ziel ist, Engpässe so effektiv zu vermeiden, dass der VNB anschließend keine darüber hinausgehenden Maßnahmen zur EP-Beseitigung auf seine Kosten mehr ergreifen muss, gleichzeitig aber die bestehende Netzkapazität dennoch möglichst weitgehend auszunutzen.

4.6.2 Prozessschritte

Ausgangspunkt der EP-Bewirtschaftung ist die Ermittlung der netzseitigen Kapazität für den Flexibilitätseinsatz durch vorausschauende EP-Vorhersage (siehe Abschnitt 4.3). Die anschließende Vergabe dieser Kapazität (Bild 4.9) läuft beim Ansatz der Rationierung darauf hinaus, dass der VNB den im betroffenen Netzabschnitt tätigen Flexibilitätsanbietern jeweils eine Grenze für den Einsatz der von ihnen angebotenen Flexibilitäten mitteilt. Hierfür muss dem VNB zuvor mitgeteilt werden, ob und ggf. in welchem Umfang die betroffenen Anbieter über Flexibilitäten verfügen. Beim Ansatz der Buchung bietet der VNB den Flexibilitätsanbietern die Möglichkeit, Nutzungsrechte an der verfügbaren Kapazität zu buchen.

Der eigentliche Einsatz der Flexibilitäten durch Steuerungssignale oder Anweisung erfolgt dann eigenverantwortlich durch die Flexibilitätsanbieter und ist somit kein Gegenstand des Koordinationsprozesses. Der VNB hat in der Umsetzungsphase allenfalls noch die Aufgabe zu überwachen, ob die durch Rationierung oder Buchung auferlegten Kapazitätsbeschränkungen auch eingehalten werden, z. B. auf Basis von Mess- oder Zählwerten. Sofern der VNB als nachgelagerten Schritt noch eine Echtzeit-EP-Vorhersage vorsieht, dürfte allerdings auch an deren Befunden zu erkennen sein, ob die Flexibilitätsanbieter sich die Vorgaben aus dem Bewirtschaftungsprozess einhalten oder nicht.

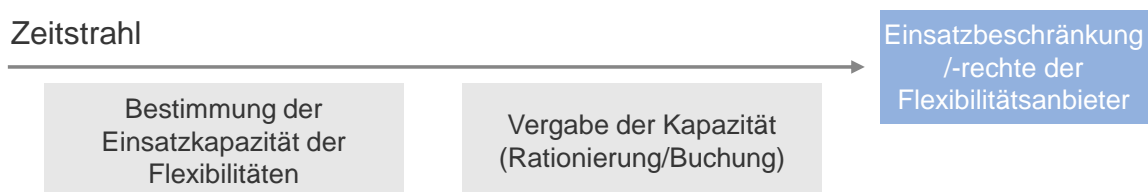


Bild 4.9: Prozessschritte der EP-Bewirtschaftung

4.6.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Grundlegende Voraussetzung für die Ausgestaltung eines Prozesses zur EP-Bewirtschaftung ist, wie in Abschnitt 3.1.3 erläutert, die Definition des „Flexibilitätsprodukts“, auf das sich die Bewirtschaftung bezieht und dessen zulässige Einsatzgrenzen durch die EP-Vorhersage ermittelt werden. Damit geht einher, dass die Ausgestaltung spezifisch für bestimmte Flexibilitäten erfolgt. Es erscheint unwahrscheinlich, dass ein universelles Maß zur Erfassung aller denkbaren Flexibilitätsformen definiert werden kann, das als Grundlage für die Bestimmung der Netzkapazität und deren Vergabe an die Marktteilnehmern verwendet werden kann. Unter anderem wäre bei dem Versuch einer solchen universellen Definition zu befürchten, dass die Bewirtschaftung bei bestimmten Flexibilitätsoptionen umgangen werden kann, indem deren Einsatz dem VNB gegenüber gar nicht offengelegt wird; hierdurch würde die Wirksamkeit der Bewirtschaftung teilweise ausgehöhlt. Beispielsweise lässt sich bei einer auf den Einsatz von Elektrowärmeanwendungen durch Rundsteuerung fokussierten Bewirtschaftung vermutlich relativ leicht anhand von Zählwerten nachweisen, ob auferlegte Nutzungsbeschränkungen auch eingehalten werden. Hingegen könnte eine sehr allgemeine Definition von verbrauchsseitiger Flexibilität als die Abweichung des Lastgangs von einem – wie auch immer bestimmten – „natürlichen“ Profil vermutlich leicht unterlaufen werden, indem erklärt wird, Laständerungen seien

vom Verbraucher selbst veranlasst worden und nicht Ergebnis eines Flexibilitätseinsatzes. Diese Problematik hängt somit eng mit der Frage zusammen, wie sich Flexibilitätseinsätze konzeptionell und messtechnisch überhaupt von natürlichen Verbrauchs- oder Einspeisungsschwankungen abgrenzen lassen, und dies dürfte umso schwieriger sein, je universeller die Flexibilitäten definiert werden.

Wenn das betrachtete Flexibilitätsprodukt auf geeignete Weise definiert ist und eine Methodik der EP-Vorhersage zur Ermittlung der Netzkapazität für diese Flexibilitätsform etabliert ist, ergibt sich ein Spektrum von Ausgestaltungsvarianten durch die Vielfalt der Möglichkeiten, diese Kapazität den Flexibilitätsanbietern zuzuordnen. Hierbei wird nachfolgend unterschieden zwischen Ansätzen zur Rationierung, d. h. der Vorgabe von Einsatzbeschränkungen für alle betroffenen Flexibilitätsanbieter, und zur Vergabe durch Buchung, d. h. der gezielten Einräumung von Nutzungsrechten an hieran interessierte Flexibilitätsanbieter.

- Die Rationierung kann z. B. so gestaltet werden, dass
 - eine Obergrenze für den Flexibilitätseinsatz in einem betroffenen Netzabschnitt allen Flexibilitätsanbietern gemeinsam mitgeteilt wird, verbunden mit der Erwartung, dass diese sich untereinander koordinieren, um die Grenze einzuhalten;
 - die Obergrenze durch den VNB auf die im betrachteten Gebiet tätigen Flexibilitätsanbieter *pro rata* aufgeteilt wird, wofür dem VNB zuvor mitgeteilt werden muss, welcher Anbieter in welchem Umfang über einsetzbare Flexibilitäten verfügt (siehe z. B. [20]);
 - die Obergrenze nicht *pro rata*, sondern in gleichen Anteilen auf die betroffenen Anbieter aufgeteilt wird, unabhängig vom Umfang der jeweils verfügbaren Flexibilitäten; oder
 - den Flexibilitätsanbietern durch den VNB Verpflichtungen zur Umsetzung netzvertraglicher Steuerungsalgorithmen z. B. von Eigenverbrauchsspeichern oder Ladesteuerungen für Elektrofahrzeuge auferlegt werden.
- Buchungskonzepte können auf unterschiedlichen Vergabemechanismen beruhen, z. B. der
 - Vergabe nach Buchungsreihenfolge, bei der die von den Flexibilitätsanbietern für zu definierende Zeiträume angemeldeten Nutzungswünsche in der Reihenfolge ihres Eingangs berücksichtigt werden;

- Vergabe im Sinne einer Präqualifikation, bei der der VNB das Recht erhält, Flexibilitätsoptionen eine Einsatzzulassung zu erteilen oder abzulehnen, wobei wiederum der Stand der bereits an andere Anbieter vergebenen Kapazität berücksichtigt wird; oder
- Vergabe per Auktion analog zu der Vergabe von grenzüberschreitender Transportkapazität durch die ÜNB.

