

Stellungnahme

Bewertung möglicher Anreiz- mechanismen für Engpass- management-Kosten

Consentec-Beitrag zum Dialogprozess Anreiz-
regulierung beim BMWi am 21. Mai 2019

Berlin, 5. August 2019

Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung	3
2. Allgemeine Anmerkungen	3
2.2. Kosten der Netzbetreiber für Engpassmanagement	4
2.3. „Beeinflussbare“ und „nicht beeinflussbare“ Kosten in der Anreizregulierung	5
2.3.1. Grund für die Entstehung der Kosten (Netzengpass)	6
2.3.2. Wahl der konkreten Redispatch-Maßnahme	8
2.3.3. Konkrete Höhe der Kosten	8
2.4. Zwingender Bedarf einer Übergangsregelung	10
3. Mögliche Anreizmechanismen und deren Bewertung	12
3.1. Herausrechnen“ exogener Einflussfaktoren	13
3.2. Indexierung	15
3.3. „Freistellung“ von Anreizen im Umfang der Spitzenkappung	17
3.4. Bonus/Malus-System bezüglich Änderung der EPM-Kosten	18
3.5. Prozentualer Selbstbehalt an EPM-Kosten	20
3.6. Prozentualer Selbstbehalt mit (pauschaler) Rückerstattung	21
3.7. Berücksichtigung von EPM-Kosten bei der Effizienzbewertung	22
4. Fazit	24

1. Vorbemerkung

Aufgrund des NABEG 2.0 wird zum 1. Oktober 2021 das EEG-Einspeisemanagement (§ 14 EEG) in den Redispatch (§ 13 Abs. 2 EnWG) integriert. Zeitgleich wird das Engpassmanagement (bzw. engpassbedingter Redispatch) auf alle durch Netzbetreiber fernsteuerbare Erzeugungs- und Speicheranlagen und auf alle Erzeugungs- und Speicheranlagen ab 100 kW ausgeweitet. Zur zukünftigen regulatorischen Berücksichtigung der aus Engpassmanagement (EPM) resultierenden Kosten soll noch eine Regelung geschaffen werden.

Am 21. Mai 2019 fand auf Einladung des BMWi ein Branchendialog zur ARegV-Novelle statt. Im Mittelpunkt der Diskussion stand die zukünftige regulatorische Berücksichtigung von EPM-Kosten. Dazu hatte Consentec anhand eines Foliensatzes vorgetragen und unter anderem aus ihrer Sicht „denkbare Ansätze für spezifische Anreize zur Absenkung der auf Flexibilitätsbeschaffung bezogenen Engpassmanagement-Kosten“ vorgestellt. Diese Vorschläge werden hiermit durch den BDEW im Einzelnen bewertet.

2. Allgemeine Anmerkungen

2.1. Versachlichung der Debatte um dnbK

Von BMWi/BNetzA wird der hohe Anteil an dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK) insbesondere bei den ÜNB (durchschnittlich 73 % der EOG laut BNetzA) kritisch bewertet.

Bei der Debatte dürfen jedoch folgende Zusammenhänge nicht außer Acht gelassen werden:

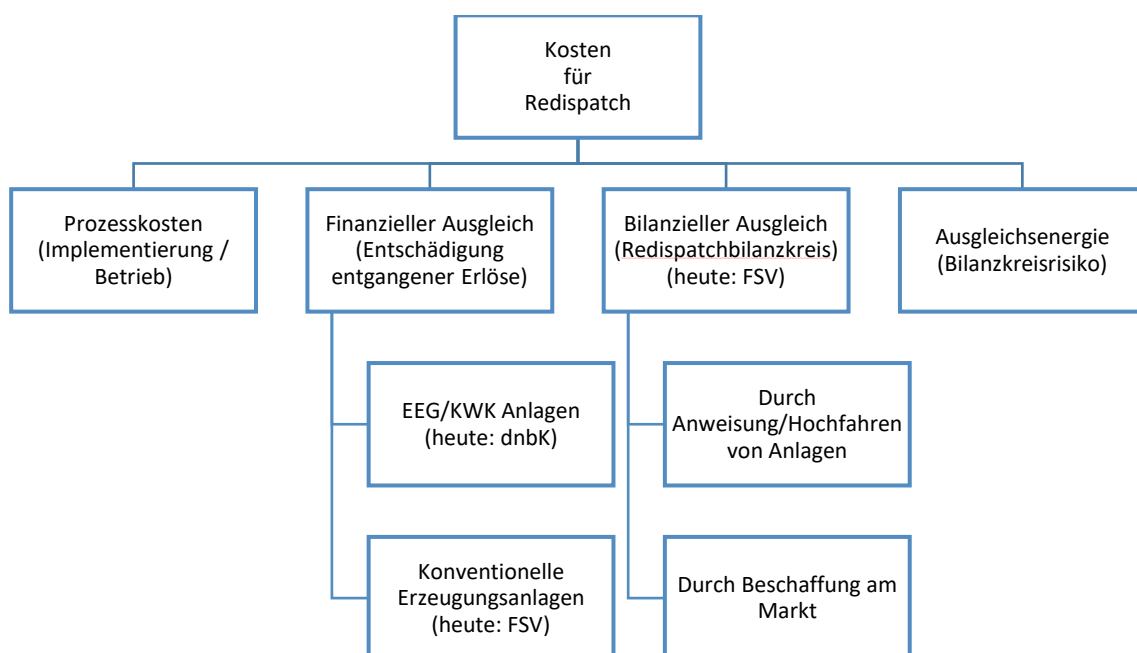
- Mit der Kostenkategorie dnbK in § 11 Abs. 2 ARegV hat der Gesetzgeber berücksichtigt, dass Netzbetreiber trotz des Effizienzdrucks die Höhe bestimmter Kosten nicht beeinflussen können oder nicht beeinflussen sollen. Die Kostendurchreichung bei dnbK führt dazu, dass extern verursachte Kostensteigerungen und Kostensenkungen zeitnah in den Netzentgelten berücksichtigt werden und somit die Netzbetreiber aus diesen externen Effekten keine Nachteile oder Vorteile haben.
- DnbK resultieren häufig aus der Erfüllung politischer Vorgaben (z.B. Netzausbau für Energiewende, Erdverkabelung, Sicherheitsreserve von Braunkohlekraftwerken, Erhalt der deutschen Strompreiszone, Nachrüstung von PV-Wechselrichtern, Zahlungen an Grundstückseigentümer sowie Städte und Gemeinden, ...).
- DnbK laufen nicht außerhalb der regulatorischen Kontrolle! Grundsätzlich unterliegen alle Kosten eines Netzbetreibers einer umfangreichen Kostenprüfung. Auch dnbK-Positionen werden z.B. im Rahmen der Regulierungskontrollen von den Regulierungsbehörden geprüft! Ein Großteil der dnbK unterliegt darüber hinaus auch in ihrer zeitlichen Entwicklung weitergehenden Genehmigungsverfahren, Verfahrensregulierungen oder vergleichbaren Detailregulierungen.
- Im Stromverteilnetzbereich bestehen die dnbK überwiegend aus vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten. Bei den VNB beträgt der Anteil der dnbK durchschnittlich 43 % der EOG (lt. BNetzA). Von den dnbK der VNB sind etwa 72 % vorgelagerte Netzkosten und 13 % vermiedene Netzentgelte und damit im Detail geprüft und reguliert.

- Bei den ÜNB setzen sich die dnbK hauptsächlich zusammen aus Kosten für Investitionsmaßnahmen, Einspeisemanagement/Redispatch, Verlustenergie/Regelenergie, Netzreserve/Sicherheitsreserve. Für einen beträchtlichen Teil dieser Kosten gibt es bereits Anreize in Form eines Bonus/Malus-Systems innerhalb freiwilliger Selbstverpflichtungen (FSV).
- Zur dritten Regulierungsperiode wurde der pauschale dnbK-Anteil im vereinfachten Verfahren (§ 24 ARegV) abgesenkt von 45 % (inkl. vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte) auf 5 % zzgl. vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte. Mit der 2019 erfolgten Überführung der Offshore-Anbindungskosten in die Umlagesystematik hat sich der dnbK-Anteil auch bei ÜNB bereits deutlich reduziert.

