

Stellungnahme

Anreize auf das Engpass- management der VNB

BMW-Branchedialog Weiterentwicklung
ARegV, Fachgespräch am 11. Februar 2020

Berlin, 6. März 2020

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
Telefon +49 30 300 199-0
Telefax +49 30 300 199-3900
E-Mail info@bdew.de
www.bdew.de

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e. V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin
Telefon +49 30 58 580-0
Telefax +49 30 58 580-100
E-Mail info@vku.de
www.vku.de

1. Zusammenfassung

Die Verteilernetzbetreiber (VNB) halten an ihrer Kritik an der Einbeziehung von Engpassmanagementkosten (EPM-Kosten) in den Effizienzvergleich und deren Berücksichtigung als volatile Kostenanteile in den Erlösbergrenzen (Modell 3) fest. Eine Diskussion hierüber kann im Übrigen nur dann sinnvoll geführt werden, wenn dessen Ausgestaltung im Detail erläutert würde und damit dessen Funktionsweise genauer überprüfbar wäre.

Eine Prozessregulierung des Netzausbaus auf der Hochspannungsebene (Modell 1) wird nach wie vor als die sachgerechtere Lösung gesehen. Ziel ist es, den Netzausbau zu beschleunigen, um Netzengpässe zu reduzieren. Folgerichtig wäre es daher, stärkere Anreize auch genau hierfür zu setzen. Die Bewirtschaftung der Netzengpässe hingegen unterliegt künftig strengen Regularien, die derzeit in der Branche entwickelt, mit der BNetzA abgestimmt und vor deren Umsetzung zum 1. Oktober 2021 größtenteils auch durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden. Vor diesem Hintergrund bestehen bei der Durchführung des Engpassmanagements, wenn überhaupt, nur geringfügige Optimierungspotenziale für VNB.

Im Übrigen verweisen BDEW, VKU und ARGE FNB Ost auf die Ausführungen und Argumentationen in der gemeinsamen Stellungnahme vom 30. Januar 2020. Ergänzend dazu wird hiermit auf noch offene Fragen eingegangen.

2. Hintergrund

Seit dem Frühjahr 2019 führt das BMWi einen Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung. In diesem Rahmen fand am 10. Dezember 2019 ein erstes Fachgespräch zu Anreizen auf das Engpassmanagement bei den VNB statt. Hierzu haben BDEW, VKU und ARGE FNB Ost am 30. Januar 2020 eine gemeinsame Stellungnahme und den Entwurf einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) als Grundlage einer Verfahrensregulierung abgegeben.

Bei einem zweiten Fachgespräch am 11. Februar 2020 wurde die Position der Branche vorgestellt und erläutert. Am 17. März 2020 soll ein weiteres Fachgespräch folgen.

3. Anmerkungen zu den Modellen

3.1. Modell 1: Verfahrensregulierung

- *Maßnahmenneutralität?*

- Mit Maßnahmenneutralität ist gemeint, dass der Netzbetreiber zwischen Engpassmanagement und Netzausbau bzw. Netzverstärkungen sowie -optimierungen abwägen kann und eine diesbezügliche Optimierung nicht durch den Anreizmechanismus verzerrt wird.
- Wie bereits erläutert verfügt der Netzbetreiber aufgrund der gesetzlichen Vorgaben nur über geringfügige Optimierungsspielräume (Spitzenkappung), die durch die vorgeschlagene Verfahrensregulierung nicht behindert würden.

- *Kein Anreiz EPM-Kosten abzubauen?*
 - Modell 1 fokussiert nicht auf die (dem Netzbetreiber nur sehr begrenzt mögliche) Optimierung von EPM-Kosten, sondern auf die Prozesse zum Netzausbau auf der Hochspannungsebene (110 kV) und zielt damit auf die Beseitigung und Vermeidung von Netzengpässen.

