

**Gutachten zur Weiterentwicklung des
Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV
für Stromverteilernetzbetreiber**

Gutachten im Auftrag der

Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

21.05.2014

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Kurzfassung	I
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
2 Funktionsweise des Erweiterungsfaktors	3
2.1 Grundsätzliche Merkmale	3
2.2 Abbildung von Kostentreiber-Wirkungen durch exogene Parameter	4
2.3 Parameter und Schwellenwerte zu dezentraler Erzeugung	6
2.4 Berechnung der Erlösanpassung	8
2.5 Erheblichkeitsschwelle	8
3 Repowering/Erweiterung von Erzeugungsanlagen	10
3.1 Problemaufriss	10
3.2 Fallkonstellationen und Auswirkungen auf Parameter	11
3.3 Wirkungsanalyse	14
3.3.1 Netzebenen	14
3.3.2 Umspannebenen	16
3.4 Verbesserungsansatz für den Erweiterungsfaktor für Netzebenen	17
3.5 Fazit	19
4 Zeitverzug zwischen Investition und Erlösanpassung	20
4.1 Problemaufriss	20
4.2 Wirkungsanalyse	21
4.3 Lösungsansätze zur Verkürzung des Zeitverzugs	24
4.3.1 Straffung des Antrags- und Prüfungsprozesses	24
4.3.2 Rückwirkende Erlösanpassung	25
4.3.3 Verwendung von Plandaten	26
4.4 Fazit	28
5 Wirkung von Schwellenwerten bei heterogener Netzstruktur	29
5.1 Problemaufriss	29
5.2 Wirkungsanalyse	30

5.3 Lösungsansätze	32
5.3.1 Differenzierung des Erweiterungsfaktors nach Teilgebieten	32
5.3.2 Herabsetzung oder Abschaffung von Schwellenwerten	33
5.4 Fazit	36
6 Ausbau von Umspannwerken (Hoch-/Mittelspannung)	38
6.1 Problemaufriss und Lösungsvorschlag der Netzbranche	38
6.2 Analyse des Lösungsvorschlags	38
6.3 Fazit	43
7 Anreize für die Technologiewahl beim Netzum-/ausbau	44
7.1 Problemaufriss	44
7.2 Erfassung relevanter Treiber durch den Erweiterungsfaktor	45
7.3 Kategorisierung neuartiger Technologien	46
7.3.1 Rein netzdienliche Technologien	46
7.3.2 Neuartige Flexibilitätsoptionen	47
7.3.3 Zählwesen und Informations-/Kommunikationstechnologie	49
7.3.4 Zwischenfazit	51
7.4 Anreizwirkungen für die Technologiewahl	52
7.4.1 Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors	52
7.4.2 Grenzen der Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors	53
7.4.3 Wechselwirkungen mit anderen Regulierungsinstrumenten	54
7.5 Fazit	57
Literatur/Quellen	59

Kurzfassung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sieht als ein Instrument zur Anpassung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern an Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb einer Regulierungsperiode den Erweiterungsfaktor vor (§ 10 ARegV). In der letzten Zeit wird intensiv diskutiert, ob die derzeitige Ausgestaltung dieses Instruments geeignet ist, die aktuellen Entwicklungen im Bereich des Netzum- und -ausbaus angemessen zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur ausgehend von Gesprächen in der AG Regulierung der von der Bundesregierung eingerichteten Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ eine Expertenrunde mit Vertretern von Branchenverbänden und ihren Mitgliedsunternehmen einberufen und mit diesem Kreis verschiedene von der Netzbranche angeregte Vorschläge zur Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktors erörtert.

Die Aufgabe des vorliegenden Gutachtens im Auftrag der Bundesnetzagentur besteht darin, fünf konkrete Problemfelder, die aus diesen Expertengesprächen hervorgegangen sind, hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors zu analysieren und bei Bedarf Lösungsansätze zur Verbesserung der Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors zu untersuchen. Das Gutachten bezieht sich ausschließlich auf den Erweiterungsfaktor für Stromnetze. Es ist nicht Teil der Aufgabenstellung, über die betrachteten fünf Aspekte hinaus zu untersuchen, welche Treffgenauigkeit der Erweiterungsfaktor grundsätzlich erreicht und ob evtl. weitere Problemfelder bestehen, die eine Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung dieses Instruments oder auch anderer Regulierungsinstrumente erfordern können.

Das Gutachten beginnt mit einer Darstellung der Funktionsweise des Erweiterungsfaktors in der aktuellen Ausgestaltung und befasst sich anschließend mit den fünf Betrachtungsaspekten. Die nachfolgenden Abschnitte geben die jeweiligen Problembeschreibungen und Untersuchungsergebnisse zusammengefasst wieder.