2.2. Kosten der Netzbetreiber für Engpassmanagement

Durch Engpassmanagement (Redispatch und EinsMan) entstehen den Netzbetreibern im Wesentlichen Kosten (und ggf. Erlöse) für:

- Finanziellen Ausgleich: gesetzlich festgelegte Vergütung bzw. finanzieller Ausgleich gemäß § 13a EnWG sowie Härtefallentschädigung gemäß § 15 EEG (ab 1. Oktober 2021 ausschließlich § 13a EnWG).
- Bilanziellen/energetischen Ausgleich:
 - Bilanzieller Ausgleich beschreibt die kommerzielle Abwicklung des Bilanzkreis-Ausgleichs über Bilanzkreis-Fahrpläne. Die Beschaffung für den bilanziellen Ausgleich erfolgt bestmöglich auf Basis der aktuellsten Prognosen der energetischen/physikalischen Einspeisungsanpassungen für die EPM-Maßnahme.
 - Energetischer Ausgleich beschreibt die physikalischen Wirkungsleistungsanpassungen, die beim Redispatch in Summe ausgeglichen sein sollen.
- Ausgleichsenergie bei Prognosedifferenzen (Bilanzkreisrisiko)
- Implementierung und Betrieb (Planung, Beschaffung, Steuerung, Abrechnung)



Darüber hinaus entstehen den ÜNB Kosten für internationalen Redispatch (z.B. grenzüberschreitende Redispatch-Maßnahmen oder Countertrading). Dieser Kostenblock ist in der Darstellung nicht enthalten und wird derzeit über eine FSV Engpassmanagement reguliert.

2.3. „Beeinflussbare“ und „nicht beeinflussbare“ Kosten in der Anreizregulierung

Für die regulatorische Behandlung der EPM-Kosten ist zu beachten, dass in der Anreizregulierung zunächst zwischen den durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteilen und den von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteilen unterschieden werden muss (vgl. § 21a Abs. 4 EnWG und § 11 ARegV). Je nach Zuordnung gelten andere Prinzipien und Instrumente.

Um eine sinnvolle Zuordnung der Kosten in der Anreizregulierung zu erreichen, gilt es zunächst zu hinterfragen, was „beeinflussbar“ i.S.d. von EnWG und ARegV bedeutet, um daran untersuchen zu können, auf welche konkreten Vorgänge die Netzbetreiber in welchem Maße tatsächlich einen Einfluss haben, ohne dabei die Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs zu gefährden.

Vorgaben gemäß § 21a Abs. 4 EnWG:

*„Bei der Ermittlung von Obergrenzen sind die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile zu unterscheiden. Der **nicht beeinflussbare Kostenanteil** an dem Gesamtentgelt wird nach § 21 Abs. 2 ermittelt; hierzu zählen insbesondere Kostenanteile, die auf **nicht zurechenbaren** strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf **gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten**, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen.“*

In der Gesetzesbegründung¹ heißt es hierzu:

*„Der **nicht beeinflussbare Kostenanteil** nach Absatz 4 Satz 2 umfasst solche Kosten der Netzbetreiber, auf deren Höhe sie **nicht einwirken** können. Effizienzvorgaben auf diesen Kostenanteil widersprechen dem Wesen der Anreizregulierung, weil den Netzbetreibern insoweit weitere **Effizienzsteigerungen nicht möglich** sind. Dieser Kostenanteil an dem Gesamtentgelt, für das eine Obergrenze vorgegeben wird, müssen auf Grundlage der tatsächlichen Kosten nach § 21 Abs. 2 ermittelt werden.*

*Eine abschließende Umschreibung des nicht beeinflussbaren Kostenanteils ist angesichts der Vielzahl der Sachverhalte nicht möglich. Ein Beispiel für dem Netzbetreiber nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete ist die Topologie. Das Kriterium der nicht beeinflussbaren Kosten stellt im Unterschied zu Absatz 5 nicht auf die Zumutbarkeit von Regulierungsvorgaben ab, sondern soll vorab jenen Kostenanteil von den Effizienzvorgaben ausnehmen, bei denen es dem Netzbetreiber **objektiv nicht möglich ist, Effizienzvorgaben zu erfüllen**, da der Kostenanteil von ihm **nicht durch eigene Anstrengung** beeinflusst werden kann. Im konkreten Einzelfall ist es Aufgabe der Regulierungsbehörde und der Rechtsprechung zu konkretisieren, welcher Kostenanteil von dem jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbar ist.“*

¹ [BT-Drs. 15/5268](#)

Mit anderen Worten: beeinflussbare Kosten sind solche, die nicht unbeeinflussbar sind, also Kosten, die dem Netzbetreiber zurechenbar sind, auf die er einwirken kann, bei denen Effizienzsteigerungen und die Erfüllung von Effizienzvorgaben durch eigene Anstrengungen möglich sind.

Mit diesem Verständnis von Beeinflussbarkeit wird zu unterscheiden sein, ob die Netzbetreiber Einfluss haben auf:

- den Grund für die Entstehung der Kosten (Netzengpass),
- die Wahl der konkreten EPM-Maßnahme oder
- die konkrete Höhe der Kosten.

2.3.1. Grund für die Entstehung der Kosten (Netzengpass)

Netzbetreiber sind gemäß § 11 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Gemäß § 12 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber weiterhin dazu verpflichtet, durch Verstärkung, Optimierung und Ausbau unverzüglich die erforderlichen Kapazitäten zur Abnahme, Transport und Verteilung Erneuerbarer Energien bereitzustellen. Eine Ausnahme davon bildet die sogenannte Spitzenkappingsregel gemäß § 12 Abs. 3 EEG und § 11 Abs. 2 EnWG.

Zur Gewährleistung des sicheren und stabilen Netzbetriebs wird die Ergreifung von EPM-Maßnahmen erforderlich, wenn ein Netzbetreiber in Folge eines Netzengpasses nicht die gesamte zur Einspeisung bereitgestellte Energie aufnehmen und transportieren kann.

Es ist zunächst festzuhalten, dass nicht jeglicher Redispatch auf einen „klassischen“ Netzengpass (strombedingte Überlastung eines Netzelements) zurückzuführen ist. So sind beispielsweise die Ursachen für einen sog. spannungsbedingten Redispatch auf die regionale Verteilung von Kraftwerken, welche die für die Spannungshaltung benötigte Blindleistung erbringen können, zurückzuführen. Entscheidungen der Politik und der Kraftwerksbetreiber, die zu einer Stilllegung der Kraftwerke führen, verschärfen die Spannungshaltungsproblematik und die Notwendigkeit des spannungsbedingten Redispatch. Solche Entscheidungen sind für die Netzbetreiber nicht beeinflussbar.

Zu unterscheiden ist des Weiteren zwischen strukturell bedingtem EPM-Bedarf (Engpass ist i. W. absehbar) und solchem, welcher auf unvorhersehbare und unbeeinflussbare Ereignisse (z.B. Zerstörung der Anlagen, unplanbare Kraftwerksausfälle, höhere Gewalt) zurückgeht.

