

Stellungnahme

Bewertung möglicher Anreiz- mechanismen für Engpass- management-Kosten

BMWi-Branchendialog zur Weiterentwicklung
der Anreizregulierung am 29. August 2019

Berlin, 23. September 2019

Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung	3
2. Allgemeine Anmerkungen	3
3. Bewertung der EPM-Anreizmechanismen für ÜNB	5
3.1. Modell 1: Budget für Engpasskosten	5
3.2. Modell 2: Referenzpfad und Sliding-Scale-Mechanismus für Engpasskosten	6
3.3. Modell 3: Selbstbehalt bei Engpasskosten mit Ausschüttung	7
3.4. Zu den Fragen von Consentec	9
4. Bewertung der EPM-Anreizmechanismen für VNB	10
4.1. Zu den Spezifika der Engpasskosten bei den VNB	10
4.2. Aufnahme der Engpasskosten in den Effizienzvergleich (Frontier)	11
4.3. Differenzierte Betrachtung einzelner Kostenpositionen	13
4.4. Korrektur der Leistungsparameter (Netze BW)	13
4.5. Zu den Fragen von Frontier	15
5. Fazit	18

1. Vorbemerkung

Bereits mit seiner Stellungnahme vom 5. August 2019 hat der BDEW erörtert, welche Kosten bei den Netzbetreibern durch das Engpassmanagement (EPM) entstehen – Kosten für den finanziellen Ausgleich, für den bilanziellen/energetischen Ausgleich, für Ausgleichsenergie bei Prognosedifferenzen und für Implementierung und Betrieb – und deren Beeinflussbarkeit kritisch hinterfragt. Der BDEW knüpft mit dieser Stellungnahme an seine bisherigen Ausführungen an und spricht sich – ohne diese hiermit zu wiederholen – für deren Berücksichtigung in der weiteren Modelldiskussion aus.

Ebenso hält der BDEW seine bereits geäußerte Kritik an den am 21. Mai 2019 von Consentec vorgetragenen „Ansätzen für spezifische Anreize zur Absenkung der auf Flexibilitätsbeschaffung bezogenen Engpassmanagement-Kosten“ aufrecht. Eine Bewertung im Einzelnen hat der BDEW ebenfalls in seiner Stellungnahme vom 5. August 2019 vorgenommen.

Leider nicht vollständig nachvollziehbar ist, welche Rückschlüsse das BMWi aus der Kommentierung des BDEW gezogen hat, ebenso wenig, ob bzw. inwieweit die im Mai 2019 präsentierten Ansätze neben den nun am 29. August 2019 vorgestellten weiterverfolgt werden. Der BDEW bittet insoweit um eine transparentere Darstellung der Entscheidungsfindungsprozesse innerhalb des BMWi.

2. Allgemeine Anmerkungen

Allen bislang – sowohl am 21. Mai als auch am 29. August 2019 – vorgestellten Ansätzen ist gemein, dass sie zu unkonkret sind, um die Umsetzbarkeit, die Anreizwirkungen und die Ergebnismwirkungen abschließend bewerten zu können. Aufgrund der nur stichpunktartigen Beschreibung sind viele für die Bewertung relevanten Aspekte noch unklar. Eine detaillierte Ausgestaltung und Klärung offener Fragen ist daher zwingend erforderlich.

Bei den einzelnen Ansätzen bestehen grundsätzlich Zweifel, ob eine sachgerechte Parametrierung und rechtskonforme Umsetzung überhaupt möglich ist. Schwierigkeiten sieht der BDEW hierbei in erster Linie bei der Bestimmung und angemessenen Berücksichtigung der exogenen Einflussfaktoren.

Deutlich gemacht wurde bereits in dem Gespräch am 29. August 2019, dass es nicht zu Fehlansätzen dergestalt kommen darf, dass eine netzbetreiberindividuelle Optimierung auf Kosten anderer Netzbetreiber oder der Systemsicherheit erfolgt. Dieser Aspekt bezieht sich auf die notwendige Kooperation der Netzbetreiber, sowohl zwischen den ÜNB als auch zwischen den VNB und schließlich auch zwischen ÜNB und VNB. Der BDEW betont diesen Gesichtspunkt an dieser Stelle noch einmal ausdrücklich.

Eine separate Betrachtung verschiedener Modelle für die ÜNB einerseits und die VNB andererseits erachtet der BDEW grundsätzlich als sachlich nachvollziehbar. Zwingend ist jedoch zu gewährleisten, dass die jeweiligen Modelle und deren Auswirkungen für alle Netzbetreiber transparent sind und systematische Benachteiligungen verhindert werden. Differenzierte Ansätze für ÜNB und VNB dürfen sich keinesfalls nachteilig auf die notwendige Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB auswirken und auch nicht zu gegenläufigen Anreizen führen.

Das BMWi sieht es als vordringlich an, stärkere Anreize für ein effizientes Engpassmanagement zu setzen. Dieses Ziel ist für den BDEW grundsätzlich nachvollziehbar. Effizienzziele müssen jedoch so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen Maßnahmen erreichen und übertreffen kann (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG). Hierzu zählt auch ein ausgewogenes Verhältnis von Chancen und Risiken. Würden Effizienzvorgaben eingeführt, die letztlich für die Netzbetreiber unerreichbar wären und auch nicht übertroffen werden könnten, läge darin ein klarer Verstoß gegen die gesetzlichen Regelungen des EnWG. Der Grundsatz aus § 21a Abs. 4 EnWG, dass Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind, ist analog auch auf Kosten für Engpassmanagement anzuwenden.