- *Detaillierte Ausgestaltung der Prozesse inklusive Präzisierung zeitlicher Vorgaben/operationalisierbarer Ziele?*
 - Die Branche hat zusammen mit der Stellungnahme vom 30. Januar 2020 den FSV-Entwurf „als Grundlage für die weitere Diskussion“ eingereicht. Die Branche ist bereit, gerne auch gemeinsam mit der BNetzA, die Prozesse und Vorgaben weiter auszuarbeiten. Dies sollte dann aber nicht als „Mikromanagement“ kritisiert werden.

- *Hoher Aufwand für Ausbauplanung und Prozessbegleitung bei BNetzA und VNB? Definition von Erheblichkeitsschwellen?*
 - Die Ausbauplanung soll nicht auf dem Niveau des NEP-Prozesses der ÜNB erfolgen. Es gibt bereits Praxisbeispiele für die Ausbauplanung der VNB (z. B. gemeinsame Netzausbauplanung der ARGE FNB Ost „NAP 2019“).
 - Zur Begrenzung des Umsetzungsaufwands für VNB und Regulierungsbehörden und zur Vermeidung von Mikromanagement sollte die Verfahrensregulierung auf den für das Engpassmanagement relevanten Bereich beschränkt bleiben. Deshalb genügt die Betrachtung der HS-Ebene.
 - Da auch innerhalb der HS-Ebene wenige „Baustellen“ den größten Teil der von VNB verursachten EPM-Kosten ausmachen, könnte über Erheblichkeitsschwellen eine zielgenaue und effiziente Umsetzung erreicht werden.
 - Im Sinne eines lernenden Systems könnte die Prozessregulierung Top-down ausgerollt und die Erheblichkeitsschwelle über die Zeit angepasst werden.

- *Rechtssichere Sanktionsregelungen bei Verfehlen der Vorgaben? Begrenzter und geringerer Sanktionsmechanismus?*
 - In der FSV können rechtssichere Sanktionsregelungen implementiert werden, die bei Nichteinhaltung der Prozessvorgaben greifen.
 - Grundgedanke der vorgeschlagenen Verfahrensregulierung ist das Commitment des Netzbetreibers zum bedarfsgerechten Netzausbau. Der vorgelegte Entwurf für eine FSV verfolgt dieses Ziel über die Verbreitung von Best-Practice-Prozessen zur Unterstützung der Netzbetreiber. Ein Muster liefert hierfür der **Realisierungsfahrplan nach § 33 Abs. 7 Satz 1 GasNZV** (vgl. Ausführungen weiter unten).
 - Die Branche hat vorgeschlagen, die Verfahrensregulierung als lernendes System zu implementieren und weiterzuentwickeln. Das bedeutet auch, dass die Wirksamkeit regelmäßig überprüft und Sanktionsmechanismen angepasst werden könnten.