Generell ist festzuhalten, dass die Ursache für einen Netzengpass fehlende Netzkapazität ist. Die fehlende Netzkapazität kann mehrere Gründe haben, z.B. Verzögerung des Netzausbaus, Spitzenkappung, Kraftwerksstilllegungen, Ausfälle, Wartung, u.ä. und liegt damit nicht allein im Einflussbereich des Netzbetreibers. Damit ist auch noch keine Aussage darüber möglich, ob eine Bewirtschaftung des Engpasses volkswirtschaftlich sinnvoller ist als die Erhöhung der Netzkapazität. Da zudem häufig mehrere Effekte beim Entstehen eines Engpasses zusammenkommen, ist eine eindeutige Zuordnung i.d.R. weder ex-ante noch ex-post möglich. Für den Netzausbau ist zwar grundsätzlich der Netzbetreiber verantwortlich, der

durch diese Maßnahmen die Nachfrage nach Übertragungs- und Verteilungskapazität befriedigt. Der Netzbetreiber ist allerdings abhängig von weiteren Stakeholdern (z.B. Behörden, betroffenen Gemeinden).

Die Gründe für verzögerten Netzausbau können vielfältig sein und sind stark durch exogene Einflüsse bestimmt:

- gesetzgeberische Entscheidungen,
- behördliche Genehmigungsverfahren,
- Bürgerbeteiligungen bzw. -anhörungen,
- Klage-/ Enteignungsverfahren,
- unvorhersehbarer EE-Zubau,
- unerwartete Anschlusspflicht bei rechtlich nicht eindeutigen Situationen (gesamtwirtschaftliche Betrachtungsweise).

Diese Gründe sind im Übrigen nicht nur in Übertragungsnetzen relevant, sondern auch in den höheren Spannungsebenen der Verteilernetze. Zu berücksichtigen ist ebenfalls, wie oben bereits angedeutet, dass in Folge umfangreicher Untersuchungen ein Netzausbau „bis zur letzten übertragbaren kWh“ als volkswirtschaftlich nicht sinnvoll akzeptiert ist, da die Kosten für die Netzkapazität für Spitzenbelastungen den Wert der zu übertragenden Energiemenge deutlich übersteigen. Es gilt daher, auch mit Blick auf das Instrument der Spitzenkappung, keine Pflicht zum einhundertprozentigen Netzausbau. Auch alternative Flexibilitätsinstrumente (anstelle von Netzausbau, z.B. PtX, NetzBooster o.ä.) können den Netzausbau als Optionen zur Realisierung der Versorgungsaufgabe anreichern.

Engpassmanagement kann darüber hinaus Ursachen haben, die nicht im Netz des Netzbetreibers und damit nicht in seinem Verantwortungsbereich liegen. Das macht eine Zurechenbarkeit im Einzelfall schwierig. Die Hintergründe hierfür können ebenfalls vielschichtig sein:

- Netzengpässe in Netzgebieten anderer Netzbetreiber,
- Einbindung im europäischen Verbundnetz,
- extreme Wetter- und dadurch bedingte Netzsituationen (ggf. auch in einem Nachbarstaat),
- gesetzgeberische Entscheidungen (bspw. Kohleausstieg, EU-Grenzkuppelkapazitäten) und Marktentwicklungen (z.B. Stilllegung von Kraftwerken),
- Erhalt einer einheitlichen Strompreiszone,
- schwieriger Ursache-Wirkungs-Zusammenhang durch europäische/deutsche Optimierung des Gesamtsystems,
- Unterschiedliche EE-Zubau-Dynamik in den Netzgebieten,
- Aktivierung von Reserven,
- Prognoseunsicherheiten bei Anlagenbetreibern und Direktvermarktern,
- Kraftwerksrevisionen/-ausfälle.

2.3.2. Wahl der konkreten Redispatch-Maßnahme

a) Auswahl der herab zu regelnden Anlage

Sollte derjenige Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache der Redispatch-Maßnahme, z.B. ein überlastetes Netzelement liegt, die Möglichkeit haben, bei der Herabregelung zwischen verschiedenen Anlagen zu wählen, sind die Kriterien des § 13 Abs. 1 bis 1c EnWG maßgeblich, die verbindliche Vorgaben für die Abschaltreihenfolge enthalten.

Für den Fall, in dem ein Netzbetreiber eine Anlage nicht in seinem, sondern in einem nachgelagerten Netz regeln will, ist im Weiteren danach zu unterscheiden, ob es ihm möglich ist, direkt auf eine Anlage im nachgelagerten Netz – in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber – zuzugreifen, oder ob er den nachgelagerten Netzbetreiber um dessen Unterstützung bittet, dass dieser entsprechende Maßnahmen durchführt.

Die Ausgestaltung der künftigen Prozesse ist Gegenstand des parallel laufenden Projektes „Redispatch 2.0“ im BDEW. Die Projektergebnisse müssen an geeigneter Stelle bei der Diskussion der zukünftigen Kostenregelung berücksichtigt werden. Je nach Ausgestaltung der Kaskade, also der Zusammenarbeit der Netzbetreiber, könnte es folglich sein, dass der verursachende Netzbetreiber – abgesehen von den gesetzlichen Vorgaben – auch rein faktisch keinen Einfluss auf die konkrete Auswahl der Anlage hat.

b) Auswahl der Anlage für den energetischen Ausgleich

Für die Auswahl von Anlagen zur Beschaffung von Energie für den energetischen Ausgleich des Bilanzkreises gibt es – neben den Kriterien der Preisgünstigkeit und Effizienz der Maßnahme gemäß § 1 Abs. 1 EnWG – keine konkreten gesetzlichen Kriterien. Die effiziente Auswahl der Anlagen ist technisch-wirtschaftlich gesehen ein komplexes Optimierungsproblem, mit dem sich Netzbetreiber (insbesondere die ÜNB) seit einiger Zeit befassen. Die dazu erforderlichen Systeme und Prozesse werden kontinuierlich weiterentwickelt. Für die ÜNB gelten zudem detaillierte Vorgaben bzgl. Anlagenauswahl gemäß der FSV Redispatch, welche zuvor weitgehend in der Festlegung der BNetzA BK6-11-098 definiert waren und trotz Aufhebung der Festlegung gemäß Hinweispapier der BNetzA vom 15. Juni 2015 zur weiteren Anwendung empfohlen sind und von den ÜNB daher beachtet werden.

Neben dem energetischen Ausgleich über die Anweisung einzelner Erzeugungsanlagen für die Beschaffung der Ausgleichsmengen kann auch eine börsliche Beschaffung stattfinden, allerdings ohne Kenntnis des Standorts der konkreten Anlage.

2.3.3. Konkrete Höhe der Kosten

a) Angemessene Vergütung/Härtefallentschädigung

Wie die – in erster Linie an Betreiber konventioneller Anlagen zu zahlende – angemessene Vergütung zu ermitteln ist, ist den gesetzlichen Vorgaben in § 13a Abs. 2 EnWG zu entnehmen. Konkretisiert werden diese durch den Branchenleitfaden, dem aktuell durch die darauf basierende Festlegung der FSV der ÜNB verbindlicher Charakter zukommt. Unabhängig von der Zukunft der FSV behalten die Ausführungen des Leitfadens auch in Zukunft ihre Berechtigung. Zahlen die Netzbetreiber unter Zugrundelegung des Leitfadens die Vergütung an die Anlagenbetreiber, entspricht die Vergütungshöhe der von der BNetzA akzeptierten Auslegung

des gesetzgeberischen Willens. Der Höhe nach sind EPM-Kosten insoweit nicht beeinflussbar.

Ebenso wenig beeinflussbar ist die Höhe der Entschädigungszahlungen an Betreiber von EE- und KWK-Anlagen, die sich an den Vorgaben des EEG und des BNetzA-Leitfadens zum Einspeisemanagement, Version 3.0 orientieren.

b) Bilanzieller / energetischer Ausgleich

Beim energetischen Ausgleich ist zu unterscheiden, ob der Netzbetreiber den durch die Herabregelung entstehenden Schiefstand im Bilanzkreis des Anlagenbetreibers oder seines Direktvermarkters energetisch durch das Hochfahren von Kraftwerken oder durch Handelsgeschäfte ausgleicht.