Von den BMWi-Gutachtern wurden in den Modellansätzen die Engpasskosten bzw. Engpassmanagementkosten nur als ein Gesamtblock betrachtet. Dieser Block setzt sich zusammen aus dem finanziellen Ausgleich, dem bilanziellen/energetischen Ausgleich, der Ausgleichsenergie bei Prognosedifferenzen sowie der Implementierung und Betrieb. Aufgrund der Unterschiede in Kostenvolumen, Planbarkeit, Beeinflussbarkeit und angestrebter Anreizwirkung sollten diese Kostenblöcke auch differenziert betrachtet und dementsprechend regulatorisch unterschiedlich behandelt werden. Auch im bisherigen Regime werden nicht alle Kosten des Engpassmanagements als dnbK behandelt. So unterliegen die laufenden Betriebskosten für die Planung, Umsetzung und Abrechnung dem Budgetprinzip, so dass die tendenziell steigenden Kosten i. d. R. zu Lasten der Netzbetreiber gehen (kein ausgewogenes Chance-Risiko-Verhältnis).

Aus Sicht des BDEW kann zum jetzigen Zeitpunkt konstatiert werden, dass aufgrund der begrenzten Beeinflussbarkeit und der hohen Volatilität ein reines Budgetprinzip für Engpassmanagement-Kosten sowohl für ÜNB als auch für VNB absolut ungeeignet ist und die Unternehmen damit einem hohen Risiko ausgesetzt wären, das diese nicht beeinflussen können.

3. Bewertung der EPM-Anreizmechanismen für ÜNB

Die Bewertung der von den Gutachtern vorgeschlagenen Modelle erfolgt anhand der nachfolgenden Kriterien:

- Beeinflussbarkeit (exogene Faktoren eliminieren)
- Erreichbarkeit der gesetzten Anreizvorgaben
- Keine Gefährdung der Systemsicherheit
- Keine Fehlanreize
 - Keine Optimierung zu Lasten anderer Netzbetreiber (DE-Optimum)
 - Keine Optimierung zu Lasten des Netznutzers
- Mindestens angemessene Risiko-/Chancenexposition
- Mindestens ausgewogenes Risiko-/Chancenverhältnis
- Praktikabilität, Umsetzbarkeit

Für eine eingehende Analyse und Bewertung der Modelle sind weitere Angaben und Klarstellungen notwendig. Die Stellungnahme enthält deshalb nur eine vorläufige Bewertung.

3.1. Modell 1: Budget für Engpasskosten

Kernelement des Modell 1 ist eine unternehmensindividuelle Prognose zur Höhe der erlaubten/effizienten Kosten für das Engpassmanagement eines ÜNB über eine gesamte Regulierungsperiode. Die Prognose basiert auf einer Extrapolation historischer Kosten und der Berücksichtigung erwarteter Wirkungen vorhersehbarer Einflussfaktoren. Über das Budget für Engpasskosten werden starke Anreize zur Absenkung der Engpasskosten gesetzt.

Der Ansatz geht nicht weiter darauf ein, wie die unbestrittenen Probleme bei der Prognose von Engpassmanagement (u. a. Volatilität) gelöst werden können. Die komplexen Wirkungszusammenhänge zwischen Ursachen, Maßnahmen und Wirkungen werden ausgeblendet.

Vorläufige Bewertung:

- Beeinflussbarkeit
 - Kurzfristige/einmalige (seltener als 1 Mal pro Regulierungsperiode) Ereignisse, die starken Einfluss auf das Redispatch-Niveau haben, werden nicht berücksichtigt.
 - Wesentliche vorhersehbare Einflussfaktoren sind nicht über einen Zeithorizont von 5 Jahren bestimmbar bzw. mit hohen Planungsunsicherheiten verbunden.
 - Wesentliche Treiber für Redispatch-Kosten sind exogen beeinflusst (u. a. Wetter, KW-Verfügbarkeit, Marktpreise, unverschuldete Verzögerung Netzausbau).
- Erreichbarkeit
 - Aufgrund der stochastischen Einflussgrößen ist die Erreichbarkeit zufällig (5-Jahreszeitraum ist zu kurz für „Ausmittlung“; ist Ausmittlung überhaupt möglich?).
 - Sehr stark abhängig vom Budget.

- Keine Gefährdung der Systemsicherheit
 - Starker Druck auf Systemführung zu Lasten der Systemsicherheit.
- Keine Fehlanreize
 - Keine Optimierung zu Lasten anderer ÜNB (DE-Optimum)
 - Mit Bezug zu ÜNB-individuellen Kosten werden Fehlanreize gesetzt.
 - Keine Optimierung zu Lasten des Netznutzers
 - Fehlanreiz zur Basisjahroptimierung sowie Modellannahmen für die Budgetermittlung.
 - Netzausbau würde zu geringerem Redispatch-Budget führen – Anreiz für verzögerten Netzausbau bis nach der Budgetfestlegung wird geschaffen.
- Mindestens angemessene Risiko-/Chancenexposition (absolute Höhe von Chancen/Risiken)
 - Maximale Risikoexposition für ÜNB und Netznutzer.
 - Netzbetreiber mit hohen absoluten Niveaus an Redispatch sind den Risiken grundsätzlich am stärksten ausgeliefert.
- Praktikabilität
 - Budgetbestimmung maximal kompliziert, Istkosten-Bestimmung (z. B. Kostenteilung), Budgetanpassung.

3.2. Modell 2: Referenzpfad und Sliding-Scale-Mechanismus für Engpasskosten

Im Modell 2 wird das Gesamtbudget für Engpasskosten in einer Regulierungsperiode aus Modell 1 zunächst aufgeteilt in Jahresbudgets („Referenzpfad“). Die Wirkung wäre grundsätzlich die gleiche wie in Modell 1: dem einzelnen ÜNB wird ein Anreiz zur Absenkung der Engpasskosten gegenüber dem Referenzpfad (Jahreswert) gesetzt. Zur Dämpfung der Wirkung sollen aber die Abweichungen der Ist-Kosten von den Referenzwerten nur anteilig abgebildet werden („Sliding Scale Mechanismus“). Je nach Höhe des pauschalen Aufteilungsfaktors würden Kostenänderungen irgendwo zwischen 0% und 100% berücksichtigt.