Eine detaillierte Bewertung dieser und anderer Gestaltungsmöglichkeiten würde über den Rahmen dieser Studie hinausgehen. Sie hängt wiederum stark von der betrachteten Flexibilitätsoption ab und muss neben praktischen Aspekten wie dem Umsetzungsaufwand für alle Beteiligten und Überlegungen zur Effektivität und Effizienz der Kapazitätsvergabe u. a. auch Risiken des Missbrauchs durch die Flexibilitätsanbieter etwa durch Horten von Kapazität sowie – speziell bei nicht entflochtenen Versorgungsunternehmen – Risiken der Diskriminierung anderer Anbieter durch den VNB berücksichtigen.

Die Methoden zur Kapazitätsvergabe können sich je nach Fallkonstellation auf unterschiedliche Zeitskalen beziehen. Für Vorgabe von Einsatzgrenzen für verbrauchsseitige Flexibilitäten im Niederspannungsnetz sind eher längere Betrachtungszeiträume (Monate bis Jahre) realistisch, während z. B. im Hochspannungsnetz auch Prozesse etwa im Day-ahead-Zeitrahmen vorstellbar sind.

4.6.4 Kommunikation und Systemkomponenten

Die Umsetzung der EP-Bewirtschaftung nach erfolgter Ermittlung der verfügbaren Netzkapazität für den Flexibilitätseinsatz erfordert in erster Linie einen Informationsaustausch zwischen dem VNB und den betroffenen Flexibilitätsanbietern, der sich je nach Ausgestaltungsform auf

- Art und Umfang der von den Flexibilitätsanbietern vorgehaltenen Flexibilitäten,
- Vorgaben für den maximal zulässigen Einsatz dieser Flexibilitäten (evtl. auch zeitlich variierend) und/oder
- Buchungswünsche und -bestätigungen/-ablehnungen für die verfügbare Netzkapazität

erstrecken können. Für die Verwaltung eines Buchungsmechanismus benötigt der VNB zudem eine hierauf spezialisierte Systemkomponente.

Wie bereits erörtert, ist die EP-Bewirtschaftung mit deutlich höheren Anforderungen an die Überwachung der diesbezüglichen Aktivitäten und Entscheidungen der VNB und damit auch

an deren Nachweispflichten verbunden als Konzepte, die allein auf Maßnahmen zur EP-Beseitigung zurückgreifen. Dies betrifft sowohl die Entscheidungen zur Einführung und Gestaltung des Bewirtschaftungskonzepts als auch die (periodisch zu aktualisierende) Ermittlung der Netzkapazität für den Flexibilitätseinsatz. Letzteres setzt voraus, dass VNB in der Lage sind, die Ergebnisse der EP-Vorhersage so zu dokumentieren, dass sie durch Außenstehende wie z. B. die Regulierungsbehörde überprüft und ausgewertet werden können.

Anforderungen an die Datensicherheit an der Schnittstelle zwischen VNB und Flexibilitätsanbietern ergeben sich bei diesem Prozesselement dann, wenn die vom VNB übermittelten Einsatzbeschränkungen oder -rechte unmittelbar und automatisch vom Flexibilitätsanbieter umgesetzt werden, wie dies z. B. bei der Sperrung verbrauchsseitiger Flexibilitäten mittels Rundsteuerung durch den VNB der Fall ist. Eine Fehlfunktion oder Manipulation dieser Kommunikation könnte dann grundsätzlich zur Gefährdung der Netzsicherheit beitragen.

Vertrauliche und ggf. auch personenbezogene Informationen, die die Beachtung von Datenschutzanforderungen erfordern, sind hier u. U. in den von den Flexibilitätsanbietern bereitzustellenden Daten zu den Eigenschaften der ihnen verfügbaren Flexibilitäten enthalten.

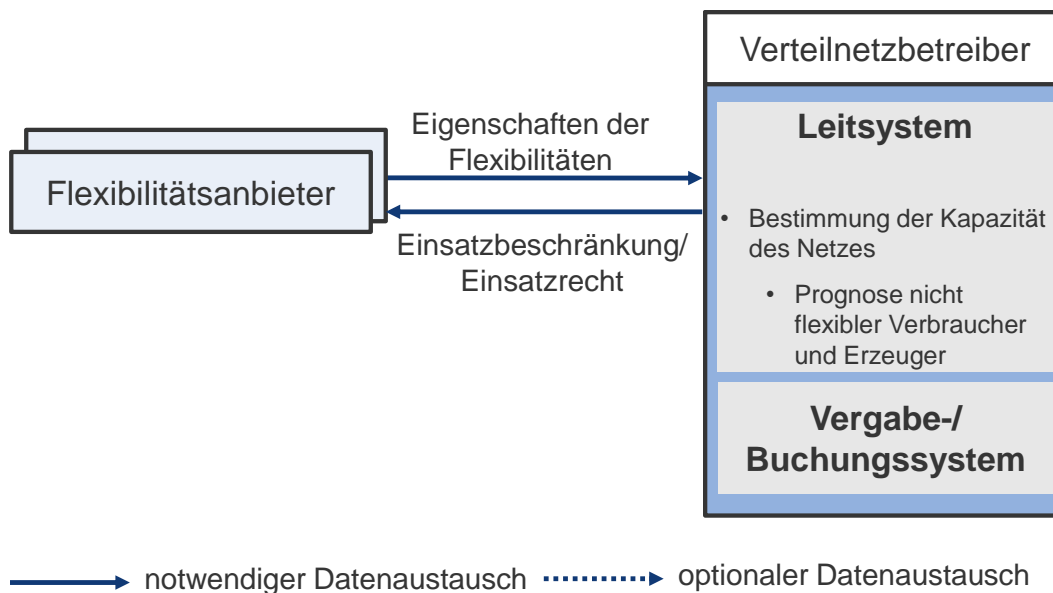


Bild 4.10: Schematische Darstellung der Kommunikation bei der EP-Bewirtschaftung

4.6.5 Messung/Zählung und Bilanzierung

Die Auswertung von Mess- und Zählwerten spielt bei der EP-Bewirtschaftung aus Sicht des VNB keine bedeutende Rolle, da er hier nicht als Flexibilitätsnachfrager auftritt und somit auch

keine Vergütung zu zahlen hat. Allenfalls kann es sich als notwendig erweisen, auf Basis von Zählwerten zu überprüfen, ob die im Rahmen der Bewirtschaftung auferlegten Einsatzbeschränkungen auch eingehalten werden.

Bilanzierungsfragen sind hier ebenfalls nicht von Belang, da die Ergebnisse des Bewirtschaftungsprozesses von den Marktteilnehmern in ihren Plänen und bei der Bilanzgruppenbewirtschaftung rechtzeitig berücksichtigt werden können. Einflüsse auf die Bilanzen Dritter auf Anweisung des VNB treten hier nicht auf.

4.6.6 Gesetzliche und vertragliche Grundlagen

Da der Ansatz der EP-Bewirtschaftung darauf hinausläuft, die Folgen der Begrenztheit der Netzkapazität auf die betroffenen Flexibilitätsanbieter „abzuwälzen“, sollten die Möglichkeit seiner Anwendung wie auch die dabei zu beachtenden Anforderungen aus Sicht der Autoren gesetzlich geregelt werden. Dies umfasst einerseits die grundsätzliche Ermächtigung dazu, Bewirtschaftungsmaßnahmen als Mittel zur Engpassvermeidung in Betracht zu ziehen, andererseits aber auch Regelungen dazu, welche Entscheidungen in diesem Zusammenhang einer geeigneten Instanz – z. B. der Regulierungsbehörde – anzuzeigen und zu begründen sind und nach welchen Kriterien diese Begründungen zu bewerten sind. Wesentliche Kriterien betreffen dabei – neben selbstverständlichen Aspekten wie der diskriminierungsfreien, wettbewerbsneutralen Behandlung aller Marktakteure durch den VNB – die Abwägung zwischen dem Interesse der Flexibilitätsanbieter an einer möglichst unbeschränkten Nutzungsmöglichkeit ihrer Flexibilitäten und dem Interesse der Allgemeinheit der Netznutzer an einem sicheren und kosteneffizienten Netzbetrieb. Die Auslegung dieser Bewertungskriterien kann erfordern, dass zumindest eine grobe Orientierung bezüglich der in Abschnitt 2.4 diskutierten Paradigmen im Hinblick auf das Verhältnis zwischen Netzkapazität und Flexibilitätsnutzung stattfindet. Daneben sind aber auch praktische Aspekte wie der mit der EP-Beseitigung bzw. -Bewirtschaftung verbundene Aufwand für VNB und Flexibilitätsanbieter zu berücksichtigen.