- Für die richtige Höhe von Sanktionen liegen der Branche keine empirischen Daten vor. Der vorgeschlagene Sanktionsmechanismus beinhaltet einen „gegriffenen“ Wert, der im Zuge der Umsetzung überprüft und ggf. angepasst werden könnte.
 - Über die monatlichen Meldungen von Netzsicherheitsmaßnahmen (NSM) werden die Größenordnungen der getätigten Entschädigungszahlungen je Engpass der wesentlich betroffenen VNB deutlich. Je nach Betroffenheit können Entschädigungszahlungen im ein- bis zweistelligen Mio. € Bereich liegen. Sofern der Netzausbau nicht durch exogene Einflüsse verzögert ist, sind damit im Modell 1 auch Sanktionen mit entsprechend hohen sechsstelligen Beträgen möglich.
- *dnbK-Status der Kostenpositionen in FSV wird nicht von BNetzA geteilt?*
- § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV regelt, dass Kosten oder Erlöse, die sich aus Maßnahmen ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten. Voraussetzung wäre gemäß § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen (FSV) der Netzbetreiber mitsamt einer Festlegung durch die Regulierungsbehörde nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV. Das bedeutet, dass eine Verfahrensregulierung nur mit Zustimmung und unter Mitwirkung der Regulierungsbehörde implementiert werden kann.
 - Die Branche hat mehrfach eine differenzierte Betrachtung der verschiedenen mit Redispatch verbundenen Kostenpositionen vorgeschlagen. So könnten ggf. 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 erfasst und damit geringe Kosten und gute Prognosen angereizt werden. Wenn jedoch nur teilweise durch den Netzbetreiber beeinflussbare Kostenpositionen wie z. B. auch die Abwicklung und Abrechnung dem strikten Budgetprinzip unterworfen werden, muss dies bei der Anreizsetzung für die verbleibenden Kostenblöcke einbezogen werden, um einen in Summe ausgewogenen Anreizmechanismus zu erhalten.
- *Diskussion über Zuordnung und Beseitigungsverzögerungen von Engpässen sowie erlaubten Einbezug in Effizienzvergleich erwartbar?*
- Diese Sorge der BNetzA teilt die Branche nicht. Hierfür gibt es keinerlei konkreten Anlass. Die Einbeziehung der Kosten für Netzausbau in den Effizienzvergleich wird von der Branche nicht in Frage gestellt.
 - Im Übrigen blieben nach Kenntnis der Branche solche Diskussionen über etwaige Beseitigungsverzögerungen bei der Realisierung von Anschlüssen von Biogasaufbereitungsanlage nach Maßgabe des Realisierungsfahrplans aus. Hier liegt eine vergleichbare Interessenlage vor (siehe dazu auch nachfolgend).

Analogie zu Realisierungsfahrplan nach § 33 Abs. 7 Satz 1 GasNZV

Einen vergleichbaren Ansatz, den Netzbetreiber an dem Fortschritt bei der Erfüllung seiner gesetzlichen Verpflichtung zum Netzausbau – bzw. zum Netzanschluss – zu messen, enthält der sog. Realisierungsfahrplan nach § 33 Abs. 7 Satz 1 GasNZV.

Exkurs:

Gemäß § 33 Abs. 7 Satz 3 GasNZV hat der Netzbetreiber den Netzanschluss für eine Biogasaufbereitungsanlage auf Grundlage der gemeinsamen Planung unverzüglich selbst oder durch einen Dritten herzustellen. Zu diesem Zweck müssen der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer nach § 33 Abs. 7 Satz 4 GasNZV zusammen mit dem Netzanschlussvertrag einen Realisierungsfahrplan vereinbaren. Darin müssen sich der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer unter anderem über die zeitliche Abfolge und ihre Verantwortlichkeit für die einzelnen Schritte zur Herstellung des Netzanschlusses sowie über die Zeitschiene für die Maßnahmen zur ggf. notwendigen Realisierung der gesicherten Einspeisekapazität verständigen. Im Realisierungsfahrplan müssen gemäß § 33 Abs. 7 Satz 7 GasNZV Zeitpunkte festgelegt werden, zu denen wesentliche Schritte zur Verwirklichung des Netzanschlusses abgeschlossen sein müssen. Derartige Schritte können nach § 33 Abs. 7 Satz 8 GasNZV insbesondere

- der Erwerb dinglicher Rechte oder langfristiger schuldrechtlicher Ansprüche, die die Nutzung der für das Netzanschlussvorhaben benötigten Grundstücke ermöglichen,
- die Beantragung der erforderlichen behördlichen Genehmigungen,
- die Freigabe der Netzanschlussarbeiten durch den Anschlussnehmer,
- das Bestellen der erforderlichen Anschlusstechnik,
- der Beginn der Baumaßnahmen,
- die Fertigstellung der Baumaßnahmen sowie
- der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanschlusses.