Vorläufige Bewertung:

- Beeinflussbarkeit
 - Kurzfristige/einmalige (seltener als 1 Mal pro Regulierungsperiode) Ereignisse, die starken Einfluss auf das Redispatch-Niveau haben, werden nicht berücksichtigt. Oder fällt das unter fallbezogene Anpassungen?
 - Wesentliche vorhersehbare Einflussfaktoren sind nicht über einen Zeithorizont von 5 Jahren bestimmbar.
 - Wesentliche Treiber für Redispatch-Kosten sind exogen beeinflusst (u. a. Wetter, KW-Verfügbarkeit, Marktpreise, unverschuldete Verzögerung Netzausbau).
- Erreichbarkeit

- Aufgrund der stochastischen Einflussgrößen ist die Erreichbarkeit zufällig (5-Jahreszeitraum ist zu kurz für „Ausmittlung“, ist Ausmittlung überhaupt möglich?).
- Sehr stark abhängig vom Budget.
- Keine Gefährdung der Systemsicherheit
 - Starker Druck auf Systemführung zu Lasten der Systemsicherheit.
- Keine Fehlanreize
 - Keine Optimierung zu Lasten anderer ÜNB (DE-Optimum).
 - Mit Bezug zu ÜNB-individuellen Kosten werden Fehlanreize gesetzt.
 - Keine Optimierung zu Lasten des Netznutzers.
 - Abhängig von der Gestaltung gibt es einen Fehlanreiz zur Basisjahroptimierung sowie Modellannahmen für die Budgetermittlung.
 - Netzausbau würde zu geringerem Redispatch-Budget führen – Anreiz für verzögerten Netzausbau bis nach der Budgetfestlegung wird geschaffen.
- Mindestens angemessene Risiko-/Chancenexposition (absolute Höhe von Chancen/Risiken)
 - Risikoexposition abhängig von Parametrierung für ÜNB und Netznutzer.
 - Netzbetreiber mit hohen absoluten Niveaus an Redispatch sind den Risiken grundsätzlich am stärksten ausgeliefert.
- Mindestens ausgewogenes Risiko-/Chancenverhältnis (Symmetrie von Chancen und Risiken)
 - Abhängig vom Sliding Scale Mechanismus.
- Praktikabilität
 - Budgetbestimmung maximal kompliziert, Ist-Kosten-Bestimmung (z. B. Kostenteilung), Budgetanpassung.

3.3. Modell 3: Selbstbehalt bei Engpasskosten mit Ausschüttung

Das Modell 3 beinhaltet offensichtlich eine Weiterentwicklung des am 21. Mai 2019 präsentierten Modells „Selbstbehalt mit pauschaler Rückerstattung“. Über alle ÜNB würden die Engpasskosten in Summe gedeckt, über den Ausschüttungsschlüssel aber unternehmensbezogenen Unterdeckungen und Überdeckungen akzeptiert. Damit würden starke unternehmensindividuelle Anreize gesetzt, da jede Ausschüttung zu Lasten der anderen ÜNB ginge.

Vorläufige Bewertung:

- Beeinflussbarkeit
 - Wesentliche Treiber für Redispatch-Kosten sind exogen beeinflusst (u. a. Wetter, KW-Verfügbarkeit, Marktpreise, unverschuldete Verzögerung Netzausbau).
 - Umsetzung der Maßnahmen (WAFB, Netzausbau, INB HGÜ) sind nicht (vollständig) durch ÜNB beeinflussbar.
- Erreichbarkeit

- Spitzenkappung führt zu einer Nicht-Erreichbarkeit eines Selbstbehaltes von NULL.
- Rechtliche Zulässigkeit – Anreize/Maßnahmen müssen erreichbar und ggf. auch übertreffbar sein. Ein Modell, in dem es nur einen Malus gibt, ist rechtlich unzulässig.
- Aufgrund der stochastischen Einflussgrößen ist die Erreichbarkeit zufällig.
- Erreichbarkeit eines Bonus ist an die Zielerreichung anderer ÜNB gebunden.
- Keine Gefährdung der Systemsicherheit
 - Druck auf Systemführung zu Lasten der Systemsicherheit (u. a. Freischnittplanung).
- Keine Fehlanreize
 - Keine Optimierung zu Lasten anderer ÜNB (DE-Optimum).
 - Mit Bezug zu ÜNB-individuellen Kosten werden Fehlanreize gesetzt.
 - Umsetzung von Maßnahmen kann zu Lasten anderer ÜNB gehen (z. B. Freischnittplanung).
 - Keine Optimierung zu Lasten des Netznutzers.
 - Umsetzung von Maßnahmen u.U. nicht kosteneffizient (starker Druck zur fristgerechten Umsetzung).
 - Erpressbarkeit der ÜNB ggü. Grundstückseigentümern, Bürgerinitiativen, Zulieferern, Dienstleistern und anderen Betroffenen steigt.
 - Definition der Maßnahmen und Gewichtung muss nach Kriterium der Kosteneffizienz ex ante erfolgen.
- Mindestens angemessene Risiko-/Chancenexposition (absolute Höhe von Chancen/Risiken)
 - Risikoexposition abhängig von Parametrierung (Höhe des Selbstbehaltes) für ÜNB und Netznutzer.
 - Das Risiko ist umso höher je höher das absolute Niveau des Redispatches ist. Netzbetreiber mit geringen Redispatch-Kosten erhalten auf der anderen Seite eine Chance ohne Risiko.
- Mindestens ausgewogenes Risiko-/Chancenverhältnis (Symmetrie von Chancen und Risiken)
 - Modell bietet ungleich geringe Chancen ggü. Risiken für ÜNB mit hohen RD-Kosten (Asymmetrie), vice versa.
 - Über alle 4 ÜNB kann keine Chance generiert werden, widerspricht ARegV Logik.
- Praktikabilität
 - Ist-Kosten-Bestimmung (z. B. Kostenteilung, Abgrenzung).
 - Ausarbeitung Maßnahmenplan, der z. B. Vergleichbarkeit zwischen ÜNB und Maßnahmen und Kosteneffizienz gewährleistet, ist sehr komplex.
 - Objektive Bewertung der Umsetzung der Maßnahmen.