Im Rahmen der gesetzlichen Grundlagen für die Anwendung von Konzepten zur EP-Bewirtschaftung sollten zugleich die Marktteilnehmer dazu verpflichtet werden, die hiermit verbundenen Vorgaben durch die VNB zu berücksichtigen und zu befolgen und die Bewirtschaftung nicht zu umgehen. Hierzu gehört auch die Verpflichtung, den VNB bei Bedarf Informationen zu Art und Umfang der vorgehaltenen Flexibilitätsoptionen zu liefern.

Für den Fall, dass Bewirtschaftungsmechanismen umgesetzt werden, die bei den VNB zu Erlösen führen, sollte zudem klargestellt werden, dass diese Erlöse den Netzkosten gutzuschreiben sind und nicht etwa (im Falle nicht entflochtener Stromversorgungsunternehmen) einem anderen Unternehmensbereich.

Möglicherweise können neben den gesetzlichen Grundlagen auch vertragliche Vereinbarungen zur Umsetzung der EP-Bewirtschaftung hilfreich sein. Grundsätzlich ist aber zu bedenken, dass die EP-Bewirtschaftung sich – anders als Maßnahmen zur EP-Beseitigung – zum Nachteil der Flexibilitätsanbieter und -nachfrager auswirkt, so dass die Bereitschaft zu freiwilligen Vereinbarungen hierzu begrenzt sein wird.

5 Zusammenfassung und Empfehlungen

5.1 Koordinationsbedarf und Möglichkeiten der Engpassbehebung

Ausgangspunkt der vorliegenden Studie ist die Erwartung, dass im Verteilnetzsektor zukünftig ein zunehmender Bedarf nach einer Koordination des Einsatzes von Flexibilitäten bei Erzeugern, Verbrauchern und Speicherbetreibern zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern entstehen wird. Unter Flexibilität wird dabei die Fähigkeit verstanden, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz auf Veranlassung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) oder einen anderen Akteur direkt (Steuerung) oder indirekt (Anreize oder Nutzungsbeschränkungen) zu beeinflussen. Flexibilitätsanbieter sind im Allgemeinen Marktakteure (Erzeuger, Verbraucher, Speicherbetreiber, Lieferanten, Aggregatoren etc.) und nicht die VNB selbst. Die Rolle des VNB wird in dieser Studie eng mit der Aufgabe des Netzbetriebs identifiziert, unabhängig davon, ob ein VNB Teil eines integrierten Versorgungsunternehmens ist oder nicht. Es wird davon ausgegangen, dass VNB unabhängig vom Entflechtungsgrad verpflichtet sind, allen Akteuren diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren, auch für die Nutzung von Flexibilitäten.

Koordinationsbedarf in Bezug auf den Flexibilitätseinsatz kann zum einen daraus resultieren, dass Flexibilitäten geeignete *Lösungsoptionen* zur Behebung netzseitiger Probleme sein können, andererseits aber auch zum Nutzen von Marktteilnehmern eingesetzt werden können, so dass Nutzungskonflikte zwischen netz- und marktseitigen Akteuren auftreten können. Zum anderen kann der marktdienliche Einsatz von Flexibilitäten (zu dem hier auch die Erbringung von Regelleistung gezählt wird) auch zur *Ursache* von netzseitigen Problemen werden, da Netze nicht auf einen durch aktive Steuerung gleichgerichteten Einsatz aller bestehenden Flexibilitäten ausgelegt sind. Die Studie geht daher der Frage nach, wie eine solche Koordination des Flexibilitätseinsatzes zwischen Markt und Netz ausgestaltet werden kann und welche prozessualen, technischen und gesetzlichen bzw. vertraglichen Anforderungen sich im Hinblick auf die Umsetzung möglicher Koordinationsmodelle ergeben. Dabei wird das Leitziel verfolgt, nur so wenig Koordinations- und damit ggf. einhergehenden Regulierungsaufwand vorzusehen wie fallweise erforderlich, um eine möglichst unbeschränkte und kostengünstige Entwicklung von Nutzungskonzepten und ggf. Märkten für Flexibilitäten zu unterstützen.

Aus der Analyse geht hervor, dass zwei grundlegende Ansätze zur Behebung von netzseitigen Problemen (die im Rahmen der Studie unter dem Begriff des Engpasses [EP] zusammengefasst werden) denkbar sind, nämlich

- der hier als **EP-Beseitigung** bezeichnete Ansatz, bei dem VNB auf eigene Kosten (die später über die Netzentgelte sozialisiert werden) geeignete Gegenmaßnahmen veranlassen, um den Engpass ohne Auswirkungen auf die Transaktionen der Marktteilnehmer zu beheben, und
- der hier als **EP-Bewirtschaftung** bezeichnete Ansatz, bei dem VNB die marktseitigen Transaktionen durch Vorgabe von Einsatzbeschränkungen (analog der Vergabe von Transportkapazität im Übertragungssektor) so begrenzen, dass Engpässe im Idealfall gar nicht mehr auftreten, wofür die Marktteilnehmer dann allerdings Nutzeneinbußen beim Einsatz von Flexibilitäten hinnehmen müssen.

Dabei wird davon ausgegangen, dass rein netzseitige betriebliche Möglichkeiten zur Vermeidung oder Behebung von Engpässen wie z. B. Schaltmaßnahmen oder Einstellungen von Spannungsregelungsmöglichkeiten bereits ausgeschöpft sind und ein Netzausbau zumindest nicht unverzüglich möglich ist oder auch grundsätzlich in Frage gestellt wird. Gerade in solchen Situationen kommt als Maßnahme zur *EP-Beseitigung* der Einsatz von Flexibilitäten in Frage. Mit der obigen Aussage, dass solche Maßnahmen sich nicht auf Transaktionen der Marktteilnehmer auswirken, ist gemeint, dass Marktteilnehmer hier uneingeschränkt ihre Flexibilitäten untereinander vermarkten können. Die Anweisung eines Flexibilitätseinsatzes durch einen VNB ist dann als eine *zusätzliche* Transaktion zu verstehen, die die bestehenden Transaktionen nicht beeinträchtigt, wohl aber zu einer Änderung des physischen Einsatzes der Flexibilitäten führt. Beispielsweise kann sich der VNB zur EP-Beseitigung angewiesene Flexibilitätseinsatz auf eine andere, zuvor nicht vermarktete Flexibilitätsoption beziehen. Er kann sich u. U. sogar auch auf dieselbe Flexibilität beziehen, etwa in Form eines gegenläufigen Einsatzes. Entscheidend ist, dass die von den Marktteilnehmern bereits getätigten Geschäfte nicht rückgängig gemacht oder angepasst werden müssen.

Der Begriff der *EP-Bewirtschaftung* ist nicht zwangsläufig damit verbunden, dass VNB hierdurch Erlöse erzielen; dies ist zwar grundsätzlich möglich, wenn VNB die begrenzte Netzkapazität für die Flexibilitätsnutzung durch Auktionen vergeben. Realistischer dürften im Verteilnetzsektor aus Aufwandsgründen aber zumindest in der Anfangszeit Bewirtschaftungsformen sein, die auf eine Rationierung des Flexibilitätseinsatzes oder die Buchung von Netzkapazität hinauslaufen und die in der Regel nicht zu Erlösen beim VNB führen. Ein Beispiel für eine bereits praktizierte Form der EP-Bewirtschaftung ist die zeitweise Sperrung der Ansteuerbarkeit von Elektrowärmeanwendungen im Haushaltssektor durch VNB. Sie bewirkt, dass Marktteilnehmer in den Sperrzeiten die Flexibilitäten dieser Verbraucher nicht einsetzen können.