Für den Fall, dass die, insbesondere zeitlichen Vorgaben durch eine der Parteien nicht eingehalten wird, muss der Realisierungsfahrplan gemäß § 33 Abs. 7 Satz 5 GasNZV angemessene Folgen vorsehen. Soweit es veränderte tatsächliche Umstände jedoch erfordern, ist gemäß § 33 Abs. 7 Satz 6 GasNZV auch eine Anpassung des Realisierungsfahrplans möglich. Nach Erstellung hat der Netzbetreiber den Realisierungsfahrplan gemäß § 33 Abs. 7 Satz 9 GasNZV unverzüglich der Regulierungsbehörde vorzulegen. Wird der im Realisierungsfahrplan vorgesehene Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage überschritten und hat der Netzbetreiber die Gründe hierfür zu vertreten, erlischt gemäß § 33 Abs. 7 Satz 12 GasNZV der Anspruch des Netzbetreibers auf den vom Anschlussnehmer nach § 33 Abs. 1 GasNZV zu tragenden Kostenanteil für den Netzanschluss. Die daraus resultierenden Kosten dürfen nicht in die Netzentgelte umgelegt werden.

Das Modell 1 ist mit dem durch den Ordnungsgeber in § 33 Absatz 7 Satz 1 GasNZV verankerten Realisierungsfahrplan und dem daran anknüpfenden und in der Praxis funktionierenden Mechanismus vergleichbar.

3.2. Modell 2: Korrektur der Outputparameter

- *Kein Anreiz EPM-Kosten abzubauen?*
 - Im Modell 2 fließt das Engpassmanagement konsistent weder auf der Kostenseite (Input) noch bei den Vergleichsparametern (Output) in den Effizienzvergleich ein. Ein Netzbetreiber kann nun maßnahmenneutral abwägen, ob er seinen Output durch Netzausbau oder Verringerung des Einspeisemanagements erhöht. Das bedeutet, Modell 2 liefert einen direkten Anreiz, Engpassmanagement abzubauen, ohne die exogene Preiskomponente der EPM-Kosten einzubeziehen.

- *Kostentreibende Wirkung unklar? Leistung beschreibt Situation unzureichend? Detaillierte Parameterdefinitionen im Effizienzvergleich zu klären?*
 - Mit einer Korrektur des Parameters „dezentral installierte Erzeugungsleistung“ könnte eine einfache und pragmatische Umsetzung ohne aufwändige Datenerhebungen erfolgen. Es sind auch andere Ansätze möglich, die auf Angaben zur abgeregelten Leistung bzw. der abgeregelten Arbeit basieren. Hier wäre dann – ebenso wie bei Modell 3 – zwischen erhöhtem Umsetzungsaufwand und verbesserter Aussagekraft abzuwägen.
 - Letztendlich sollte die detaillierte Parameterdefinition im Zuge des Effizienzvergleichs geprüft, konsultiert und von der BNetzA festgelegt werden.

- *Rechtliche Umsetzung zu klären (mit/ohne „Pflichtparametern“)? Pflichtparameter sind zu vermeiden?*
 - Zur rechtlichen Verankerung des Modells ist eine Festlegung von Pflichtparametern in der ARegV nicht notwendig.
 In § 13 Abs. 3 Satz 4 Nr. 6 ARegV könnte konkretisiert werden:
„(3) [...] Vergleichsparameter können insbesondere sein [...]
 6. *die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie unter Berücksichtigung vorgenommener Einspeisereduzierungen. [...]*“
 - Auch zu den Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV erfolgt eine Korrektur der Outputparameter ohne gesonderte rechtliche Verankerung / Pflichtparameter.

- *Korrektur unklar, wenn Ursache von Engpass und Korrektur in unterschiedlichen Netzen liegen?*
 - Die Frage, wie mit Abregelungen in unterlagerten Netzebenen aufgrund von Netzengpässen in höheren Spannungsebenen umgegangen wird, ist im Rahmen von Modell 2 einfach abbildbar. Es ist in der Regel feststellbar, wo der Netzengpass liegt und in welcher Spannungsebene die abgeregelte Anlage angeschlossen ist. Gleiches gilt auch für den Fall, dass auf Anweisung des vorgelagerten Netzbetreibers ein nachgelagerter Netzbetreiber in seinem Netz angeschlossene