3.4. Zu den Fragen von Consentec

3.4.1. Grundsätzliche Machbarkeit/Bewertung dieser Optionen?

→ Bevorzugung technologieutraler vs. -spezifischer Ansätze?

→ Erreichbarkeit eines angemessenen Chancen-/Risikoprofils?

Ein angemessenes Chance-/Risikoprofil wäre ggf. dann erreichbar, wenn sich die Anreizmechanismen auf die tatsächlich beeinflussbaren Kostenblöcke ohne hohe Volatilität beschränken würden.

3.4.2. Umsetzbarkeit der Optionen

im Hinblick auf Anforderungen an

- die Zuordnung der Engpasskosten zu den ÜNB
- die Festlegung von Budgets/Referenzpfaden und Anreizfunktionen bzw. Selbstbehalt und Ausschüttungsschlüssel.

Es bestehen grundlegende Bedenken dahingehend, ob die vorgestellten Ansätze zu einem praktikablen und sachgerechten Modell ausgestaltet werden können. Weder zur Erstellung von Budget-/Referenzwertvorgaben, noch zur Ausgestaltung eines Ausschüttungsschlüssels liegen erfolgversprechende Ansätze vor, die der Komplexität des Engpassmanagements heute und zukünftig gerecht werden können.

3.4.3. Welche sonstigen Optionen sind denkbar?

Denkbar ist eine Verfahrensregulierung auf Basis etablierter Prozesse.

4. Bewertung der EPM-Anreizmechanismen für VNB

4.1. Zu den Spezifika der Engpasskosten bei den VNB

Die EPM-Kosten sind bei den VNB im Verhältnis zu den Gesamtkosten deutlich geringer als bei den ÜNB. Den Gesamtkosten der VNB von ca. 19 Mrd. € jährlich stehen aktuell Einspeisemanagement-Kosten der VNB von ca. 100 Mio. € gegenüber. Dieser Betrag ist niedrig im Vergleich zu den Gesamtkosten und zu den EPM-Kosten der ÜNB, für einzelne VNB können jedoch gleichwohl sehr starke Belastungen resultieren.

Anders als bei den ÜNB führen derzeit nicht alle, sondern etwa 12 bis 20 der etwa 900 VNB eigene Engpassmanagementmaßnahmen durch. Zwischen den betroffenen VNB gibt es dabei jedoch auch große Unterschiede und Heterogenität. Weitere VNB führen Engpassmanagementmaßnahmen zur Unterstützung vorgelagerter Netzbetreiber durch. Die Anzahl der insgesamt betroffenen VNB wird zwar ab dem 1. Oktober 2021 durch die Änderungen des NABEG 2.0 („Redispatch 2.0“) steigen, aber die großen Unterschiede nicht nivellieren.

Nicht übersehen werden darf, dass ein Großteil des in einem Verteilernetz durchgeführten Engpassmanagements nicht in diesen Netzen verursacht wird. Ursache sind häufig Netzengpässe im Übertragungsnetz. Ein weit geringerer Anteil sind Engpässe in anderen Verteilernetzen.

Das Engpassmanagement unterliegt bei ÜNB und VNB einer hohen Volatilität. Unter anderem wegen des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien (Ziel: 65 % bis 2030) kann eine Vorhersage über die Zu- oder Abnahme von Engpassmanagement-Maßnahmen nicht getroffen werden. Für die einzelnen Netzbetreiber und die einzelnen Jahre sind Prognose- oder Referenzwerte nicht sachgerecht ermittelbar, bei den VNB noch weniger als bei den ÜNB.

Ein Budgetprinzip für EPM-Kosten ist aus den vorgenannten Gründen gänzlich ungeeignet. Bei einer Fixierung eines Vergangenheitswertes (Basisjahr) für mehrere Jahre (Regulierungsperiode) wäre dieses Kostenbudget i. d. R. nur im Ausnahmefall erreichbar oder übertreffbar. Das Chancen/Risiko-Profil ginge einseitig zu Lasten der Netzbetreiber mit entsprechenden Fehlanreizen zur strikten Vermeidung von Engpassmanagement. Dies würde die notwendige Kooperation mit den ÜNB oder anderen VNB erheblich erschweren. Aus diesem Grund sind nur regulatorische Ansätze mit einer jährlichen Anpassung der EPM-Position sinnvoll.

Bei der Diskussion von Regulierungsansätzen für EPM-Kosten dürfen die Prozesskosten für die Implementierung und Abwicklung nicht außer Acht gelassen werden. Der BDEW hat hierauf sowohl im BMWi-Branchendialog als auch im vorgeschalteten Brainstorming-Termin des BMWi am 27. Februar 2019 hingewiesen. Es überrascht, dass in den Darstellungen und Lösungsansätzen der BMWi-Gutachter diese Abwicklungskosten unberücksichtigt bleiben.

Abwicklungskosten unterliegen dem Budgetprinzip, d. h. die Kosten gehen in den Effizienzvergleich ein und Kostensteigerungen innerhalb einer Regulierungsperiode gehen vollständig zu Lasten der Netzbetreiber. Durch das NABEG 2.0 müssen zum 1. Oktober 2021 mehr Erzeugungsanlagen und alle VNB die neuen Prozesse für das Engpassmanagement implementieren. Der Abwicklungsaufwand bei den VNB wird demzufolge weiter steigen. Nur für die bis

zum 1. Oktober 2021 entstehenden Implementierungskosten des Redispatch 2.0 („Vorbereitung der Umsetzung der Änderungen in den §§ 13, 13a und 14 Absatz 1c EnWG“ durch das NABEG 2.0) gibt es eine Abbildung über das Regulierungskonto gemäß § 34 Abs. 15 ARegV.