Die beiden Ansätze der EP-Beseitigung und -Bewirtschaftung müssen sich nicht gegenseitig ausschließen. Vielmehr können Maßnahmen der EP-Beseitigung als Rückfallebene auch dann benötigt werden, wenn eine EP-Bewirtschaftung stattfindet. Zudem können in unterschiedlichen Teilen eines Netzes auch unterschiedliche Ansätze zur Anwendung kommen.

5.2 Koordinationsmodelle 1 und 2 (Engpassbeseitigung)

In dieser Studie werden drei Koordinationsmodelle herausgearbeitet, die im Detail jeweils in vielfältigen Ausgestaltungsformen umsetzbar sind. Das Koordinationsmodell 3 beruht auf dem Ansatz der *EP-Bewirtschaftung*; es wird in Abschnitt 5.3 behandelt. Die Koordinationsmodelle 1 und 2 beruhen auf dem Ansatz der *EP-Beseitigung*. Sie unterscheiden sich v. a. dahingehend, ob VNB die jeweiligen Flexibilitäten weitgehend exklusiv nutzen (Modell 1) oder ob ein Wettbewerb mit anderen Nutzungsmöglichkeiten der Flexibilitäten vorliegt (Modell 2):

- **Modell 1** sieht Prozesselemente zur EP-Vorhersage und -Beseitigung im Wesentlichen nur im unmittelbaren Echtzeitbetrieb des Netzes vor. Die Identifikation bestehender oder unmittelbar drohender Engpässe erfolgt hier auf Basis von Echtzeitmesswerten oder nicht-netzbezogenen Informationen etwa zur witterungsabhängigen Höhe der EE-Einspeisungen durch entsprechende Analysefunktionen des Netzleitsystems. Wenn Probleme identifiziert werden, die Gegenmaßnahmen erfordern, werden diese unmittelbar veranlasst, sei es durch direkte Ansteuerung oder durch Anweisung eines Flexibilitätsanbieters, der dann die Steuerung übernimmt. Ein Beispiel für die Umsetzung dieses Modells ist der Einsatz des Einspeisemanagements durch VNB in Deutschland.
- **Modell 2** sieht hingegen vor, dass zur Beseitigung möglicher Netzengpässe auch Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, die eine vorherige Abstimmung mit Marktteilnehmern erfordern, da sie grundsätzlich auch für andere Zwecke eingesetzt werden können und somit in einem Nutzungswettbewerb stehen. Dies könnten z. B. verbrauchsseitige Flexibilitäten oder der Einsatz von Speichern sein. Um die notwendige Abstimmung zu ermöglichen, setzt dieses Modell eine vorausschauende EP-Vorhersage voraus, die frühzeitigere Entscheidungen ermöglicht, dafür allerdings auch in größerem Umfang Eingangsdaten benötigt, aus denen eine Netzzustandsprognose abgeleitet werden kann.

Die Entscheidung, welches dieser Grundmodelle und welche Ausgestaltung im Detail für die Erkennung und Beseitigung von Engpässen in einem bestimmten Netz oder Netzabschnitt am

besten geeignet ist, kann sinnvollerweise nur der betroffene VNB treffen. Die Gutachter halten es weder für sinnvoll noch für erforderlich, Netzbetreibern hierfür eine enge Vorgabe zu machen, da hiermit letztlich ineffiziente Gestaltungen verbunden sein könnten. Es sollten aber verschiedene Voraussetzungen geschaffen werden, um Netzbetreibern Möglichkeiten und Anreize für effiziente Gestaltungsentscheidungen einzuräumen:

Ermächtigung der VNB zur Nutzung von Flexibilitäten

Zunächst sollten VNB – sofern dies nicht bereits der Fall ist – grundsätzlich dazu ermächtigt werden, Flexibilitätsoptionen als eines von mehreren verfügbaren Mitteln zur Beseitigung netzseitiger Probleme einzusetzen. Mit dieser Ermächtigung ist zunächst nur verbunden, dass die Nutzung solcher Optionen durch VNB *zugelassen* wird, nicht jedoch, dass den VNB ein *Vorrang* zu deren Nutzung eingeräumt wird. Für das Einspeisemanagement erscheint allerdings auch eine konkrete gesetzliche Vorrangregelung sinnvoll, damit die betriebliche Verfügbarkeit dieser Flexibilität abgesichert wird, so dass sie ggf. auch schon im Netzplanungsstadium berücksichtigt werden kann, und damit VNB nicht mit einer Vielzahl von Erzeugungsanlagenbetreibern Einzelvereinbarungen abschließen müssen. Für Flexibilitätsoptionen, die in einem Nutzungswettbewerb stehen, sollten VNB als Nachfrager gegenüber den Flexibilitätsanbietern auftreten und geeignete Vereinbarungen abschließen dürfen. Da hiermit – sofern nicht explizit geregelt – keine Vorrangrechte verbunden sind, muss diese Möglichkeit nicht von vornherein auf bestimmte Flexibilitätsoptionen eingeschränkt werden; sie sollte vielmehr auch gegenüber zukünftig entwickelten Flexibilitätskonzepten offen sein.

Vergütung für Flexibilitätseinsätze

Für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten sollten durch den VNB ebenso angemessene Vergütungen gezahlt werden müssen wie für den marktseitigen Einsatz. Dies ergibt sich bei marktbasierend beschafften Flexibilitäten automatisch. Bei Flexibilitäten, die auf Basis einer gesetzlichen Vorrangregelung ergriffen werden können (wie z. B. entsprechend obiger Empfehlung beim Einspeisemanagement) sollte dies explizit vorgesehen werden, um zu vermeiden, dass der Einsatz der Flexibilitäten wirtschaftlich zulasten der Flexibilitätsanbieter geht. Die Kosten des Flexibilitätseinsatzes sollten von Netzbetreibern auf die gleiche Weise getragen und über Netzentgelte refinanziert werden wie andere Netzkosten, um eine mit Blick auf die Gesamtkosten effiziente Auswahl von Lösungen zur EP-Beseitigung zu unterstützen. Aus dieser

Zielsetzung ergeben sich auch Herausforderungen an die Gestaltung des Regulierungsrahmens für die Ermittlung von Netzkosten und Netzentgelten, sowohl hinsichtlich der grundsätzlichen Schaffung von Anreizen für die Auswahl kostenminimaler Lösungen als auch hinsichtlich der Vermeidung einer Bevorzugung von kapitalintensiven Lösungen (siehe Abschnitt 2.6). Eine detaillierte Analyse und Bewertung von Gestaltungsmöglichkeiten der Netzentgeltregulierung ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Hinsichtlich der Vereinbarung von preislichen Konditionen bei der marktbasierter Beschaffung von Flexibilitäten sollten VNB – unter der Prämisse, dass sie einen hinreichend starken Anreiz zur Auswahl kosteneffizienter Lösungen haben – grundsätzlich nach freiem Ermessen handeln können, ähnlich wie z. B. bei der Beschaffung von Betriebsmitteln. Dies schließt auch die Möglichkeit ein, Preiselemente zu vereinbaren, die sich auf die von einem Netzkunden bezogene Energie beziehen und die zeitlich variieren. Solche Preiselemente wirken wie Anpassungen der arbeitsbezogenen Netzentgelte und können auch gemeinsam mit diesen abgerechnet werden. Es empfiehlt sich jedoch, klar zwischen diesen frei vereinbarten Preiselementen und den regulierten Netzentgelten zu unterscheiden und nicht etwa eine solche Preisvereinbarung als Einführung zeitvariabler Netzentgelte zu bezeichnen. Dies würde zu dem logischen Schluss führen, dass auch diese zeitlich variablen Komponenten in ähnlicher Weise reguliert werden müssten wie die Netzentgelte, was dem Wesen einer grundsätzlich freien Vereinbarung von Preiskonditionen mit Marktteilnehmern widersprechen und vermutlich auch den Spielraum für solche Vereinbarungen einengen würde.