Erzeugungsanlagen abregelt. Gerade für den Fall der Unterstützung durch einen Dritten sehen die Regelungen zum Redispatch eine Kostenweitergabe vor, so dass auch hier Datentransparenz vorhanden ist. Folglich sind zur Abbildung dieser Fallkonstellation alle relevanten Informationen vorhanden. Dementsprechend würde bei einer Korrektur der Outputparameter die Anpassung der Parameter stets in der Ebene stattfinden, in welcher der Netzengpass vorhanden war. Wo die Abregelung selbst stattgefunden hat, ist diesbezüglich nachrangig.

- *Korrektur für Netzausbaumaßnahmen während des Basisjahres bzw. Korrektur für Einzelfallmaßnahmen?*
 - Solche Korrekturen sind grundsätzlich möglich. Deren Notwendigkeit und Umsetzung sollten im Zuge des Effizienzvergleichs geprüft werden.

- *Korrektur für jährliche Volatilitäten/Parametervariationen?*
 - Auch solche Korrekturen sind grundsätzlich möglich. Deren Notwendigkeit und Umsetzung sollten ebenfalls im Zuge des Effizienzvergleichs geprüft werden.

3.3. Modell 3: Einbeziehung EPM-Kosten in Effizienzvergleich / volatile Kosten

Zum Modell 3 hat die Branche schon mehrfach Kritik geäußert und Verständnisfragen formuliert. Hierzu wurden auch beim Fachgespräch am 11. Februar 2020 keine Antworten und Lösungsansätze vorgelegt. Für einen fairen Vergleich und eine sachgerechte Bewertung der Modelle sollte die BNetzA **vor** dem nächsten Fachgespräch zu den Kritikpunkten Stellung nehmen und eine konkrete Ausgestaltung zur Diskussion stellen.

Überblick über die Hauptkritikpunkte der Branche (vgl. Stellungnahme vom 30.01.2020):

- kein sachgerechter Umgang mit exogenen Einflüssen, Volatilität und Heterogenität,
- hohe Komplexität durch aufwändige Korrekturrechnungen,
- keine zielgenauen Anreize,
- Behinderung der Kooperation zwischen den Netzbetreibern,
- kein ausgewogenes Risiko/Chance-Profil.

Modell 2 und 3 sind in mehreren Punkten einander ähnlich. Das bedeutet, dass die zu Modell 2 formulierten Umsetzungsfragen ebenso für das Modell 3 geklärt werden müssten, zumal sie dort direkte Auswirkungen auf Effizienzvorgaben haben. Mit den erforderlichen Korrekturrechnungen ist Modell 3 aufwändiger als Modell 2, ohne Korrekturrechnungen wäre die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben nicht sichergestellt.

Grundsätzlich halten die VNB an der bereits in der gemeinsamen Stellungnahme vom 30. Januar 2020 geäußerten Kritik an Modell 3 vollumfänglich fest. Da auf die konkreten Ausführungen in dem Gespräch am 11. Februar 2020 nicht näher eingegangen wurde, werden nachfolgend wichtige Kritikpunkte nochmals erläutert.

3.3.1. Kein ausgewogenes Chancen-Risiko-Verhältnis

Das Modell 3 führt dazu, dass die EPM-Kosten des Basisjahres in den Effizienzvergleich und in das Ausgangsniveau der nächsten Erlösobergrenze eingehen. Anhand des Effizienzwertes würden die EPM-Kosten des Basisjahres aufgeteilt in einen effizienten Anteil (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil „vnbK“) und in einen ineffizienten Anteil (beeinflussbarer Kostenanteil „bK“). Gemäß ARegV-Logik wäre der ineffiziente Anteil über die nächste Regulierungsperiode linear auf 0 zu reduzieren.