Der Übergang zum Redispatch 2.0 erfolgt am 1. Oktober 2021 und damit mitten in der laufenden dritten Regulierungsperiode (2019-2023). Zur Vermeidung von Brüchen, Mehrfachregulierung und Regelungslücken sollte unabhängig vom präferierten Anreizmechanismus dieser nur geordnet zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode, d. h. frühestens zum 1. Januar 2024 installiert werden. Für den Übergangszeitraum ab Oktober 2021 muss eine geeignete Übergangsregelung verankert werden, um Regelungslücken und erhebliche Kostenrisiken nach Auslaufen der bestehenden EinsMan-Regelung zu vermeiden. Es ist nachvollziehbar, dass diese Übergangsphase nicht im Fokus des BMWi-Branchendialogs steht. Deshalb sollte die derzeit bestehende Systematik (dnbK für EinsMan) fortgeschrieben und rechtssicher verankert werden.

Die Höhe der EPM-Kosten im Verteilernetz wird wesentlich von exogenen Faktoren bestimmt:

- Das Auftreten von EPM an sich (und damit auch weitgehend die Höhe der abzuregelnden Leistung) wird wesentlich durch den Netzausbauzustand und die lokale Netztopologie bestimmt. Die Möglichkeiten des VNB hier mittelfristig (d. h. vor allem auch im Verlauf einer Regulierungsperiode) Einfluss zu nehmen, sind situativ sehr unterschiedlich. Gerade dann, wenn nach Ausnutzung aller Optimierungsmöglichkeiten des Bestandsnetzes Netzausbau durchgeführt werden muss, bestimmen vor allem in der Hochspannung insbesondere die teils sehr langen und immer häufig auch verzögerten behördlichen Genehmigungsverfahren die Handlungsmöglichkeiten.
- Die konkreten Kosten des EPM hängen darüber hinaus an weiteren kurzfristig nicht beeinflussbaren Komponenten. Zum einen ist die Menge, die sich u. a. aus der Häufigkeit des Engpasses und damit der Anzahl der durchzuführenden Maßnahmen ergibt, stark wetterabhängig (z. B. starkes Windjahr vs. Flautejahr) und damit sehr volatil. Zum anderen ist auch die Preiskomponente durch nicht beeinflussbare Faktoren geprägt. So hat ein VNB keinen Einfluss darauf, welchem Förderregime die EE-Anlagen in seinem Netzgebiet unterliegen (und damit, welche Entschädigungszahlung er zu leisten hat), genauso wenig kann der genaue Zeitpunkt und damit der jeweilige Marktpreis für die Beschaffung der Energie für den bilanziellen Ausgleich beeinflusst werden.

4.2. Aufnahme der Engpasskosten in den Effizienzvergleich (Frontier)

Anders als bei den ÜNB erscheint eine Anreizsetzung auf Engpassmanagement über den Effizienzvergleich bei den VNB grundsätzlich möglich.

Jede ökonomisch sinnvolle Ausgestaltung der Anreizsetzung auf die EPM-Kosten hängt jedoch wesentlich davon ab, inwiefern die Höhe der Kosten durch die VNB beeinflusst werden kann. So ist es aus volkswirtschaftlicher Perspektive geboten, dass weitestgehend nur endogene Risiken an die VNB als Anreize übertragen werden.

Die von den BMWi-Gutachtern vorgeschlagene Abbildung von EPM im Effizienzvergleich durch Einbeziehung der Kosten wäre machbar, aber wegen der hohen Volatilität (Standardisierung notwendig) sowie der nicht berücksichtigungsfähigen exogenen Faktoren (auf Preiskomponente, weitgehend auch auf Mengenkomponekte) in Kombination mit einer starken Heterogenität der Betroffenheit der einzelnen VNB problematisch.

Die Beeinflussbarkeit der EPM-Kosten ist je nach Einzelfall situativ sehr unterschiedlich und hängt stark von den individuellen Gegebenheiten, u. a. dem konkreten Netzausbauzustand und der regionalen Netztopologie ab. Dies erschwert es, das Ziel einer Übertragung überwiegend endogener Risiken auf die VNB zu erreichen. Auch auf der Verteilernetzebene unterliegt der Netzausbau stark exogenen Einflüssen (z. B. Genehmigungsverfahren für HS-Leitungen).

Bei der Übernahme der EPM-Kosten in den Effizienzvergleich besteht daher die Gefahr, dass Risiken aus kurz- bis mittelfristig nicht beeinflussbaren Kostenanteilen an einzelne VNB übertragen werden. Es müsste unbedingt ein geeigneter Ansatz gefunden werden, um dies separat zu korrigieren. Wie diese Korrektur konkret aussehen könnte, ist in der bisherigen Diskussion allerdings nicht deutlich geworden.

Die resultierenden Auswirkungen des Vorschlags auf die Effizienzwerte der VNB sind derzeit unklar und nicht kalkulierbar. Nicht akzeptabel wäre, wenn ein relativ geringer Umfang von Maßnahmen des EPM zu einer merklichen Absenkung der Effizienzwerte von betroffenen VNB führen würde, da der größte Teil der Kosten auf exogenen Faktoren beruht.

Insgesamt heißt das also, dass eine um exogene Effekte unkorrigierte Aufnahme der EPM-Kosten in den Effizienzvergleich die von Frontier beschriebene Asymmetrie zwar ein Stück weit auflösen würde, aber neue Verzerrungen zu Ungunsten der besonders betroffenen Unternehmen erzeugen könnte.

Durch den Vergangenheitsbezug des Effizienzvergleichs (Kosten und Strukturdaten des Basisjahres) würde die künftige Entwicklung des Engpassmanagements (tendenzieller Zuwachs bei weiterem Ausbau der Erneuerbaren Energien) nicht abgebildet (kein ausgewogenes Chance-Risiko-Profil). Zur Abbildung der Kostenentwicklung wäre deswegen eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich nur denkbar in Kombination mit einer Festlegung von volatilen Kostenanteilen. Dadurch würden jedoch nur Chance und Risiko aus Kostenänderungen reduziert, die weiteren genannten Probleme blieben ungelöst.