Nachweispflichten

Soweit es gelingt, eine in diesem Sinne effiziente Anreizsituation zu schaffen, müssen den VNB bei diesen Koordinationsmodellen keine weitreichenden Nachweispflichten auferlegt werden. Gleichwohl kann es insbesondere im Hinblick auf regulierte Flexibilitätsoptionen wie das Einspeisemanagement sinnvoll sein, zumindest einen Vorbehalt für die Erbringung von Nachweisen für die Notwendigkeit ergriffener Maßnahmen vorzusehen. Realisiert werden könnte dies etwa durch eine verpflichtende Funktionalität im Netzleitsystem, die im Falle von Flexibilitätsabrufen die zugrunde liegenden Netzzustandsdaten archiviert, so dass diese bei Bedarf rekonstruiert und vorgelegt werden können. Erforderlich erscheint dies v. a. dann, wenn es *nicht* gelingt, Anreize für einen kosteneffizienten Netzbetrieb zu vermitteln, oder wenn Zweifel an deren ausreichender Wirksamkeit bestehen. Solche Verpflichtungen sollten aber nicht so weit

gehen, dass VNB hierdurch faktisch in ihrem Entscheidungsspielraum eingeschränkt werden oder zur Vermeidung von Nachweispflichten auf andere, evtl. weniger effiziente Lösungen ausweichen. Es sollte auch nicht ausgeschlossen werden, dass VNB situationsabhängig entscheiden, ob sie marktbasierete (z. B. verbrauchs- oder speicherseitige) oder regulierte Flexibilitätsoptionen (z. B. Einspeisemanagement) einsetzen. So können regulierte Optionen auch als Rückfallebene für den Fall dienen, dass die marktbasierete Beschaffung von Flexibilität erfolglos ausgeht (etwa aufgrund des Wettbewerbs mit anderen Nutzern).

Fragen zur Kostenabgrenzung bei nicht entflochtenen VNB

Bei VNB, die Teil eines integrierten Versorgungsunternehmens sind, können Risiken einer missbräuchlichen Gestaltung im Zusammenhang mit dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten entstehen, etwa indem intern überhöhte Preise für die Bereitstellung von Flexibilität verrechnet werden, die dann in die Netzentgelte eingehen, oder indem die Kosten von Flexibilitätsoptionen – beispielsweise für Steuereinrichtungen oder die Vorhaltung eines Speichers – den Netzkosten zugerechnet, die ggf. erzielten Vermarktungserlöse (in Zeiten, in denen die Flexibilität nicht netzdienlich eingesetzt wird) jedoch nicht der Netzsphäre zugerechnet werden. Um eine solche missbräuchliche Praxis zu verhindern, kann es erforderlich sein, im Rahmen der regulatorischen Kostenprüfung detaillierte Informationspflichten für VNB hinsichtlich der durch Flexibilitätseinsätze bedingten Kosten und ggf. Erlöse vorzusehen.

5.3 Koordinationsmodell 3 (Engpassbewirtschaftung)

Die Koordinationsmodelle 1 und 2 sind für viele der in dieser Studie betrachteten Fallkonstellationen geeignet und ausreichend, stoßen allerdings u. U. an ihre Grenzen, wenn Engpässe durch den Einsatz von Flexibilitäten ausgelöst werden und im Wesentlichen auch nur durch Änderungen im Einsatz derselben Flexibilitäten behoben werden können. Dies kann z. B. bei intensiver marktdienlicher Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten – etwa im Bereich von Elektrowärmeanwendungen im Haushaltssektor – der Fall sein. Dann müssten diese Flexibilitäten vom VNB im benötigten Umfang durch ein Gegengeschäft „zurückgekauft“ werden, was zu einem unauflösbaren Nutzungskonflikt führen oder dem betroffenen Flexibilitätsanbieter ein signifikantes Potential zur Ausübung von Marktmacht eröffnen würde: Er könnte dann zunächst durch marktbasiereten Einsatz der Flexibilität bewusst Engpässe provozieren, um anschließend zu überhöhten Preisen die Mittel zur EP-Beseitigung bereitzustellen. In solchen Fällen, die mit

dem Auftreten struktureller, dauerhafter Engpässe im (insbesondere grenzüberschreitenden) Übertragungsnetz vergleichbar sind, kann es erforderlich werden, auf eine EP-Bewirtschaftung überzugehen, deren Umsetzung keineswegs so aufwändig sein muss wie die ÜNB-seitigen Konzepte zur Bewirtschaftung von Transportkapazitäten:

Das **Koordinationsmodell 3** beruht auf dem Ansatz der EP-Bewirtschaftung. Es umfasst ebenfalls eine vorausschauende EP-Vorhersage, die hier allerdings genutzt wird, um die Kapazität des Netzes für den Einsatz von Flexibilität zu ermitteln. Diese Kapazität wird anschließend bewirtschaftet, indem Flexibilitätsanbietern Grenzen bezüglich des Flexibilitätseinsatzes auferlegt werden (hier als „Rationierung“ bezeichnet) oder die Möglichkeit eröffnet wird, sich Rechte zur (ggf. anteiligen) Nutzung der begrenzten Netzkapazität zu sichern (hier als „Buchung“ bezeichnet). Die Bewirtschaftung kann, muss aber nicht mit Erlösen für den VNB verbunden sein. Ein Anwendungsbeispiel ist die in der Schweiz bereits von vielen VNB praktizierte temporäre Sperrung der Ansteuerbarkeit von Elektrowärmegegeräten bei Haushaltskunden, deren Flexibilitäten von Aggregatoren zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden. Die VNB erzielen hierüber keine Erlöse, tragen aber auch keine Kosten, wohingegen sich für die Flexibilitätsanbieter während der Sperrung Nutzeneinbußen ergeben.

Dem Vorteil, dass Engpässe hierdurch vermieden oder behoben werden können, ohne dass die VNB Kosten der EP-Beseitigung tragen müssen und dabei u. U. dem Risiko des Marktmachtmissbrauchs einzelner Flexibilitätsanbieter ausgesetzt sind, steht der Nachteil gegenüber, dass Marktteilnehmer das Vermarktungspotential der Flexibilitäten nur noch eingeschränkt nutzen können. Dies kann, muss aber nicht als verursachungsgerecht und angemessen angesehen werden. Die Bewertung eines Modells, bei dem der Einsatz von Flexibilitäten auch dauerhaft auf das netzverträgliche Maß beschränkt und den VNB kein Anreiz vermittelt wird, die Aufnahmekapazität des Netzes für weitere Flexibilitäten zu erweitern, hängt maßgeblich von der grundsätzlichen Zielsetzung in der Abwägung von Netzausbau und Ausschöpfung von Flexibilitätpotentialen ab (siehe Abschnitt 2.4): Wenn primär das Paradigma vorherrscht, dass die Flexibilitätsnutzung nur im Rahmen vorhandener Netzkapazitäten zugestanden werden sollte, ist die dauerhafte Anwendung von Modellen zur EP-Bewirtschaftung durchaus konsequent. Das gegenteilige Paradigma, wonach die Netzkapazität (mittel- oder längerfristig) an den auch durch Einsatz kundenseitiger Flexibilitäten bedingten Transportbedarf angepasst werden sollte, ist hingegen eher mit den Koordinationsmodellen kompatibel, die auf der EP-Beseitigung beruhen, nicht hingegen mit einer dauerhaften EP-Bewirtschaftung. Eine generelle Empfehlung für eines

dieser Paradigmen kann an dieser Stelle nicht gegeben werden, da hierzu die Kosten des Netzausbaus und der ökonomische Nutzen von Flexibilitäten miteinander abgewogen werden müssten. Vielmehr ist zu erwarten, dass sich die Relationen dieser Bewertungsaspekte mit der Zeit verändern, so dass eine langfristige eindeutige Festlegung auf eines der Paradigmen ökonomisch vermutlich nicht angemessen wäre, sondern situationsabhängig entschieden werden sollte, inwieweit der Anwendung des Koordinationsmodells 3 stattgegeben wird.