Änderungen der EPM-Kosten nach dem Basisjahr werden im Modell 3 als volatile Kostenanteile („VK“) in den Erlösobergrenzen berücksichtigt. Alle Kostenänderungen werden somit in die Netzentgelte eingepreist, ohne jedoch auf die Effizienzvorgabe angerechnet zu werden. Ein Netzbetreiber kann die auch aus EPM-Kosten resultierende Effizienzvorgabe nicht bei den EPM-Kosten erfüllen, sondern muss diese bei anderen Kostenpositionen überkompensieren. Das führt für Netzbetreiber zu überhöhten Effizienzvorgaben.

Dies soll anhand eines stark vereinfachten Musterbeispiels veranschaulicht werden:

Ein Netzbetreiber hat 10 GE EPM-Kosten im Basisjahr, über die Gesamtkosten (incl. EPM) wird ein Effizienzwert von 80 % und eine Erlösobergrenze von 100 GE ermittelt. Zum letzten Jahr der nächsten Regulierungsperiode sinkt die EOG demzufolge auf 80 GE, das effiziente Niveau für EPM-Kosten wäre dann 8 GE. Wenn die EPM-Kosten nun auf 8 GE sinken, würde diese Kostensenkung jedoch über die volatilen Kostenanteile (-2 GE) eingepreist (EOG: 78 GE). Die Effizienzvorgabe müsste in anderen Kostenpositionen überkompensiert werden.

Das Modell 3 hätte somit folgende Wirkungen:

- Bei Beibehaltung des Effizienzvergleichs-Modells gehen die Effizienzwerte der VNB mit hohen EPM-Kosten tendenziell zurück (vgl. BMWi-Gutachter 29.08.2019 / 28.11.2019).
- Auf die in den Effizienzvergleich einbezogenen EPM-Kosten wirken Effizienzvorgaben (ohne Berücksichtigung von Beeinflussbarkeit); der ineffiziente Kostenanteil ist über die Regulierungsperiode abzubauen.
- Durch die Einstufung von EPM-Kosten als volatile Kosten werden Kostenänderungen nach dem Basisjahr vollständig an die Netznutzer weitergereicht. Der Netzbetreiber hat keine Chance auf Erreichen/Übertreffen der Effizienzvorgaben bzgl. der EPM-Kosten.

Gemäß § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG müssen die Effizienzvorgaben für beeinflussbare Kostenanteile so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass die Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen können. Liefe das Modell darauf hinaus, dass die Netzbetreiber die für das Engpassmanagement entstehenden Kosten als volatile Kosten erstattet bekämen, könnten die

Effizienzvorgaben bestenfalls erreicht, nicht aber übertroffen werden. Darin läge ein klarer Verstoß gegen die gesetzlichen Regelungen des EnWG.

Für ein angemessenes Chancen-Risiko-Verhältnis muss dem Risiko der Kostenunterdeckung durch die Einbeziehung der EPM-Kosten in den Effizienzvergleich auch eine reelle Chance von Mehrerlösen entgegengestellt werden. Hierzu sind bisher keine Ansätze erkennbar.

3.3.2. Gefährdung der Zusammenarbeit der Netzbetreiber

Zur Umsetzung der neuen Vorgaben des NABEG 2.0 erarbeitet der BDEW aktuell eine Branchenlösung „Redispatch 2.0“. Inhaltlich geht es um die Erfassung des (zusätzlichen) Datenbedarfs jedes Netzbetreibers zur Durchführung des Redispatch, die benötigten Anforderungen der Datenaustauschprozesse zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern sowie zwischen den Netzbetreibern, die Durchführung des finanziellen und des bilanziellen Ausgleichs sowie um die Abrechnung des Redispatch.