Im Falle des **energetischen Ausgleichs durch das direkte Hochfahren** von konkreten Anlagen müssen deren Einsatzkosten erstattet werden. Hier gilt wiederum der Branchenleitfaden zur angemessenen Vergütung von Redispatch-Kosten, sodass die Netzbetreiber bei Einhaltung der darin enthaltenen Vorgaben auf die konkrete Vergütung keinen Einfluss haben.

Im Falle des **energetischen Ausgleichs über die Börse** hat der Netzbetreiber Energie am Markt zu beschaffen. Der Marktpreis an sich ist ebenfalls nicht beeinflussbar. Allenfalls der Zeitpunkt des Einkaufs könnte theoretisch Einfluss auf den Preis haben. Allerdings ist der zur Verfügung stehende Zeitraum begrenzt und hängt letztlich neben den börslichen Vorgaben von der Prognosegüte hinsichtlich der auszugleichenden Mengen ab, so dass sich die Beeinflussbarkeit auf diese Prognosegüte (s.u.) beschränkt und ansonsten auch hier keine Beeinflussungsmöglichkeit besteht.

c) Ausgleichsenergie (Prognoserisiko)

Bei der Ausgleichsenergie ist zu unterscheiden zwischen Ausgleichsenergiemengen und Ausgleichsenergiepreisen.

Netzbetreiber tragen mit der Führung des Redispatch-Bilanzkreises auch das entsprechende Prognoserisiko für geplante und erfolgte Eingriffe in die Fahrweisen. Die aufgrund von Prognose-Ist-Abweichungen anfallenden Ausgleichsenergiemengen liegen begrenzt im Einflussbereich des Netzbetreibers, und zwar nur dann, wenn ihm alle für die Planung der Fahrweisen der Anlagen erforderlichen Daten vorliegen. Die Minimierung des Risikos hängt daher wiederum von der jeweiligen Prognosegüte für das eigene Netzgebiet und den von anderen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern bereitgestellten Prognosen/Lastflussdaten ab.

In der Planungsphase muss die Energie für den bilanziellen Ausgleich beschafft werden und damit bestmöglich die tatsächliche Ausfallarbeit treffen. Dabei kann eine Minimierung des Prognoserisikos nur erfolgen, wenn die Prognosegüte (z.B. basierend auf Wettervorhersagen und damit den Einspeisungen dargebotsabhängig einspeisender Anlagen) hoch ist. Diese Prognosegüte hängt aber nicht ausschließlich von der Kompetenz der Netzbetreiber ab. So greifen Einsatzverantwortliche dargebotsabhängig einspeisender Anlagen zum Teil erheblich in den Betrieb ihres Kraftwerksparks ein, um sich wirtschaftlich zu optimieren (Portfolioeffekte, Herunterregelung bei negativen Strompreisen, etc.). Eine gesetzliche Grundlage, nach

der diese Eingriffe von den Einsatzverantwortlichen an die Netzbetreiber verbindlich übermittelt werden müssen, ist aber nicht vorhanden.

Die anfallenden Kosten (wie Erlöse) liegen daher nicht vollständig im Einflussbereich des Netzbetreibers, jedoch lässt sich, Verfügbarkeit und Qualität der dazu durch die beteiligten Marktpartner zuzuliefernden erforderlichen Daten vorausgesetzt, das Risiko mit einer hohen Prognosegüte reduzieren. Darüber hinaus ist das Prognoserisiko für Netzbetreiber in Netzgebieten mit hoher volatiler EE-Einspeisung tendenziell höher als für Netzbetreiber mit überwiegend konventioneller Erzeugung.

Die Ausgleichsenergiekosten wiederum ergeben sich als Produkt aus den Ausgleichsenergiemengen und dem reBAP (regelzonenübergreifend einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis), der für einen einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen unbeeinflussbar ist und je nach Gesamtsituation im System stark schwanken kann. Folglich können sich auch bei geringen Ausgleichsenergiemengen hohe Kosten/Erlöse ergeben und umgekehrt. Eine Betrachtung der Ausgleichsenergiekosten ist damit als alleinige Größe kein geeignetes Kriterium für die Bewertung der Prognosegüte.

2.4. Zwingender Bedarf einer Übergangsregelung

In der derzeitigen Diskussion geht es vordergründig darum, eine Kostenregelung ab der vierten Regulierungsperiode zu finden. Jedoch bedarf es ungeachtet dessen auch einer Übergangsregelung für den Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2021 und dem Ende der dritten Regulierungsperiode. Ohne eine Übergangsregelung wäre unklar, wie mit den verschiedenen Kosten umzugehen wäre. Dies trifft insbesondere die Verteilnetzbetreiber, die derzeit noch unter dem Einspeisemanagement-Regime Engpassmanagement betreiben und bei denen ohne Übergangsregelung für Redispatchmaßnahmen ab dem 1. Oktober 2021 jegliche Möglichkeit der Kostenkompensation fehlt.

a) Redispatch und bilanzieller Ausgleich

Die Vergütung für Redispatch bei den ÜNB würde nach derzeitiger Rechtslage bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode über die von der BNetzA festgestellte wirksame Verfahrensregulierung auf Basis einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) der ÜNB den dnbK zugeordnet bleiben.

Die Vergütung für Redispatch bei den VNB (inkl. bilanzieller Ausgleich) würde ohne eine gesonderte Regelung in das Budgetprinzip fallen. Die Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode enthalten aber keine Kosten für Redispatch. Kosten der VNB für Redispatch würden somit erst in der vierten Regulierungsperiode (2024 – 2028) auf dem fixierten Niveau des Jahres 2021 abgebildet. Weiterhin würden die Kosten für Redispatch in den Effizienzvergleich eingehen und Effizienz- sowie Produktivitätsvorgaben unterliegen. Neben dem mehrjährigen Zeitverzug bestünde dauerhaft das Risiko von Kostenunterdeckungen.

Es wird als sachgerecht erachtet, dass für die dritte Regulierungsperiode eine Gleichbehandlung der ÜNB und VNB erfolgt. Diese sollte in der Hinsicht erfolgen, dass die Kosten einheitlich als dnbK anerkannt werden.

b) Einspeisemanagement

Die derzeitige Zuordnung von EinsMan-Entschädigungszahlungen zu den dnbK gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 17 ARegV liefe Gefahr, ins Leere zu laufen. Denn § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 17 ARegV verweist nach wie vor auf die Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 EEG. Ab dem 1. Oktober 2021 werden diese jedoch nicht mehr über § 15 EEG erstattet, sondern gemäß § 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 EnWG. Damit auch nach dem Stichtag die Kosten von Maßnahmen vor dem 1. Oktober 2021 ohne Regelungslücke abgewickelt werden können, sollte § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 17 ARegV an die neue Rechtslage angepasst werden und neben dem § 15 Abs. 1 EEG auch auf § 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 EnWG verweisen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass derzeit laut BNetzA nur 12 VNB von derartigen Einspeisemanagementmaßnahmen mit Engpässen im eigenen Netz betroffen sind. Angesichts der hohen Belastungen dieser Netzbetreiber, die für einen Großteil der Integration von EE-Anlagen verantwortlich zeichnen, ist eine Übergangsregelung unbedingt erforderlich.

c) Ausgleichsenergie

Die Netzbetreiber können bzw. müssen mit den Neuregelungen, insb. des § 11 a StromNZV den Redispatch-Bilanzkreis selbst führen. Damit tragen sie auch ein Prognoserisiko, wie bereits in Kapitel 2.3.3 beschrieben. Da es keine Regelung gibt, die die hierbei anfallenden Kosten (und Erlöse) einem der Instrumente der ARegV zuordnet, unterfallen diese ebenfalls, wie auch die sonstigen Kosten der VNB für Redispatch und den bilanziellen Ausgleich dem Budgetprinzip.

d) Implementierung

Mit dem NABEG 2.0 wurde eine Übergangsregelung in § 34 Abs. 15 ARegV aufgenommen:

„Abweichend von § 5 Absatz 1 Satz 1 dürfen Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. Oktober 2021 durch die Vorbereitung der Umsetzung der Änderungen in den §§ 13, 13a und 14 Absatz 1c EnWG durch Artikel 1 Nummer 9, 10 und 13 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen. Die sich daraus ergebende zusätzliche Differenz ist nach § 5 Absatz 3 Satz 1 zu genehmigen, wenn die zusätzlichen Kosten effizient sind und nicht bereits auf Grund anderer Regelungen dieser Verordnung in den zulässigen Erlösen nach § 4 berücksichtigt wurden.“

Gemäß dieser Regelung werden die bis zum 1. Oktober 2021 entstehenden Kosten für die Vorbereitung der Umsetzung der Redispatch-Neuregelungen (z.B. Implementierung) auf dem Regulierungskonto erfasst und nachträglich ausgeglichen. Dies gilt jedoch nur, wenn die Kosten effizient sind und nicht bereits über andere ARegV-Instrumente abgebildet wurden.