Zur Stärkung von Anreizen und damit Netzbetreiber von Kostensenkungen profitieren können, schlagen die BMWi-Gutachter eine anteilige Berücksichtigung in den volatilen Kostenanteilen vor („Sliding Scale Ansatz“). Dies würde letztendlich pauschal eine anteilige Beeinflussbarkeit der EPM-Kosten unterstellen, ohne die tatsächliche Beeinflussbarkeit zu berücksichtigen. Die Heterogenität, die externen Einflussfaktoren und die fehlende Planbarkeit würden mit einem Sliding Scale Ansatz nicht ausreichend abgebildet, sondern nur die Wirkungen pauschal gedämpft. Auch mit einem Sliding Scale Ansatz wäre eine vollständige Refinanzierung effizienter EPM-Kosten nicht sichergestellt. Der von den BMWi-Gutachtern verwendete Begriff eines „Gewinnteilungsfaktors“ ist irreführend, eher – sofern überhaupt erforderlich – könnte von einem „Risikoteilungsfaktor“ gesprochen werden.

Bei einer Aufnahme von EPM-Kosten in den Effizienzvergleich würden starke Anreize zur unternehmensindividuellen Senkung dieser Kosten („Selbstoptimierung“) gesetzt. Im Ergebnis würde die erforderliche Kooperation beim Engpassmanagement zwischen den VNB sowie mit den ÜNB erheblich erschwert und damit ein gesamtwirtschaftliches Optimum verhindert.

Eine Berücksichtigung von Kostenänderungen über volatile Kostenanteile (vollständig oder anteilig über einen Sliding-Scale-Mechanismus) würde diese Fehlanreize zur Selbstoptimierung nicht beseitigen.

4.3. Differenzierte Betrachtung einzelner Kostenpositionen

Eine Aufschlüsselung der einzelnen Kostenpositionen, die im Redispatch-Prozess entstehen erscheint aus den o. g. Gründen sachgerecht. Diese Kostenpositionen müssen differenziert betrachtet und auf ihre Beeinflussbarkeit durch den VNB untersucht werden. So könnte erwogen werden, die Ausgleichsenergiekosten, die über gute Prognosen bei Verfügbarkeit der für einen effizienten Redispatch-Prozess nötigen Daten (Fahrpläne der EIV) beeinflussbar sein könnten, über das Budgetprinzip zu erfassen und damit geringe Kosten und gute Prognosen anzureizen. Im Vergleich dazu kann eine Beeinflussbarkeit bei den weiteren Kostenpositionen für den finanziellen und den bilanziellen Ausgleich nicht gesehen werden.

4.4. Korrektur der Leistungsparameter (Netze BW)

Kern des Vorschlags von Netze BW ist die Berücksichtigung von Engpassmanagement im Effizienzvergleich nicht auf der Inputseite (Kosten), sondern durch eine Korrektur der Strukturparameter.

Die Korrektur der Strukturparameter durch einen Wert, der einen etwaig geringeren Netzausbau über die in den Effizienzvergleich einbezogene Abregelungsleistung abbildet, scheint zunächst eine zu diskutierende Option, die es weiter auszugestalten gilt. Vorteilhaft hierbei ist sicherlich, dass auf der Input-Seite die aus o. g. Gründen schwerlich als beeinflussbar zu bezeichnenden Kosten (weiterhin) nicht berücksichtigt würden und stattdessen eine Korrektur auf der Output-Seite wirken soll. Auch hier würde somit nicht komplett aufgelöst, dass für die Entstehung von Engpassmanagementkosten weiterhin nicht nur der VNB verantwortlich ist. Zum Teil wirkt zudem in der Logik entgegen, dass Netzbetreiber mit einer Entscheidung für einen Netzausbau ohne Engpassmanagement und entsprechenden höheren benchmarkrelevanten Kosten auch höhere Strukturparameter über die Berücksichtigung der Leitungslänge (derzeit: 4 von 9 Outputparameter) verzeichnen könnten.

Da in dem vorgestellten Vorschlag zudem der hierdurch korrigierte Effizienzwert auf die gesamten beeinflussbaren Kosten (bK) des Netzbetreibers wirkt, wäre eine sachgerechte und sorgfältige Parametrierung erforderlich. Zu diskutieren wäre, ob andere Parameter als die Differenz aus der maximal zeitgleich abgeregelten Leistung und der installierten Leistung geeigneter wären, da in anderen Zeiten des Jahres (deutlich) höhere Leistungen als zum Zeitpunkt

der maximalen zeitgleich abgeregelten Leistung übertragen würden (und das Netz und damit die Kostenposition diesen höheren Werten Rechnung trägt).

Beispielhaft finden sich nachfolgend weitere Alternativen zur Korrektur der installierten Leistung, die die Verzerrung im Effizienzvergleich eventuell sachgerechter aufheben könnten und analysiert werden sollten:

- 1) Zeitgewichtete Abschaltleistung über alle Maßnahmen

$$\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Abschaltdauer}_i * \text{Abschaltleistung}_i)}{8760h}$$

- 2) Durchschnittliche Abschaltleistung

$$\frac{\sum_{i=1}^n \text{Abschaltarbeit}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Maßnahmedauer}_i}$$

- 3) Korrektur des Leistungswertes um Verhältnis aus Abregelungsmenge und Einspeisemenge

$$P_{\text{Nenn}} * (\text{Abregelungsmenge} / \text{Gesamteinspeisemenge})$$

- 4) Korrektur des Netze-BW-Vorschlags ohne Berücksichtigung der Zeitdauer

Korrektur der maximalen Abschaltleistung: wieviel Leistung hätte maximal abgeschaltet werden müssen, wenn Einspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast erfolgt wäre

$$\text{Korrigierte max. Abschaltleistung} = \text{max Abschaltleistung} - (\text{JHL} - \text{Netzlast zum Zeitpunkt der max. Abschaltung})$$

Die Diskussion und Festlegung der konkreten Ausgestaltung der Korrektur von Parametern im Effizienzvergleich sollte im Rahmen der Kostentreiberanalyse im Vorfeld zur Strukturparameterfestlegung unter Einbindung der Branche geführt werden.