Repowering/Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Der durch den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen verursachte Aus- und Umbaubebedarf im Netz wird durch die Parameter des Erweiterungsfaktors grundsätzlich berücksichtigt. Ein positiver Beitrag zum Erweiterungsfaktor für die Netzebenen ergibt sich, wenn die Zahl der Einspeisepunkte vom Bezugszeitpunkt bis zum Antragszeitpunkt zunimmt. Der Erweiterungsfaktor für die Umspannebenen berücksichtigt die durch hinzukommende Erzeugungsleistung ggf.

zunehmende Belastung der Transformatoren, sofern der hierfür geltende Schwellenwert überschritten ist.

Netzbetreiber kritisieren in Bezug auf diese Regelungen, dass der Erweiterungsfaktor Erweiterungen der Erzeugungsleistung, bei denen die Zahl der Einspeisepunkte nicht zunimmt oder sogar abnimmt, nicht berücksichtigt. Fälle dieser Art können sich unter anderem ergeben

- bei Austausch älterer Erzeugungsanlagen durch Anlagen neuerer Bauart und höherer Leistung („Repowering“; z. Z. überwiegend bei Windenergieanlagen) und
- bei Anschluss neuer Erzeugungsanlagen an einen bereits bestehenden Einspeisepunkt, z. B. durch Zubau weiterer Erzeugungseinheiten in einem bereits angeschlossenen Windpark.

Diese Problematik betrifft unter den vom Erweiterungsfaktor abgedeckten Ebenen hauptsächlich die Netzebene Mittelspannung und die Umspannebene Hoch-/Mittelspannung. Der v. a. in der Niederspannungsebene auftretende Fall des Anschlusses von Erzeugungsanlagen an Anschlusspunkte von Letztverbrauchern steht hier nicht im Vordergrund.

Das Gutachten untersucht zunächst die auftretenden Fallkonstellationen und die hiermit potenziell verbundenen Auswirkungen auf die für den Erweiterungsfaktor relevanten Parameter. Im Anschluss wird erörtert, inwieweit die hiermit verbundenen Beiträge zum Netzum- und -ausbaubedarf vom Erweiterungsfaktor abgedeckt werden. Die Analyse bestätigt, dass im Zusammenhang mit dem Ausbau oder Repowering bestehender Erzeugungsanlagen eine systematische Unterfunktion des Erweiterungsfaktors auftreten kann, wenn hierbei die Zahl der Einspeisepunkte infolge der Saldierung mit wegfallenden Einspeisepunkten unverändert bleibt oder sogar absinkt. Die Regelungen speziell für Netzebenen (also v. a. die Mittelspannungsebene) sollten daher auf geeignete Weise angepasst werden.

Als sachgerechte und einfach umzusetzende Lösung erscheint es empfehlenswert, wegfallende Einspeisepunkte vorübergehend weiterhin wie bestehende Einspeisepunkte mitzuzählen und so die Saldierung von Einspeisepunkten zu verhindern. Diese Behandlung wegfallender Einspeisepunkte müsste so lange aufrechterhalten bleiben, bis der Wegfall der Punkte und gleichzeitig die Kosten der mit der Änderung verbundenen Ausbaumaßnahmen in die Datengrundlage einer neuen Regulierungsperiode eingeflossen sind und diese neue Regulierungsperiode begonnen hat, d. h. jedenfalls bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode und fallweise auch bis zum Ende der nachfolgenden Regulierungsperiode.

Zeitverzug zwischen Investition und Erlösanpassung

Ein genereller Kritikpunkt an der derzeitigen Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors besteht darin, dass zwischen dem Zeitpunkt der Änderung eines Parameters der Versorgungsaufgabe und der hierdurch bedingten Erlösanpassung durch den Erweiterungsfaktor ein Zeitverzug in der Bandbreite von 6-18 Monaten auftritt und der Erweiterungsfaktor sein Ziel einer zeitnahen Berücksichtigung der Kostenwirkungen von Änderungen der Versorgungsaufgabe somit systematisch untererfüllt.