Hier ist darauf hinzuweisen, dass alle nach dem 1. Oktober 2021 entstehenden Kosten für die Implementierung und Umsetzung des Redispatch von dieser Regelung nicht erfasst werden. Es besteht Bedarf nach einer Anschlussregelung zur Vermeidung von Regelungslücken.

3. Mögliche Anreizmechanismen und deren Bewertung

Consentec hat im Auftrag des BMWi „denkbare Ansätze für spezifische Anreize zur Absenkung der auf Flexibilitätsbeschaffung bezogenen EPM-Kosten“ beschrieben. Folgende Ansätze wurden am 21. Mai 2019 im BMWi vorgestellt:

- „Herausrechnen“ exogener Einflussfaktoren
- Indexierung
- „Freistellung“ von Anreizen im Umfang der Spitzenkappung
- Bonus/Malus-System bezüglich der Änderung der EPM-Kosten
- Prozentualer Selbstbehalt an EPM-Kosten
- Prozentualer Selbstbehalt mit (pauschaler) Rückerstattung

Es handelt sich bisher nur um Ideen und keine ausgearbeiteten Gesamtkonzepte. Manche Ideen könnten auch miteinander kombiniert werden. Nachfolgend werden die Ansätze diskutiert und aus Sicht des BDEW (vorläufig) bewertet. Aufgrund der nur stichpunktartigen Beschreibung sind viele – für die Bewertung relevante – Aspekte unklar. Eine abschließende Bewertung ist erst nach detaillierter Ausgestaltung und Klärung offener Fragen möglich.

Bei der Bewertung sind für den BDEW insbesondere folgende Aspekte maßgeblich:

- Berücksichtigung exogener Einflüsse,
- Berücksichtigung tatsächlicher Beeinflussbarkeit/Nichtbeeinflussbarkeit von Kosten durch den Netzbetreiber,
- Berücksichtigung der Kosten für Engpassmanagement ohne Zeitverzug,
- Anreize zur betriebswirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Optimierung,
- Anreizmechanismen nur mit ausgewogenem Chance/Risiko-Profil (Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit),
- Vermeidung von Fehlanreizen (z.B. zu nicht effizientem Netzausbau, zu Lasten Systemsicherheit),
- Vermeidung von Verzerrungen zwischen Netzbetreibern und Benachteiligung besonders betroffener Netzbetreiber.

Bei der Debatte um Redispatch-Kosten werden diese i.d.R. nur als ein gesamthafter Block betrachtet, ohne dabei in die Kosten für den finanziellen Ausgleich, den bilanziellen Ausgleich, die Ausgleichsenergiekosten und die Implementierungskosten zu unterscheiden. Bei der weiteren Diskussion sollte stärker differenziert werden, da die unterschiedlichen Kostenblöcke für Engpassmanagement regulatorisch unterschiedlich behandelt werden könnten (vgl. Abschnitt 2.2). Auch im bisherigen Regime werden nicht alle Kosten des Engpassmanagements als dnbK behandelt.

3.1. Herausrechnen“ exogener Einflussfaktoren

Consentec:

„Herausrechnen“ exogener Einflussfaktoren	- Idee: Schaffung eines Effizienzanreizes nur für den vom Netzbetreiber beeinflussbaren Teil der EPM-Kosten - hierzu „Herausrechnen“ exogen getriebener Anteile auf Basis geeigneter Parameter und Rechenvorschriften (individuell für jeden Netzbetreiber) - Bewertung: praktische Umsetzung sehr herausfordernd, da exogene Einflussfaktoren vielfältig und komplex sind
--	--

Interpretation der Wirkung:

	Prinzip	NB A
Gesamtkosten EPM		100
Exogene Kosten	Durchreichung	90
Beeinflussbare Kosten	Effizienzanreiz	10

BDEW:

Dieser Ansatz folgt der grundsätzlichen Logik von EnWG und ARegV, wonach sich Effizienzanreize nur auf die durch den jeweiligen Netzbetreiber eindeutig tatsächlich beeinflussbaren Kostenanteile beziehen dürfen. Zur Umsetzung müssten aus den Gesamtkosten eines Netzbetreibers für das Engpassmanagement jene Kosten herausgerechnet werden, die exogen getrieben sind bzw. die Kostenanteile, bei denen anteilig eine Überlagerung mit exogenen Faktoren besteht, um genau diesen Effekt bereinigt werden. Die auf exogenen Einflussfaktoren basierenden Kosten bzw. Kostenanteile würden den dnbK zugeordnet. Die übrigen Kosten wären beeinflussbar und könnten in den Effizienzvergleich eingehen oder alternativen Anreizmechanismen unterworfen werden.

Unter einer rein regulatorisch-theoretischen und rein ökonomischen Betrachtung stellt dieser Vorschlag einen sachgerechten Ansatz dar. Offen ist, ob und wie die Abgrenzung und Herausrechnung exogener Einflussfaktoren praktikabel umsetzbar ist. Zu berücksichtigen wäre dabei die Vielzahl von Fallkonstellationen, bei denen sich Ursachen, Zurechenbarkeit und Beeinflussbarkeit der Höhe der Engpassmanagement-Kosten erheblich unterscheiden können. Berücksichtigt werden müsste auch, dass ein gleicher Einflussfaktor je nach Konstellation unterschiedlich hohe Kosten verursachen kann. Ein stark pauschalierendes Vorgehen (z.B. wie beim Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV) wäre nicht treffgenau und würde weder zu einer sachgerechten Kostenabbildung noch zu einem sinnvollen Anreizsystem führen.

Eine detaillierte und netzbetreiberspezifische Abbildung exogener Einflussfaktoren wäre komplex und aufwändig, könnte aber zu sachgerechteren Ergebnissen führen. Ein einmalig hoher

Aufwand für Ausarbeitung und Implementierung wäre dabei eher zu akzeptieren als ein zweifellos vorhandener, dauerhaft hoher Aufwand für die laufende Abwicklung (z.B. für Abgrenzung, Nachweise, Datenlieferung, Berechnungen, Prüfungen, Korrekturmechanismen).

Aufgrund des anerkanntermaßen weit überwiegenden Anteils externer Einflussfaktoren und der teils sehr heterogenen und komplexen Überlagerungen von exogenen und beeinflussbaren Faktoren sollte die Fragestellung besser darauf ausgerichtet werden, welche Kosten zweifelsfrei keinen exogenen Einflüssen ausgesetzt sind.

Beispiele für exogene Faktoren können mit Blick auf die Entstehung eines Netzengpasses beispielsweise die unter Punkt 2.3.1. aufgeführten sein.

Fazit:

Als theoretischer Ansatz weist dieses Modell einige Vorzüge auf, da Anreize netzbetreiberindividuell nur dort gesetzt würden, wo Kosten tatsächlich beeinflussbar wären. Aufgrund der hohen Komplexität ist allerdings zu erwarten, dass ein korrektes, netzbetreiberspezifisches Eliminieren der exogenen Einflussfaktoren in der praktischen Umsetzung nicht gelingt.