Regulatorische Anforderungen

In jedem Fall erscheint es allerdings geboten, die Anwendung dieses Koordinationsmodells regulatorisch restriktiver zu handhaben als die Anwendung der auf EP-Beseitigung abstellenden Modelle 1 und 2. Aus Sicht der Gutachter sollten hierbei sowohl die Entscheidung eines VNB, eine Form der EP-Bewirtschaftung einzuführen, als auch deren Parametrierung und insbesondere die Höhe der ermittelten „Kapazität“ für den Flexibilitätseinsatz einer Nachweispflicht und regulatorischen Prüfungsmöglichkeit unterworfen werden, um einer übermäßigen und somit evtl. ineffizienten Nutzung dieses Instruments vorzubeugen. Dieser Vorbehalt der regulatorischen Überprüfung und wesentliche dabei zu berücksichtigende Ziele wie gesamtwirtschaftlich effiziente EP-Behandlung, Diskriminierungsfreiheit und Vermeidung von Marktmacht- und Missbrauchspotentialen sollten gesetzlich verankert werden. Für die Konkretisierung einer praktikablen Vorgehensweise hierzu wären hingegen auch Handlungsleitlinien in Form von Branchenvereinbarungen vorstellbar, an denen neben den Netzbetreibern auch Flexibilitätsanbieter und andere betroffene Akteure mitwirken sollten. Die Regulierungsbehörde müsste dann nur noch im Fall von Auseinandersetzungen über die Umsetzung und Einhaltung der Leitlinien eingeschaltet werden.

Es ist zudem zu beachten, dass konkrete Umsetzungsformen der EP-Bewirtschaftung vermutlich sehr spezifisch auf bestimmte Flexibilitätsoptionen zugeschnitten sein müssen, um wirksam und praktikabel zu sein und nicht von Marktteilnehmern umgangen werden zu können. Sie beziehen sich gleichsam auf bestimmte „Flexibilitätsprodukte“. Eine universelle Ausgestaltung etwa in der Form, dass die Netzkapazität für Flexibilitätseinsätze einfach als die Fähigkeit des Netzes definiert wird, Abweichungen von einer „natürlichen“ Lastganglinie aufzunehmen, ist aus derzeitiger Sicht schwer vorstellbar, da solche Abweichungen auch ohne aktiven Flexibilitätseinsatz auftreten und daher kaum erkannt werden könnte, inwieweit Flexibilitäten „im Ver-

borgenen“ eingesetzt werden, um die Bewirtschaftung zu unterlaufen. Die heute bereits eingesetzte Bewirtschaftungsform der Sperrung der Ansteuerbarkeit von Elektrowärmeanwendungen ist z. B. hochgradig spezifisch, weil sie sich ausschließlich auf die Flexibilitäten genau dieser Verbrauchseinrichtungen bezieht, die von den VNB direkt angesteuert werden können.

Im Hinblick auf die letztgenannte Anwendungsform kann bei einer restriktiveren regulatorischen Handhabung die Frage aufkommen, ob hierdurch nicht das von den VNB mit den Sperrungen verfolgte Ziel, die Netzentgeltzahlungen an vorgelagerte Netzbetreiber zu minimieren, konterkariert wird. Hier steht dem Vorteil der Erweiterung des Spielraums für die Nutzung von Flexibilitäten somit ein möglicher Nachteil hinsichtlich der Netzentgelte bei dem betroffenen VNB gegenüber. Dieser Nachteil beruht allerdings auf einem Verteilungseffekt; die von einem VNB eingesparten Entgeltzahlungen an vorgelagerte Netzbetreiber müssen letztlich von anderen Nutzern des vorgelagerten Netzes aufgebracht werden. Die Erweiterung des Spielraums für die Flexibilitätsnutzung kann hingegen zur Reduzierung der Gesamtsystemkosten beitragen, indem ein potentieller Nutzen der Flexibilität realisiert wird. Nach Auffassung der Gutachter sollte im Zweifel dem gesamtwirtschaftlichen Nutzen Priorität gegenüber den mit Netzentgelten verbundenen Verteilungseffekten eingeräumt werden.

5.4 Zusammenfassende Darstellung der Koordinationsmodelle

Bild 5.1 zeigt die wesentlichen Elemente der drei Koordinationsmodelle im Überblick. Für die maßgeblichen Akteure VNB und Flexibilitätsanbieter sind – nach Koordinationsmodellen farblich unterschieden – die jeweiligen Prozesselemente und Interaktionen zwischen den Akteuren dargestellt, und zwar jeweils für die Zeitbereiche der vorausschauenden Betriebsplanung und des Echtzeitbetriebs. Die auch bei Koordinationsmodell 3 optional mögliche Ergänzung um eine Echtzeit-EP-Vorhersage und -Beseitigung ist hier nicht eingezeichnet, da sie keinen konstituierenden Bestandteil dieses Modells darstellt.

Für eine tabellarische Gegenüberstellung der wesentlichen Eigenschaften der drei Koordinationsmodelle sei auf Abschnitt 3.8 verwiesen.

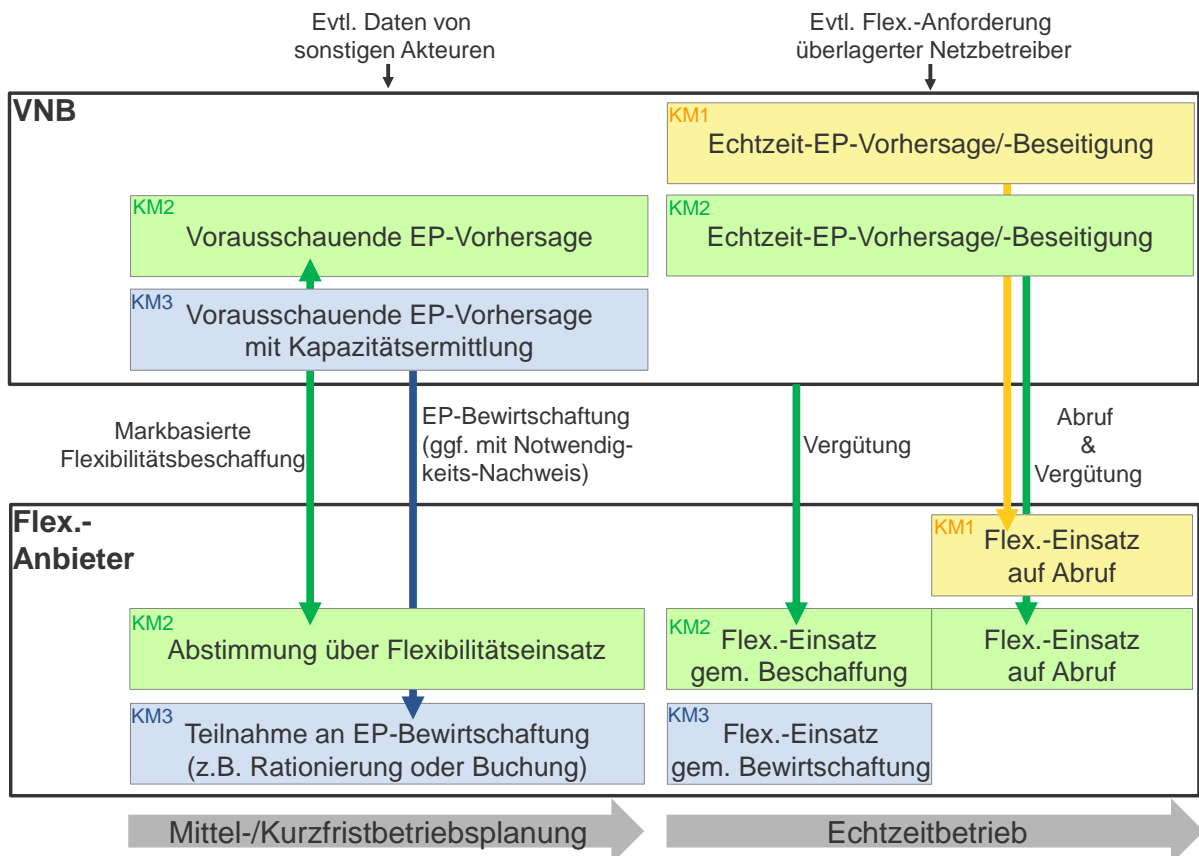


Bild 5.1: Überblick über wesentliche Elemente der Koordinationsmodelle (KM) 1-3

5.5 Umsetzungsaspekte

Alle vorgestellten Koordinationsmodelle erfordern die Implementierung bestimmter Systemkomponenten bei den VNB und teilweise auch den Marktteilnehmern sowie verschiedenartiger Elemente der Kommunikation zwischen den Akteuren:

- VNB müssen in der Regel ihre **Leitsysteme** erweitern, wenn systematisch und regelmäßig EP-Vorhersagen durchgeführt und geeignete Maßnahmen zur EP-Beseitigung identifiziert werden müssen. Die Auswahl und Gestaltung der benötigten Komponenten sollte weitgehend Sache der VNB sein. Bei der Aufnahme von **Messwerten** zur Abbildung des aktuellen Netzzustands können in Zukunft neben netzseitigen Messpunkten evtl. auch Mess- und Zählwerte genutzt werden, die beim **Smart Metering** erfasst werden. Hierbei können Anforderungen an den **Datenschutz** relevant werden, soweit vertrauliche und evtl. auch personenbezogene Daten (insb. Zählwerte) verwendet werden. Zudem sind unabhängig davon, welche Daten verwendet werden, Anforderungen an die **Datensicherheit** zu berücksichtigen, da die zuverlässige Erkennung von Engpässen sicherheitsrelevant ist. Die letztgenannten

Anforderungen sind aber nicht grundsätzlich neu, da sie auch – und zwar aufgrund der Auswirkungen möglicher Netzstörungen in noch stärkerem Maße – für die höheren Netzebenen gelten.

- **Kommunikationserfordernisse** zwischen VNB und Marktteilnehmern können sich einerseits durch den Bedarf des VNB nach Eingangsdaten für eine vorausschauende EP-Vorhersage und andererseits im Zusammenhang mit der Abstimmung und Steuerung/Anweisung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen ergeben. Hierbei kann es erforderlich sein, Marktteilnehmer (und auch Netzbetreiber untereinander) durch gesetzliche Regelung zur Bereitstellung benötigter Daten zu verpflichten, soweit dies nicht in ihrem naturgemäßen eigenen Interesse ist. Darüber hinaus werden hier **Standardisierungen** von Datenaustauschformaten und -prozessen (ähnlich wie z. B. im Zusammenhang mit dem Bilanzierungssystem) erforderlich sein.

Grundsätzlich lassen die Ergebnisse der Studie erkennen, dass die Koordinationsmodelle im Detail sehr unterschiedlich ausgestaltet werden können und sich aus den Gestaltungsdetails auch sehr unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich Datenkommunikation und Systemkomponenten ergeben können. Es erscheint hierbei nicht sinnvoll, frühzeitig bestimmte Ausgestaltungsdetails universell festzulegen, da dann eine der jeweiligen Fallkonstellation angemessene Gestaltung kaum möglich ist. Vielmehr ist zu erwarten, dass sich mit dem Auftreten konkreter Probleme, die eine Koordination erfordern, auch konkrete Lösungen entwickeln werden, die anfangs stark fallspezifisch geprägt sein werden und erst bei zunehmend verbreitetem Einsatz stärker einander angeglichen werden sollten.

Die frühzeitige Schaffung eines geeigneten **rechtlichen Rahmens** sollte sich im Wesentlichen auf die oben erörterten **Ermächtigungsgrundlagen** für VNB und **Mitwirkungspflichten** der Marktteilnehmer fokussieren. Grundlegend sollte zudem sichergestellt sein, dass der gesetzliche Rahmen die VNB unabhängig vom Grad ihrer **Entflechtung** von anderen Unternehmensbereichen dazu verpflichtet, ihr Netz diskriminierungsfrei und mit möglichst geringen Einschränkungen allen Marktakteuren zur Verfügung zu stellen, auch für den Einsatz von Flexibilitäten, und dass die VNB ggf. eingeräumte **Vorrangrechte** für die Flexibilitätsnutzung (z. B. für das Einspeisemanagement) nur im notwendigen bzw. wirtschaftlich sinnvollen Umfang nutzen.

Im Anschluss daran sollte von politischer und regulatorischer Seite vorrangig ein **Monitoring** der Entwicklung des Einsatzes flexibilitätsbasierter Lösungsoptionen und der hiermit evtl. verbundenen Koordinationsbedürfnisse und sich herausbildenden Koordinationsansätze angestrebt werden. Hieraus kann je nach Entwicklung weiterer Handlungsbedarf abgeleitet werden, etwa wenn sich zeigt, dass die Ausgestaltung der praktizierten Koordinationsmodelle stärker vereinheitlicht werden sollte, oder wenn Hinweise darauf vorliegen, dass die Koordination nicht wie gewünscht funktioniert und hierdurch potentiell einsetzbare Flexibilitäten ungenutzt bleiben.

Für die Entwicklung von ggf. benötigten Standards kann zu gegebener Zeit ein **Standardisierungsprozess** initiiert und organisiert werden, an dem v. a. Vertreter der betroffenen Akteure bzw. ihrer Verbände mitwirken sollten. Ggf. sollte auch hierfür eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden, ohne jedoch Details gesetzlich zu regeln.

Ein derzeit diskutierter Aspekt im Hinblick auf die Umsetzung von Koordinationsmodellen betrifft die Frage, ob hierbei ein **Ampelphasen-Konzept** eingeführt werden sollte. Hierzu hat die Analyse in dieser Studie ergeben, dass sich die Ampelsystematik zwar als hilfreiches gedankliches Konzept bei der Diskussion über Koordinationsmodelle anbietet, jedoch kaum als ein Element für die operative Umsetzung solcher Modelle geeignet ist, da eine eindeutige Zuordnung von Zuständen und Maßnahmen zu Ampelfarben schwierig ist und die Einteilung in wenige Ampelfarben als Signal für die Veranlassung von Maßnahmen zu grob ist. Die Überlegung, ein solches Konzept explizit als Koordinationsinstrument zu implementieren, erscheint daher nicht verfolgenswert. Die in dieser Studie diskutierten Koordinationsmodelle können und sollten ohne ein solches Instrument der Zustandsklassifizierung konzipiert werden. (Dies schließt jedoch nicht aus, dass im Rahmen bilateraler Vereinbarungen zwischen Akteuren – z. B. einem VNB und einem Flexibilitätsanbieter – Ampelfarben oder vergleichbare Stufenmodelle zur Übermittlung von Abruf- oder Preissignalen verwendet werden, da diese dann eindeutig und nach dem Ermessen der beteiligten Akteure festgelegt werden können.)

Ein weiterer in der Studie untersuchter Prüfungsaspekt betrifft die Kompatibilität der dargestellten Koordinationsmodelle mit den auf EU-Ebene entwickelten **Network Codes**. Hier sind aber keine Kompatibilitätsprobleme erkennbar, da die in den (ohnehin relativ allgemein formulierten) Network Codes geregelten Anforderungen überwiegend aus der ÜNB-Perspektive hervorgehen und somit kaum Vorgaben für die Gestaltung VNB-seitiger Prozesse machen.