Die Analyse der Vorgaben für den zeitlichen Ablauf der Beantragung und Umsetzung des Erweiterungsfaktors bestätigt, dass zwischen dem Eintritt einer Parameteränderung und dem Wirksamwerden der durch den Erweiterungsfaktor bedingten Erlösanpassung ein Zeitverzug in dieser Bandbreite auftritt. Dies gilt sowohl innerhalb von Regulierungsperioden als auch beim Übergang von einer zur nächsten Regulierungsperiode. Des Weiteren lässt sich bestätigen, dass der Zeitpunkt des Eintritts einer Parameteränderung im Durchschnitt und bei optimaler zeitlicher Ausbauplanung näherungsweise mit dem Zeitpunkt der Kostenentstehung zusammenfällt, so dass der Zeitverzug zwischen Kostenentstehung und Erlösanpassung in der gleichen Bandbreite liegt. Um die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors zu erhöhen, sollte angestrebt werden, diesen Zeitverzug möglichst weitgehend zu reduzieren oder zu eliminieren. Hierzu untersucht das Gutachten unterschiedliche Lösungsansätze.

Der aus Sicht der Gutachter bestgeeignete Ansatz besteht darin, den Erweiterungsfaktor weiterhin auf Basis von Istwerten im Rahmen der gewohnten Antrags- und Prüfungsfristen zu ermitteln, ihn dann aber bereits für das jeweils laufende Jahr beim nachträglichen Abgleich von Erlösen und Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Dieser Weg der rückwirkenden Erlösanpassung erscheint vergleichsweise leicht umsetzbar und dazu geeignet, die Ertragswirkung des Zeitverzugs weitgehend zu kompensieren.

Nur wenn darüber hinaus die Liquiditätswirkung des Zeitverzugs als gravierendes Problem erkannt wird, sollte erwogen werden, den Ansatz um die Möglichkeit einer planwertbasierten Antizipation des erwarteten Erweiterungsfaktors zu ergänzen. Diese vermittelt allerdings einen Anreiz zur Überschätzung – allein schon im Sinne einer Abschätzung zur „sicheren Seite“ – und sollte daher von geeigneten zusätzlichen Prüfungsmöglichkeiten für die Regulierungsbehörden flankiert werden.

Wirkung von Schwellenwerten bei heterogener Netzstruktur

Für die Ermittlung des Erweiterungsfaktors werden Kosten- und Parameterangaben verwendet, die sich auf das gesamte Netz eines Netzbetreibers beziehen (differenziert nach Netzebenen). Eine Differenzierung nach Teilgebieten eines Netzgebiets findet nicht statt. Dieses Prinzip kann zu Ungenauigkeiten bei der Berücksichtigung der Wirkung von Kostentreibern führen, insbesondere soweit die Zusammenhänge zwischen Kosten und Kostentreibern nichtlinear (d. h. nicht proportional) sind, sondern z. B. Knickpunkte aufweisen oder einer quadratischen oder anderen nichtlinearen Funktion folgen. Solche potenziellen Ungenauigkeiten durch den Verzicht auf eine differenzierte Betrachtung von Teilgebieten wurden bei der Konzeption des Anreizregulierungssystems im Grundsatz akzeptiert, denn es beruht generell – beispielsweise auch beim Effizienzvergleich – auf aggregierten Daten für jeweils das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers.

Vertreter der Netzbranche wenden jedoch ein, dass diese Ungenauigkeiten ein signifikantes Ausmaß gewinnen können, wenn sie im Zusammenhang mit Schwellenwerten auftreten, die in den Regelungen zu einzelnen Regulierungsinstrumenten verankert sind. Diese Kritik bezieht sich beim Erweiterungsfaktor speziell auf die Schwellenwerte für die Berücksichtigung von Parametern zur dezentralen Erzeugung. Sie bezieht sich hingegen nicht auf die Erheblichkeitsschwelle des Erweiterungsfaktors, da diese Schwelle bewusst auf die Gesamtwirkung von Erweiterungsmaßnahmen auf die Netzkosten abstellt und daher notwendigerweise auf Basis aggregierter Daten für das Netzgebiet ausgewertet werden muss.

Bei den Schwellenwerten zur dezentralen Erzeugung kann die Situation eintreten, dass eine Schwelle in einem Teil eines Netzgebiets bereits überschritten ist und damit eine berücksichtigungsrelevante kostentreibende Wirkung der dezentralen Erzeugung signalisiert, dass aber dieselbe Schwelle im Durchschnitt über das gesamte Netzgebiet noch nicht überschritten ist. In dieser Situation würde die in einem Teil des Gebiets vorliegende kostentreibende Wirkung somit keine Berücksichtigung finden.

Hieraus resultiert nach Auffassung der Netzbetreiber das Risiko einer systematischen Unterfunktion des Erweiterungsfaktors bei Netzbetreibern mit stark heterogen strukturierten Netzgebieten, die sich z. B. aus ländlich strukturierten und stark von dezentraler Erzeugung betroffenen Teilgebieten und städtischen Teilgebieten mit nur geringem Anteil dezentraler Erzeugung zusammensetzen.