3.2. Indexierung

Consentec:

Indexierung	- Idee: Korrektur der EPM-Kosten um einen Index, der bestimmte exogene Einflüsse reflektiert, analog zur Korrektur der Verlustkosten mit einem Marktpreisindex - z.B. Index zur Höhe des EE-Dargebots (Wind/PV) - Bewertung: Wahl/Parametrierung geeigneter Indizes herausfordernd und nicht für alle Einflussfaktoren möglich
-------------	--

Interpretation der Wirkung:

Kosten EPM	NB A	NB B	NB C
Ist (Basis)	100	50	100
Index	10 %	10 %	10 %
Plan (Budget)	110	55	110
Ist (tatsächlich)	120	70	95
Differenz	10	15	-15
Ergebniswirkung	-10	-15	15

In dem Zahlenbeispiel wurde davon ausgegangen, dass ein einheitlicher Index netzbetreiberübergreifend angewendet wurde (Variante 1). Denkbar wäre auch die Umsetzung mit einem netzbetreiberindividuellen Index (Variante 2). In beiden Varianten könnte der Index auch aus mehreren Parametern/Teilindizes zusammengesetzt sein.

BDEW:

Die Idee wird so verstanden, dass die Engpassmanagement-Kosten nicht netzbetreiberindividuell abgebildet und externe Einflussfaktoren herausgerechnet werden, sondern ein gegebenes, individuelles Kostenniveau (z.B. des Basisjahres) pauschal fortgeschrieben würde. Dem Netzbetreiber würde somit ein Budget für Engpassmanagement-Kosten zugestanden, ohne die tatsächliche Kostenentwicklung abzubilden. Im Unterschied zum Herausrechnen exogener Einflussfaktoren (3.1) erfolgt hier keine differenzierte Betrachtung, stattdessen würde der Netzbetreiber als Ganzes betrachtet und für die Gesamtheit der EPM-Kosten eine Beeinflussbarkeit unterstellt. Exogene Einflüsse würden nur pauschal über den Index berücksichtigt werden. Die Indexierung wäre in der Umsetzung mit handhabbarem Regulierungsaufwand versehen, da auf eine echte individuelle Kostenbetrachtung verzichtet würde.

Kernelement und größte Herausforderung wäre die Ableitung eines geeigneten Indexes, der umfassend die Kostenentwicklung in Folge der exogenen Treiber abbildet. Es bestehen tiefgreifende Zweifel, ob die Heterogenität und Vielschichtigkeit von Engpassmanagement und

seiner größtenteils exogenen Einflussfaktoren sachgerecht mit einem pauschalierenden Index abgebildet werden (Beispiel Wetter) können. Bei einer nicht treffgenauen Umsetzung besteht ein großes Risiko, dass bei den besonders betroffenen Netzbetreibern die Engpassmanagement-Kosten aufgrund exogener Faktoren stärker steigen als vom Index vorgegeben. Die durch die Indexierung vorgenommene Kappung würde hier zu nicht erreichbaren Vorgaben und Fehlanreizen führen.

Zu prüfen wäre zunächst, mit welchen Parametern Engpassmanagement korreliert und ob diese Parameter auch die auftretenden Fallkonstellationen (z.B. EPM durch NB 1 auf Anweisung von NB 2 wegen Engpass bei NB 3) abbilden können. Nach derzeitigem Stand wäre nur eine ex-post-Indexierung möglich, bzw. ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto.

Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass eine Indexierung auch dann zu sachgerechten Anpassungen führt, wenn im Basiszeitraum für EPM keine Kosten oder nur sehr geringe Kosten aufgetreten sind. Wenn z.B. ein Netzbetreiber Redispatch erstmalig nach dem Basisjahr durchführt, wäre im Indexmodell die Kostenerstattung nicht gegeben, da im Basisjahr keine EPM-Kosten vorlagen, die indiziert werden können.

Die Stichpunkte von Consentec lassen offen, wie dieses Modell konkret funktionieren soll, welche Parameter in den Index einfließen und anhand welcher Kriterien der Index zusammengesetzt wird. Weiterhin wäre zu klären, welche Einflussgrößen zu einer ex-post-Anpassung bzw. Korrektur führen.

Fazit:

Die in der regulatorischen Umsetzung einfache Indexierung kann eine sachgerechte Abbildung von Engpassmanagement-Kosten nicht vollständig sicherstellen. Aus Sicht des BDEW wird es extrem herausfordernd sein, einen geeigneten Index zu ermitteln, der das Engpassmanagement in seiner Komplexität ausreichend abbilden kann.

3.3. „Freistellung“ von Anreizen im Umfang der Spitzenkappung

Consentec:

„Freistellung“ von Anreizen im Umfang der Spitzenkappung	- Idee: Behandlung der EPM-Kosten im Umfang der Spitzenkappung (bis 3% pro Jahr und Anlage) als dnbK - Bewertung: nicht sachgerecht, da Kostensenkungsanreiz auch innerhalb der (nicht unerheblichen) 3%-Grenze wirken sollte; volkswirtschaftliche Effizienz dieser Grenze impliziert nicht Effizienz jeder einzelnen EPM-Maßnahme
--	--

Interpretation der Wirkung:

	Prinzip	NB A
Gesamtkosten EPM		100
Spitzenkappung 3 %	Durchreichung	85
Beeinflussbare Kosten	Effizienzanreiz	15

BDEW:

ÜNB müssen, VNB können gemäß § 11 Abs. 2 EnWG bei der Netzausbauplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf („Spitzenkappung“). Damit sollen der Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Niveau begrenzt und Netzausbaukosten reduziert werden.

Es wird bereits seit einiger Zeit diskutiert, ob Engpassmanagement bis zu der für die Spitzenkappung vorgesehenen Grenze als gesamtwirtschaftlich sinnvolles Instrument von gegenläufigen Anreizen freigestellt werden sollte. Consentec hält eine solche Freistellung für nicht sachgerecht (s.o.).

Aus Sicht des BDEW kann die Frage der Freistellung nicht abstrakt, sondern nur im Zusammenhang mit einem konkreten Anreizmechanismus bewertet werden. Für eine weitere Diskussion müsste zunächst eine Reihe offener Fragen geklärt werden, z.B. der Zuordnung und Abgrenzung von EPM-Maßnahmen. Aufgrund der unterschiedlichen gesetzlichen Vorgaben ist hierbei ggf. zwischen ÜNB und VNB zu differenzieren.

Fazit:

Das Konzept der Spitzenkappung sollte in der jetzigen Ausgestaltung als gesetzliche Vorgabe nicht in Frage gestellt werden.

3.4. Bonus/Malus-System bezüglich Änderung der EPM-Kosten

Consentec:

Bonus/Malus-System bezüglich Änderung der EPM-Kosten	- Idee: Geringe pauschale (z.B. prozentuale) Beteiligung der Netzbetreiber an Änderungen der EPM-Kosten bei jährlicher Anpassung der Erlöse an Kostenänderungen - symmetrisch (Bonus/Malus) oder auch asymmetrisch bis hin zu reiner Bonus-Regelung denkbar - erfordert Bestimmung eines Referenzwerts z.B. für das Basisjahr oder Vorjahr oder Mehrjahres-Mittel - Unterschied zum Ansatz „Herausrechnen exogener Einflussfaktoren“: Keine explizite Berücksichtigung exogener Einflussparameter im Anreizmechanismus - Bewertung: - praktisch umsetzbar und wenig komplex, solange Bonus/Malus unabhängig von tatsächlich auftretenden Einflussfaktoren ermittelt werden - angemessene Parametrierung ist herausfordernd - Berechnungsvorschrift für Referenzwert - Bestimmung des Anteils der Risikobeteiligung der Netzbetreiber unter Berücksichtigung des Ausmaßes der Beeinflussbarkeit von EPM-Kosten - könnte Anreize zur gezielten, ertragsoptimierenden Beeinflussung des Referenzwerts auslösen
--	--

Interpretation der Wirkung:

Kosten EPM	NB A	NB B	NB C
Ist (Basis)	100	50	100
Referenzwert	100	50	100
Ist (tatsächlich)	120	70	95
Differenz	20	20	-5
Bonus/Malus 10%	2	2	-1
Ergebniswirkung	-2	-2	1

BDEW:

Anders als bei der Indexierung würde hier für EPM-Kosten kein Budget vorgegeben und Mehrkosten nicht vollständig zu Lasten des Netzbetreibers gehen. Es würde ein individueller Referenzwert (Plankosten) ermittelt, Abweichungen davon würden zu einem großen Teil berücksichtigt und nur zu einem kleinen Teil zu Lasten/zu Gunsten des Netzbetreibers gehen.