Eine Berücksichtigung von EPM im Effizienzvergleich durch eine Anpassung der Strukturparameter, könnte bei sachgerechter Parametrierung ggfs. einen zielführenden Ansatz darstellen, zumindest Teile der exogenen Kostentreiber ließen sich aus dem Anreizmechanismus heraushalten (z. B. die, die sich aus der Heterogenität der Entschädigungszahlungen, der Volatilität durch Wettereinflüsse oder der Volatilität der Marktpreise des energetischen Ausgleichs ergeben). Die Frage, inwieweit hier Netzbetreiber tatsächlich das grundsätzliche Auftreten von EPM beeinflussen können, kann aber auch hiermit nicht aufgelöst werden. Ferner wäre im Detail zu durchdenken, wie eine Korrektur einzelner Strukturparameter letztlich im multidimensionalen Benchmarking-Modell wirken würde.

Abgeleitet aus der heutigen Ausgestaltung des Benchmarkingmodells wurde in der Diskussion vorgeschlagen, eine Reduzierung der installierten Erzeugungsleistung um die maximale zeitgleich abgeregelte Leistung vorzunehmen. Neben der oben genannten Bewertung der Wechselwirkung mit der Gesamtheit der Strukturparameter im Benchmarking – VNB, die die ihnen gestellte Einspeiseaufgabe durch Netzausbau und ohne Engpassmanagement lösen können, haben zwar bei gleicher Höhe der die installierte dezentrale Erzeugung abbildenden Parameter mehr Kosten im Effizienzvergleich als VNB mit EPM, ggfs. aber auch höhere

Werte in anderen Output-Parametern (z. B. Netzlänge) – bedarf dieser Ansatz noch weiterer vertiefter Prüfungen.

So müsste u. a. untersucht werden, ob dieser Korrekturansatz tatsächlich repräsentativ die Netzleistungsfähigkeit wiedergibt (gerade auch bei Berücksichtigung des „Geistes“ des Spitzenkappungsansatzes, der ja diesbezüglich eher auf die ins System integrierbare erneuerbare Strommenge abzielt), mögliche Überlagerungen durch Sondereffekte berücksichtigt werden müssten (z. B. durch gewisse Mittelwertbildungen, da es diverse spezifische Gründe geben kann, dass ein einziger Viertelstundenwert nicht aussagekräftig ist) oder ggfs. andere Korrekturansätze deutlich zielführender sein könnten.

Grundsätzlich zu diskutieren bliebe, wie ein solcher Ansatz rechtlich verankert werden könnte. Ob in dem gewählten Ansatz eine konkrete Verankerung in den Bestimmungen bereits jetzt erfolgen kann, scheint rechtlich und inhaltlich fragwürdig. Nichtsdestotrotz halten wir diesen Vorschlag bei sachgerechter Umsetzung für denkbar und rechtlich umsetzbar.

Zur Kommentierung der Erstbewertung von Frontier zum Ansatz der NetzeBW scheinen einige Schlussfolgerungen überdies unklar bzw. nicht nachvollziehbar:

- Es ist nicht klar, warum dieser Ansatz nur auf EinsMan, nicht aber generell auf die Redispatch-Kosten wirken soll (Folie 10). Gerade hier läge ein Vorteil des Modells, da die Korrektur ausschließlich auf der Output-Seite wirkt und die Redispatch-Kosten unter Inklusion der vorherigen EinsMan-Kosten als dnbK-Position behandelt werden könnten.
- In Hinblick auf die genaue Parametrierung – siehe auch die vorstehenden Ausführungen – scheint auch die abgeregelte Menge nicht der ideale Output-Parameter zu sein.

4.5. Zu den Fragen von Frontier

Werden alternative Anreizsysteme gegenüber einer Integration in den Effizienzvergleich als vorteilhafter eingeschätzt – auch im Hinblick auf die Heterogenität der Kosten?

Mit einer Verfahrensregulierung könnte die Heterogenität und Beeinflussbarkeit besser abgebildet werden (vgl. BDEW-Stellungnahme vom 5. August 2019).

In erster Linie kann dabei auf die Einhaltung qualifizierter und gegebenenfalls zertifizierter Prozesse gesetzt werden, die eine effiziente operative Abwicklung konkreter Redispatch-Maßnahmen sicherstellen. Eine solche Verfahrensregulierung unter Anwendung des bestehenden § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV wird der Überschaubarkeit des Problems und der Zahl der betroffenen Unternehmen gerecht und lässt sich anhand von Stichproben überprüfen. Die entstehenden zukünftigen Redispatchkosten sollten bei Einhaltung der vorgeschriebenen Verfahrensschritte vollständig anerkannt, deren Nichteinhaltung entsprechend sanktioniert werden. Allein dies bietet schon Anreize zu einem angemessenen Umfang und einer effizienten Umsetzung des EPM.

Über eine solche Verfahrensregulierung besteht darüber hinaus die Möglichkeit, in Abwägung zwischen Regulierungsaufwand und Nutzen weitere Anreizmechanismen zu implementieren.

Diesbezüglich sollten sich die Überlegungen auf die Kostenblöcke konzentrieren, die zweifelsfrei zu weitüberwiegendem Teil durch die Netzbetreiber beeinflussbar sind. Eine frist- und qualitätsgerechte Datenbereitstellung aller beteiligten Akteure vorausgesetzt, könnte dies etwa bei der relativen Höhe der Ausgleichsenergiekosten gegeben sein, die über eine hohe Prognosegüte positiv beeinflusst werden kann.

Wird es gegenüber dem Budgetprinzip als vorteilhaft eingeschätzt, wenn die Kosten als volatile Kosten definiert werden? (ggf. erweitert mit Gewinnteilungsfaktoren?)