5.6 Kurz- bis mittelfristiger Handlungsbedarf

Zusammenfassend lässt sich aus der vorliegenden Studie im Hinblick auf kurz- bis mittelfristigen politischen und regulatorischen Handlungsbedarf in erster Linie die Empfehlung ableiten, grundsätzliche Voraussetzungen für die netzdienliche Nutzung von Flexibilitätsoptionen sowie die Gestaltung und Einführung ggf. notwendiger Koordinationsinstrumente zu schaffen. Dies umfasst insbesondere

- die Ermächtigung von VNB, kundenseitige Flexibilitäten als eine weitere Lösungsoption zur Beseitigung von Netzengpässen einzusetzen (soweit diese Möglichkeit nicht schon besteht),
- ggf. die Schaffung von Regelungen für den Einsatz des Einspeisemanagements (Nutzungsrechte, prozessuale Umsetzung, Vergütungsregelungen, evtl. Nachweispflichten für die Angemessenheit des Einsatzes),
- die Schaffung eines Rahmens für die Netzkosten- und Netzentgeltregulierung, aus dem Anreize zur Minimierung der gesamten Netzkosten einschließlich der durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen bedingten Kosten hervorgehen, wobei die Anreize möglichst technologieutral sein sollten, also z. B. nicht zu einer unsachgerechten Bevorzugung von kapitalintensiven Lösungen führen sollten,
- die Sicherstellung eines regulatorischen Rahmens, der auch bei VNB, die nicht von anderen Unternehmensbereichen entflochten sind, zu einer sachgerechten Zuordnung von Kosten und ggf. Erlösen durch die Vorhaltung und Nutzung von Flexibilitäten zu den Kostensphären des Netzes und der anderen Unternehmensbereiche führt und verhindert, dass im Rahmen einer internen Leistungsverrechnung überhöhte Kosten angesetzt werden können,
- die Ermächtigung von VNB, bei Bedarf – etwa bei Auftreten von Nutzungskonflikten – Koordinationsmodelle für den Flexibilitätseinsatz an der Schnittstelle Markt/Netz auszugestalten und anzuwenden (und zwar, soweit sachgerecht, in einer nach Netzebenen und Teilnetzgebieten differenzierten Form, um eine möglichst effiziente, auf das Notwendige begrenzte Koordinationstätigkeit zu ermöglichen, die die Entwicklung der Flexibilitätsnutzung nicht unnötig stark einschränkt oder wirtschaftlich belastet),
- die Anforderung an VNB, speziell im Fall der EP-Bewirtschaftung (Koordinationsmodell 3) – d. h. konkret auch bei der weiteren Anwendung der heutigen Praxis, die Ansteuerbarkeit von Elektrowärmegegeräten zeitweise zu sperren – nachzuweisen, dass die Einführung bzw. weitere Nutzung und die Gestaltung dieses Instruments angemessen sind und hierbei die

Netzkapazität für den Flexibilitätseinsatz auf sachgerechte Weise ermittelt wird, und ansonsten – d. h. wenn dieser Nachweis nicht erbracht werden kann – auf die Anwendung dieses Koordinationsmodells zu verzichten, sowie

- die Verpflichtung gegenüber Marktteilnehmern, an der Umsetzung der von den VNB eingeführten Koordinationsmodelle durch Datenlieferung im erforderlichen Umfang mitzuwirken und die von VNB z. B. im Rahmen der EP-Bewirtschaftung auferlegten Vorgaben einzuhalten.

Insbesondere mit Blick auf die EP-Bewirtschaftung kann es bei der Entwicklung der o. g. Rahmenbedingungen erforderlich sein, etwas grundsätzlicher im Sinne der in Abschnitt 2.4 erörterten Paradigmen darüber zu diskutieren, ob und inwieweit Netze für eine möglichst unbeschränkte Flexibilitätsnutzung ggf. auch ausgebaut werden sollten oder ob die Flexibilitätsnutzung auf das im bestehenden Netz realisierbare Maß beschränkt werden sollte.

Nach Schaffung der o. g. Voraussetzungen sollte die Entwicklung des Einsatzes flexibilitätsbasierter Lösungen durch ein Monitoring verfolgt werden, etwa durch die Regulierungsbehörde auf Basis einer hierfür zu schaffenden gesetzlichen Grundlage. Sobald erkennbar wird, dass bestimmte Flexibilitätsoptionen regelmäßig von mehreren VNB genutzt werden, oder sobald Hinweise auf Vereinheitlichungsbedarf der verwendeten Koordinationsmodelle vorliegen, sollten Standardisierungsprozesse insbesondere hinsichtlich der erforderlichen Kommunikation (Datenaustausch, Steuersignale etc.), evtl. auch hinsichtlich Musterverträgen und der prozessualen Ausgestaltung von Koordinationsmodellen angestoßen werden, wobei die gestaltenden Aufgaben hier in erster Linie von den betroffenen Akteuren bzw. ihren Verbänden übernommen werden sollten.

Literatur/Quellen

- [1] Schweizer Bundesrat
Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050
Bern, 4. September 2013, www.bfe.admin.ch
- [2] Schweizer Bundesrat
Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050
Bern, 14. Juni 2013, www.bfe.admin.ch
- [3] Consentec GmbH
Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid
Studie im Auftrag des BFE, Aachen, 19. Juli 2013, www.bfe.admin.ch
- [4] Bundesamt für Energie BFE
Smart Grid Roadmap Schweiz
Bern, 27. März 2015, www.bfe.admin.ch
- [5] ECOFYS GmbH, Swiss Economics SE AG
Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber
Studie im Auftrag des BFE, Köln, 16. März 2015, www.bfe.admin.ch
- [6] Consentec GmbH
Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus dezentraler Energieerzeugung auf die Schweizer Verteilnetze
Studie im Auftrag des BFE, Aachen, 29. Mai 2012, www.bfe.admin.ch
- [7] Consentec GmbH
Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz
Studie im Auftrag des BFE, Aachen, 24. Februar 2012, www.bfe.admin.ch

- [8] Consentec GmbH, Fraunhofer IWES
Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Aachen, Kassel, Mai 2013,
www.agora-energiewende.org
- [9] E-Bridge Consulting GmbH, IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, OFFIS e.V - Institut für Informatik.
Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi),
Bonn, Aachen, Oldenburg, 12. September 2014, www.bmwi.de
- [10] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase
Diskussionspapier, Berlin, 10. März 2015, www.bdew.de
- [11] Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
Der Flexmarkt- Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität
Positionspapier, Berlin, 10. Dezember 2014, www.neue-energieanbieter.de
- [12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
Regionale Flexibilitätsmärkte - Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetze
Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt, September 2014, www.vde.com
- [13] DNV GL SE, ef.Ruhr GmbH
Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodellösung für den Strommarkt der Schweiz
Studie im Auftrag des BFE, Bonn, aktuell noch laufend
- [14] AWK Group AG, VISCHER AG, Universität St. Gallen
Datensicherheit und Datenschutz für Smart Grids: Offene Fragen und mögliche Lösungsansätze
Studie im Auftrag des BFE, Bern, 30. Juni 2014, www.bfe.admin.ch

- [15] Bundesamt für Energie BFE
Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz - Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten
Grundlagendokument, Bern, 17. November 2014, www.bfe.admin.ch
- [16] Swissgrid AG
Technische Vorschriften zum Bilanzgruppenvertrag
Technische Bilanzgruppen-Vorschriften Version 1.27, Laufenberg, 10. Februar 2015, www.swissgrid.ch
- [17] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte
Bonn, 07. März 2014, www.bundesnetzagentur.de
- [18] Christof Wittwer
Wie Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen der Energiewende nützen können
Zeitschriftartikel, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 63. Jg. 2013, Heft 11
- [19] SAG GmbH
Smart Grids: iNES Intelligentes Verteilnetz-Management System
www.sag.de/de/leistungen-produkte/smart-technologien/smart-grids.php,
abgerufen am 12. Juni 2015
- [20] J. Gratenau, H. Wiechmann, F. Heidecke, W. Schweinfort
Vorstellung zweier EnBW Feldtests als praxisnahe Umsetzungsbeispiele der Netzampelsystematik und beispielhaftes Zusammenspiel von Smart Market und Smart Grid
ETG-Fachbericht, Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, 25. März 2015