Das Modell entspricht dem Korridormodell, das seinerzeit auch für Redispatch bei den ÜNB entwickelt wurde. Problematisch war (und ist), dass aufgrund der exogenen Faktoren (insb. Wetter) das Erreichen eines Bonus oder Malus nahezu zufällig war. Dieser war zwar in der Höhe begrenzt, aber damit war es de facto auch kein Anreiz.

Ein Bonus/Malus-System birgt ähnliche Schwierigkeiten wie der Gedanke einer Indexierung. Dem Netzbetreiber würde das Risiko von Kostenänderungen auch aufgrund externer Einflussfaktoren übertragen. Hauptknackpunkt ist hier, wie der Referenzwert – unternehmensindividuell – zu berechnen wäre. Aufgrund der volatilen und durch exogene Faktoren geprägten Entwicklung würden bei unzureichender Modellparametrierung die Vergangenheitswerte regelmäßig den aktuellen Bedarf unterschätzen und damit zu Kostenunterdeckungen führen, insbesondere bei den Netzbetreibern, die auch heute schon hohe Anschlusszahlen aufweisen. Gerade Unternehmen, die einen großen Beitrag zur Integration Erneuerbaren Energien leisten, werden einem erhöhten Risiko ausgesetzt. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren und Wechselwirkungen selbst isoliert nur für die vier ÜNB keine sachgerechten Planwerte bzw. Referenzwerte für Engpassmanagement ex-ante ermittelt werden konnten. Es bestehen ernsthafte Zweifel, ob mit einem Bonus/Malus-System ein ausgewogener Anreizmechanismus erstellt werden kann.

Wie im Indexmodell setzt das Bonus/Malus-System für die Kostenanerkennung auf einem Basisjahrwert auf. Bei erstmaligem EPM außerhalb eines Basisjahres ist die Kostenerstattung für mehrere Jahre nicht sichergestellt. Hier bedarf es einer Lösung.

Dem großen Risiko von Kostenunterdeckungen könnte begegnet werden, in dem ein reines Bonus-Modell umgesetzt wird, bei dem Kostensteigerungen vollständig weitergegeben, der Vorteil aus Kostensenkungen aber zu einem Teil beim Netzbetreiber verbleibt. Durch den alleinigen Anreiz zur Unterschreitung des Referenzwertes und den Verzicht auf die Sanktionierung von Referenzwertüberschreitungen wäre die fehlende Herausrechnung exogener Einflussfaktoren nicht problematisch. Die Effizienz eines reinen Bonus-Modells im Hinblick auf Kostensenkung, kann z.B. anhand der Entwicklung der spezifischen Differenzkosten bei der Vermarktung der EEG-Mengen durch ÜNB nachvollzogen werden, für welche ein analoger Anreizmechanismus nach § 7 EEAV gilt.

Genauso wie bei der Indexierung könnte der Kostensenkungsanreiz zu Fehlsteuerungen führen, wenn Netzbetreiber ihre EPM-Maßnahmen zu Lasten anderer Netzbetreiber optimieren. Mit Blick auf die Systemsicherheit und die Notwendigkeit der Zusammenarbeit der Netzbetreiber sollten solche Fehlanreize ausgeschlossen werden.

Unstrittig ist, dass ein Großteil der EPM-Kosten nicht beeinflussbar ist bzw. die Höhe letztlich größtenteils durch vielschichtige exogene Einflüsse bestimmt wird. Fraglich ist dann, ob Anreizmechanismen auf die Gesamtkosten für EPM abstellen sollen oder auf die eindeutig tatsächlich beeinflussbaren Kosten beschränkt werden.

Fazit:

Einen sachgerechten Referenzwert zu bilden ist äußerst herausfordernd. Denkbar wäre dessen ungeachtet allenfalls ein Bonussystem, allein hinsichtlich tatsächlich beeinflussbarer Kostenanteile.

3.5. Prozentualer Selbstbehalt an EPM-Kosten

Consentec:

Prozentualer Selbstbehalt an EPM-Kosten	- Idee: EPM-Kosten (und nicht nur deren Änderungen; s. S. 6) werden nicht vollständig, sondern unter Abzug eines pauschal festgelegten prozentualen Selbstbezalts anerkannt - Bewertung: - starker Anreiz zur Kostenabsenkung - in Bezug auf Erreichbarkeitsprinzip fragwürdig, da volle Kostendeckung nur bei vollständiger Eliminierung von Engpässen erreichbar wäre (reine Malus-Lösung)
--	---

Interpretation der Wirkung:

Kosten EPM	NB A	NB B	NB C
Ist (tatsächlich)	120	70	95
Selbstbehalt 5%	6	3,5	4,75
Ergebniswirkung	-6	-3,5	-4,75

BDEW:

Dieser Ansatz führt zu einem reinen Malus System. Eine vollständige Deckung der EPM-Kosten ist nicht erreichbar. Dadurch gäbe es zwar einen Anreiz für Kostensenkungen. Die Einhaltung des im EnWG vorgegebenen Erreichbarkeitsprinzip hinsichtlich der Effizienzvorgaben ist mit diesem System jedoch nicht gegeben. Es würde ein starker Anreiz gesetzt, EPM vollständig im eigenen Netz und ohne Rücksicht auf andere Stakeholder abzubauen. Dies würde allerdings auch dem Prinzip der Spitzenkappung beim Netzausbau entgegenstehen und Risiken für die Systemsicherheit hervorrufen. Unternehmen mit großer Integrationsaufgabe Erneuerbarer Energien würden geradezu bestraft.

Fazit:

Dieser Vorschlag widerspricht den Vorgaben des EnWG und setzt starke Fehlanreize. Zudem sind sehr einseitig die Netzbetreiber benachteiligt, die heute und in Zukunft eine effiziente Integration der EE-Anlagen ermöglichen.

3.6. Prozentualer Selbstbehalt mit (pauschaler) Rückerstattung

Consentec:

Prozentualer Selbstbehalt mit (pauschaler) Rückerstattung	- Idee: Selbstbehalt wie oben, aber Kürzungen aufgrund des Selbstbezalts werden pauschal (z.B. abhängig von Größen der Versorgungsaufgabe) an Netzbetreiber ausgeschüttet - Bewertung: - Anreizwirkung wie bei Selbstbehalt ohne Ausschüttung - für Gesamtheit der Netzbetreiber aufkommensneutral - aber mit Umverteilungen zwischen Netzbetreibern - für einzelne, stark betroffene Netzbetreiber evtl. weiterhin mit Risiken bzgl. Kostendeckung verbunden
--	--

Interpretation der Wirkung:

Kosten EPM	NB A	NB B	NB C
Ist (tatsächlich)	120	70	95
Selbstbehalt 5 %	6	3,5	4,75
Ausschüttung	4,75	4,75	4,75
Ergebniswirkung	-1,25	1,25	0

BDEW:

Diese Weiterentwicklung des prozentualen Selbstbehaltes würde dazu führen, dass ein Großteil der EPM-Kosten den Netzbetreibern direkt erstattet würde. Für die nicht direkt erstatteten Kosten (Selbstbehalt) würde eine pauschale Erstattung erfolgen, die unternehmensbezogen zu Unterdeckungen und Überdeckungen führen würde, über alle Netzbetreiber aber aufkommensneutral ist. Netzbetreiber würden pauschal angereizt, die EPM-Kosten zu reduzieren, damit die Ausschüttung ihren Selbstbehalt deckt bzw. übersteigt. De facto würden Netzbetreiber, in deren Netzgebieten nur eine geringe Einspeisung aus EE vorliegt, belohnt, während Netzbetreiber mit hoher Einspeisung bestraft werden.