Da Netzengpässe zukünftig über alle Netzebenen hinweg unter Einbezug aller wesentlichen Energieanlagen effizient behoben werden sollen, rückt die Zusammenarbeit und die netzbetreiberübergreifende Abstimmung in den Fokus, um auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere und kostengünstige Versorgung mit Strom zu gewährleisten. Schlussendlich müssen in jeder Netzebene die vorhandenen Anlagen erfasst und bestehende Engpässe behoben werden, ohne neue Engpässe in weiteren Netzebenen hervorzurufen und die Versorgungssicherheit wiederum dadurch zu beeinträchtigen. Es kommt mithin darauf an, dass jeder Netzbetreiber nicht nur seiner gesetzlichen Verpflichtung nachkommt, sondern auch seiner Rolle im Zuge der notwendigen Netzbetreiberkoordination gerecht wird.

Sicherheit und Effizienz werden durch die Abstimmung zwischen den Netzbetreibern gewährleistet. Dieser Koordinierungsprozess soll so gestaltet werden, dass Synergien bestmöglich gehoben werden. Wenn beispielsweise mehrere Netzbetreiber in unterschiedlichen Spannungsebenen zeitgleich Bedarf an einem gleichgerichteten Einsatz von Anlagen haben, kann sich durch entsprechende Informationen und gegenseitige Abstimmung der insgesamt notwendige Einsatz verringern, um alle prognostizierten Engpässe beheben zu können.

Vor diesem Hintergrund ist streng darauf zu achten, dass etwaige Kostenoptimierungen keine ungewollten Rückwirkungen auf die erwähnten Prozesse haben dürfen. Mit dem Modell 3 dürfen keine Fehlanreize implementiert werden, das Engpassmanagement unternehmensindividuell zu Lasten anderer Netzbetreiber, zu Lasten der Anlagenbetreiber oder zu Lasten der Systemsicherheit zu optimieren, z. B. durch eine zu späte Meldung von Engpässen.

Wie wichtig ein von etwaigen Kostenfolgen unabhängiges Handeln der VNB künftig sein wird, zeigt das Beispiel sogenannter Überlagerungsfälle. Eine Überlagerung von Maßnahmen unterschiedlicher Netzbetreiber kann laut VDE-AR-N 4140 auftreten, wenn zeitlich und regional überlappend Anforderungen von VNB aufgrund von verschiedenen Gefährdungen oder Störungen vorliegen. So kann es beispielsweise zu Situationen kommen, in denen es durch die Umsetzung einer vom auslösenden bzw. anfordernden VNB angeforderten Maßnahme zu einem neuen lokalen Netzengpass im nachgelagerten Netz des ausführenden VNB kommt,

was wiederum weitere eigene Maßnahmen des nachgelagerten VNB nach sich ziehen würde. Jenseits der Frage, wie solche Überlagerungssituationen rein netztechnisch aufzulösen und optimal zu bewirtschaften sind, sollte jedenfalls vermieden werden, dass bei dieser Beurteilung die Frage der Kostentragung eine Rolle spielt. Das widerspräche dem Grundgedanken der durch das NABEG 2.0 überarbeiteten Regelungen, mit denen ein gesamtwirtschaftlich optimiertes Redispatch eingeführt werden soll.

3.3.3. Korrekturfaktoren zwingend zu berücksichtigen

Um eine der signifikantesten Schwächen des Modells 3 auszugleichen, die darin liegt, dass die exogenen Einflüsse, die heterogene Betroffenheit und die Volatilität des Engpassmanagements nicht hinreichend erfasst und abgebildet werden, haben die BMWi-Gutachter mehrere Korrekturansätze vorgestellt. Die Anwendung entsprechender Korrekturen wäre auch aus Branchensicht zwingend, auch wenn nach wie vor unklar ist, wie diese umzusetzen wären und jeweils für sich oder in Kombination miteinander wirken. Dieser Unsicherheit dürfte aber keinesfalls dadurch begegnet werden, vollständig auf Korrekturen zu verzichten.

Eine um exogene Effekte unkorrigierte Aufnahme der EPM-Kosten in den Effizienzvergleich würde zu Verzerrungen zu Ungunsten der besonders betroffenen Unternehmen führen. Es besteht die Gefahr, dass Risiken aus nicht beeinflussbaren Kostenanteilen an einzelne VNB übertragen werden. Dieses würde in Widerspruch stehen zu § 21a Abs. 4 EnWG (Erreichbarkeit/ Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben).