Aufgrund der Volatilität und dem tendenziellen Anstieg der EPM-Kosten ist das Budgetprinzip vollkommen ungeeignet. Mit einer Zuordnung zu volatilen Kostenanteilen könnten, eine treffgenaue Parametrisierung vorausgesetzt, Risiken aus exogen getriebenen kurzfristigen Kostenänderungen ein Stück weit verringert werden. Insbesondere ein Anstieg der Kosten innerhalb der Regulierungsperiode in Folge der EE-Ausbau dynamik und die Folgen der oben beschriebenen Unwägbarkeiten des Netzausbaus werden darüber allerdings nicht sachgerecht zu erfassen sein, so dass unkalkulierbare Risiken gerade bei den besonders betroffenen VNB verbleiben.

Bei einer vollständigen Weitergabe von Kostenänderungen über volatile Kostenanteile wäre eine Optimierung des Netzbetreibers nur über den Effizienzwert möglich. Deshalb ist es umso wichtiger, dass es im Effizienzvergleich zu keiner Verzerrung kommt, die aus exogenen Einflüssen resultiert.

Die Abbildung der Volatilität über die konkret von Frontier vorgeschlagenen Gewinnteilungsfaktoren erscheint insbesondere in der derzeitigen Situation, in der ein stetiger EE-Ausbau zur Erreichung der Klimaschutzziele unerlässlich ist, nicht geeignet. In den nächsten Jahren besteht eher der Trend zu steigenden EPM-Kosten, jeder Sliding Scale führt dann zu einem asymmetrischen Risiko für den Netzbetreiber (selbst wenn formal als Bonus / Malus System ausgestaltet).

Wird eine Durchschnittsbildung der historischen EPM-Kosten über mehrere Jahre für den Effizienzvergleich als angemessen eingeschätzt?

Eine Korrektur der Basisjahrwerte durch eine Durchschnittwertbildung mit vorherigen Jahren könnte zwar zu einem gewissen Grad die (z. B. wetter- oder marktentwicklungsbedingten) Volatilitäten abbilden. Die Heterogenität, die sich aus der regional unterschiedlichen Entwicklung des EE-Ausbaus im betrachteten Zeitraum ergibt und die situativ teils sehr unterschiedlichen, häufig geringen mittelfristigen Einflussmöglichkeiten der VNB, werden dadurch nicht adressiert.

In Konsequenz verbleiben nach wie vor gerade für die VNB, die einen starken Zubau von EE-Anlagen zu integrieren haben, nicht unerhebliche exogen getriebene Risiken.

Stellen sich bei den VNB, ähnlich wie bei den ÜNB, Herausforderungen der Zuordnung von Engpasskosten zwischen Netzbetreibern?

Ja, ähnlich wie bei ÜNB stellen sich auch bei den VNB Herausforderungen der Zuordnung von Engpassmanagement-Maßnahmen und EPM-Kosten.

Es drohen Fehlanreize zur Selbstoptimierung, die die erforderliche Kooperation der Netzbetreiber erschweren.

5. Fazit

Die Netzbetreiber befinden sich derzeit in der Umsetzung völlig neuartiger Redispatch-Prozesse, die eine neue Art der Zusammenarbeit der Netzbetreiber und Einsatzverantwortlichen bedeuten wird und deren Feinausgestaltung noch nicht absehbar ist. Darüber hinaus sind relevante Mengen und Kosten für die Redispatch-Prozesse heute sehr schwer abschätzbar und wie beschrieben kaum beeinflussbar. Eine Prognose basierend auf Vergangenheitswerten scheidet damit aus. In diesem Zusammenhang sollten auch die neuen Redispatch-Prozesse zunächst implementiert werden, die eine höhere Transparenz im Markt und bei den Netzbetreibern hervorbringen sowie Ansätze für verbesserte Prognosen entfalten können.

Auch daher empfiehlt es sich, zunächst eine an die heute geltenden Vorschriften angelehnte Regelung für die Übergangszeit der dritten Regulierungsperiode vorzusehen. Auch für die vierte Regulierungsperiode sollte erwogen werden, die Kosten zunächst als dauerhaft nicht beeinflussbar zu behandeln. Bereits in dem Auftaktgespräch des Branchendialogs am 21. Mai 2019 herrschte Einigkeit darüber, dass eine weitestgehende Behandlung der EPM-Kosten als beeinflussbar kaum vertretbar sei, da der Großteil der Kosten aufgrund exogener Einflussfaktoren nicht beeinflussbar ist. Vielmehr müsse man auch über volatile oder dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten mit Anreizmechanismen nachdenken. Hierüber könnten die verbleibenden Kosten mit einem bestimmten Grad an Beeinflussbarkeit einer regulatorischen Kontrolle unterzogen werden. Im Rahmen der nächsten Evaluierung der Anreizregulierung (31. Dezember 2023) könnte sodann nach Auffassung des BDEW eine neuerliche und auf Basis einer wesentlich robusteren Datengrundlage geführte Diskussion dieser Problemstellung diskutiert und begutachtet werden.

Alternativ könnte bereits zu Beginn der vierten Regulierungsperiode und unter Beibehaltung der Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten für die Übergangszeit der dritten Periode eine Verfahrensregulierung implementiert werden, bei der eine ex-post-Prüfung der Regulierungsbehörde auf effiziente Prozesse erfolgen könnte. Eine effiziente Durchführung von Redispatch-Maßnahmen wäre über die Verfahrensregulierung durch zusätzliche Überprüfungen und Sanktionsmöglichkeiten der Regulierungsbehörde gewährleistet.

Sofern eine Berücksichtigung einzelner Kostenpositionen außerhalb der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten vorgesehen wird, könnte erwogen werden, die Ausgleichsenergiekosten über das Budgetprinzip zu erfassen. Hierfür wären allerdings Datenlieferungen nötig, die derzeit für die Netzbetreiber noch nicht vorgesehen sind.

Theoretisch erscheint für die Verteilernetzbetreiber auch eine Berücksichtigung des EPM im Effizienzvergleich über eine Korrektur der Outputparameter möglich, bedarf aber ebenfalls weiterer Untersuchungen im Rahmen der Kostentreiberanalyse.

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