Die Umverteilungswirkungen zwischen Netzbetreibern dürften zu Fehlanreizen führen und die Zusammenarbeit der Netzbetreiber erschweren. Da die Höhe der Ausschüttung nur Ex-Post ermittelt werden kann, besteht keine belastbare Planungsgrundlage.

Fazit:

Eine pauschale Rückerstattung kann die grundlegenden Probleme eines Anreizmodells mit Selbstbehalt nicht lösen und führt im Zweifelsfall zu nicht sachgerechten Umverteilungseffekten mit zusätzlichen Fehlanreizen und gefährdet die notwendig enge Zusammenarbeit der Netzbetreiber.

3.7. Berücksichtigung von EPM-Kosten bei der Effizienzbewertung

Consentec:

Grundsatz	▪ Idealerweise sollte Anreiz zur Abwägung von EPM und anderen Maßnahmen bestehen → dies spricht grundsätzlich für Berücksichtigung der EPM-Kosten beim Effizienzvergleich
Herausforderungen	▪ Exogen getriebene Volatilität der EPM-Kosten könnte Effizienzbewertung verzerren → evtl. Mittelung über mehrere Jahre oder Korrektur der Basisjahrkosten um bestimmte exogene Einflüsse? ▪ Angemessenheit der Zuordnung der EPM-Kosten zu Netzbetreibern gewinnt hierdurch zusätzliche Relevanz ▪ Unterschiedliche Betroffenheit der Netzbetreiber i.V.m. Grenzen der Umsetzbarkeit von Netzausbau könnte Sachgerechtigkeit des Vergleichs in Frage stellen → auch Frage der Abdeckung von Engpass-Treibern durch Benchmarking-Parameter ▪ Kombination der Berücksichtigung beim Effizienzvergleich mit der Anwendung partieller Anreizmechanismen (z.B. Selbstbehalt-Lösungen; s. oben) ist ggf. inkonsistent
Unterscheidung VNB/ÜNB	▪ VNB: Benchmarking-Verfahren lässt Berücksichtigung der EPM-Kosten grundsätzlich zu; oben beschriebene mögliche Herausforderungen wären dabei aber zu prüfen ▪ ÜNB: Bisher verwendete Vergleichsverfahren stellen hier erhebliche methodische Herausforderungen und haben insgesamt zuletzt nur geringe Ineffizienzen offenbart ▪ Internationales TSO-Benchmarking: praktisch nur Vergleich der spezifischen Kosten der Errichtung und des Betriebs der bestehenden Netzbetriebsmittel ▪ Referenznetzanalyse: Anwendung für dritte Regulierungsperiode hat Schwierigkeit sachgerechter Berücksichtigung der EPM-Kosten verdeutlicht

BDEW:

Die Ausgestaltung und Umsetzung des Effizienzvergleichs erfolgt durch die BNetzA vor jeder Regulierungsperiode. Da die ARegV keine Pflichtparameter (mehr) vorgibt, besteht ein hohes Maß an Unsicherheit über die Parameter und Modelle zukünftiger Effizienzvergleiche.

Da der Bedarf an EPM durch Netzausbau beeinflusst wird, ist es grundsätzlich nachvollziehbar, dass der Effizienzvergleich beides berücksichtigen sollte. Consentecs Schlussfolgerung, dass bei Berücksichtigung im Effizienzvergleich die Anwendung weiterer partieller Anreizmodelle inkonsistent ist, teilen wir. Ungelöst ist jedoch nach wie vor, wie Verzerrungen des Effizienzvergleichs durch die stark unterschiedliche Betroffenheit der Netzbetreiber, die überwiegenden exogene Einflussfaktoren und die hohe Volatilität von Redispatch vermieden werden können. Im Prinzip müssten hier analog zu Ansatz 3.1 die Basisjahrkosten um exogene, durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbare Faktoren bereinigt werden und eine adäquate Abbildung der Volatilität vorgenommen werden. Gerade vor dem Hintergrund des weiter dynamisch voranschreitenden EE-Ausbau sind, wie bereits im Kontext mit den anderen Modellen angemerkt, vergangenheitsbezogene Ansätze diesbezüglich ungeeignet.

Es wäre zwingend sicherzustellen, dass nur solche Kosten einer Effizienzbewertung unterzogen werden, die tatsächlich beeinflussbar sind. Beim VNB-Benchmarking könnte als Alternative geprüft werden, ob ggfs. Korrekturen bei den Vergleichsparametern zu einem unverzerrten Effizienzvergleich führen können. Bei Einbezug der Redispatchkosten in den Benchmark und einer Anpassung der Parameter würden dann sämtliche Redispatchkosten weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.

Beim Effizienzvergleich der ÜNB im Wege der Referenznetzanalyse hat sich bereits gezeigt, dass eine sachgerechte Berücksichtigung von Redispatch kaum möglich ist. Insbesondere bei solchen methodischen Ansätzen, die historische Pfadabhängigkeiten der Netzentwicklung und die Veränderungen der Versorgungsaufgabe ignorieren, können deutliche Verzerrungen zwischen den Netzbetreibern auftreten.

Fazit

Den Bedenken von Consentec zu den Herausforderungen bei der Effizienzbewertung ist zuzustimmen. Insbesondere wären hohe Zufälligkeiten zu befürchten, die zu unsachgemäßen Verzerrungen beim Effizienzvergleich führen können und die es daher zu vermeiden gälte.

4. Fazit

Consentec hat mit der Darstellung denkbarer Ansätze einen wertvollen Impuls für die weitere Diskussion um die regulatorische Abbildung der Kosten des Engpassmanagements geliefert. Deutlich wird, dass eine sachgerechte Kostenabbildung mit einem ausgewogenen Anreizmechanismus, welche die in hohem Maße die EPM-Kosten treibenden exogene Einflussfaktoren und damit die tatsächliche Beeinflussbarkeit von Kosten berücksichtigen, nicht ohne Weiteres zu finden ist und eine konkrete Ausgestaltung aller angerissenen Modelle mit großen Problemen behaftet sein dürfte.

Bei einzelnen Ansätzen bestehen Zweifel, ob eine sachgerechte Parametrierung und rechtskonforme Umsetzung überhaupt möglich ist, insbesondere, wenn die EPM-Kostenpositionen gesamthaft betrachtet werden.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW vor, zur Gewährleistung eines effizienten Redispatch das bereits vorhandene Instrumentarium einer Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV zu nutzen. In diesem Rahmen können qualifizierte und ggf. zertifizierte Prozesse festgelegt werden, bei deren Einhaltung die zeitnahe Berücksichtigung der exogen getriebenen Kostenänderungen für die Netzbetreiber sichergestellt wäre. Über eine solche Verfahrensregulierung bestünde zudem die Möglichkeit, in Abwägung zwischen Regulierungsaufwand und Nutzen weitere Anreizmechanismen zu implementieren.

Diesbezüglich sollten sich die Überlegungen auf die Kostenblöcke konzentrieren, die zweifelsfrei durch die Netzbetreiber beeinflussbar sind und auch nur dafür geeignete Anreizmodelle gesucht werden.

Ansprechpartner:

Dr. iur. Michael Koch
Telefon: +49 30 300199-1530
michael.koch@bdew.de

Jan Kiskemper
Telefon: +49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de