Die Kosten für eine Redispatch-Maßnahme ergeben sich aus der angefallenen Ausfallarbeit (Menge) und dem dafür „zu zahlenden Preis“, d. h. vor allem die Höhe der an die Anlagenbetreiber zu leistenden Entschädigungszahlungen sowie die Kosten des energetischen Ausgleichs. Beides ist zu weiten Teilen von durch die VNB nicht beeinflussbaren Faktoren abhängig, welche für einen fairen Effizienzvergleich und im Ergebnis erreichbare und übertreffbare Effizienzvorgaben unbedingt bereinigt werden müssten.

Die Redispatch-Menge wird (da in den Gebieten mit starkem EE-Ausbau die Optimierungsréserven, die ein VNB gemäß dem NOVA-Prinzip zu nutzen hat, i. d. R. bereits ausgeschöpft sind) wesentlich durch den realisierten Netzausbauzustand im Vergleich zur installierten Erzeugungskapazität sowie die Häufigkeit, Dauer und Intensität des Auftretens eines Engpasses bestimmt.

Die Beeinflussbarkeit des Netzausbauzustandes durch einen VNB hängt dabei davon ab, inwiefern der VNB rechtzeitig, d. h. vor Fertigstellung und Einspeisebeginn der EE-Anlage sein Netz ausbauen kann. Insbesondere im Hochspannungsnetz gibt es hier einen strukturellen zeitlichen Nachlauf des Netzaubaus im Vergleich zum EE-Ausbau. Während eine EE-Anlage von dem Zeitpunkt, an dem eine ausreichend hohe Realisierungswahrscheinlichkeit gegeben ist, innerhalb von wenigen Monaten (PV-Anlage) bzw. ein bis zwei Jahren (Onshore-Wind-Park) in Betrieb gehen kann, kann der entsprechende Netzausbau – auch bei problemfrei ablaufenden Genehmigungs- und Bauprozessen - diesen Zeitraum teils um mehrere

Jahre übersteigen. Verschärfend kommt zunehmend hinzu, dass sich immer häufiger erforderliche behördliche Genehmigungen massiv verzögern, was diesen strukturellen Nachlauf weiter verlängern kann.

Das Auftreten von Redispatch als Maßnahme zum Umgang mit einem Netzengpass beruht somit – soweit nicht bewusst Spitzenkappung angewandt wird – nicht auf der Entscheidung des VNB (er würde damit im Übrigen auch gegen seine Netzausbauverpflichtung nach § 12 Abs. 1 EEG 2017 und § 11 Abs. 1 EnWG verstoßen), sondern ist eine unvermeidliche Reaktion auf ein strukturelles und zunehmend exogen weiter verschärftes Nachlaufen des Netzausbaus zum EE-Ausbau.

Die Häufigkeit, Dauer und Intensität des Engpasses wiederum wird wesentlich durch die regionale Erzeugungs- und Absatzstrukturen (Wind oder PV, Industrie-/Laststruktur) sowie die lokalen Wetterbedingungen bestimmt.

Der Preis ergibt sich vor allem aus der Höhe der Entschädigungszahlungen – hier liegen in den Netzgebieten je nach Anlagenalter unterschiedliche Fördersätze bzw. vereinbarte Marktprämien vor, sowie die Kosten der energetischen Ersatzbeschaffung, welche beeinflusst wird durch die Marktpreise zum Zeitpunkt der Abregelungen.

Ansprechpartner:

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Jan Kiskemper

Telefon: +49 30 300199-1132

jan.kiskemper@bdew.de

VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V.

Victor Fröse

Telefon: +49 30 58580-195

froese@vku.de

ARGE FNB OST Arbeitsgemeinschaft Flächennetzbetreiber Ost

Inka Jonke

Telefon: +49 361 7390-2487

inka.jonke@thueringer-energienetze.com