Die Wirkungsanalyse im Rahmen dieses Gutachtens bestätigt, dass eine solche systematische Unterfunktion bei heterogen strukturierten Netzgebieten nicht auszuschließen ist und auch ein signifikantes Ausmaß annehmen kann, so dass es geboten erscheint, Lösungsansätze für diese Problematik zu untersuchen.

Von den betrachteten Lösungsansätzen erscheint einzig die Möglichkeit, auf Anwendung der Schwellenwerte für die Netz- und/oder die Umspannebenen zu verzichten, systematisch zur Lösung der Problematik geeignet und mit dem aktuellen Regulierungsrahmen vereinbar.

Für die Umspannebenen würde dieser Schritt auch nicht zu einer signifikanten Überfunktion des Erweiterungsfaktors führen und zudem die derzeit bestehende Möglichkeit der Ungleichbehandlung von Netzbetreibern ausräumen. Eine dahingehende Anpassung der Regelungen erscheint daher für die Umspannebenen empfehlenswert.

Für die Netzebenen besteht hingegen das Risiko einer signifikanten Überfunktion des Erweiterungsfaktors bei Verzicht auf die Schwellenwert-Regelung. Daher erscheint dieser Lösungsansatz hier problematisch. Aufgrund der relativ geringen Höhe des Schwellenwerts für Netzebenen dürften die Auswirkungen der von den Netzbetreibern befürchteten Unterfunktion gemessen an der Gesamthöhe der Erlösbergrenzen hier allerdings auch deutlich geringer sein als in den Umspannebenen.

Ausbau von Umspannwerken (Hoch-/Mittelspannung)

Im Rahmen der Novellierung der ARegV im August 2013 wurde der Anwendungsbereich der Regelungen des § 23 ARegV zu Investitionsmaßnahmen auf Maßnahmen in den Hochspannungsnetzen ausgedehnt, so dass diese Netzebene nun nicht mehr vom Erweiterungsfaktor erfasst wird. Maßnahmen im Bereich der Umspannwerke, d. h. in der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung, verbleiben jedoch weiterhin im Anwendungsbereich des Erweiterungsfaktors.

Vertreter der Netzbranche bewerten dies als problematisch, weil der Aus- oder Zubau von Umspannwerken für viele – insbesondere kleinere – Netzbetreiber große Einzelinvestitionen darstellt, die vom Erweiterungsfaktor aufgrund seines pauschalierenden Charakters nicht einzelfallgerecht abgebildet werden. Daher wird von den Netzbetreibern vorgeschlagen, auch Erweiterungsmaßnahmen auf dieser Umspannebene vom Anwendungsbereich des Erweiterungsfaktors in den Anwendungsbereich der Regelungen zu Investitionsmaßnahmen zu überführen.

Bei der Bewertung dieses Änderungsvorschlags ist zunächst festzustellen, dass das Grundkonzept des Erweiterungsfaktors, das aufgrund seines pauschalierenden Charakters die o. g. Kritik der Netzbetreiber auslöst, gegenüber dem stärker kostenorientierten Instrument der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV wesentliche Vorzüge aufweist, etwa hinsichtlich Antrags- und Prüfungsaufwand, Prüfbarkeit, Abgrenzung der Erweiterungs- von sonstigen Maßnahmen sowie Anreizen für die Auswahl kosteneffizienter Lösungen. Daher sollte nur dort das Instrument der Investitionsmaßnahmen bevorzugt werden, wo der Pauschalierungsansatz des Erweiterungsfaktors zu unvermeidbaren Ungenauigkeiten bei der Abbildung der Kostenwirkungen von Änderungen der Versorgungsaufgabe führen kann.

Diese Voraussetzung liegt in der Ebene der Umspannwerke nach Ansicht der Gutachter aber nicht vor. Vielmehr lässt sich durch Umsetzung der an anderer Stelle in diesem Gutachten ausgesprochenen Empfehlungen zur Eliminierung des Zeitverzugs und zum Wegfall des Schwellenwerts für Umspannebenen erreichen, dass der für diese Ebenen herangezogene Parameter im Erweiterungsfaktor die Kostenwirkungen mit hoher Treffgenauigkeit abbildet. Die u. U. insbesondere bei kleinen Netzbetreibern verbleibende Problematik eines starken zeitlichen „Verschleifens“ der Parameteränderungen gegenüber dem sprunghaften Auftreten von Ausbaukosten rechtfertigt einen so weitgehenden Schritt wie die Überführung dieser Ebene in den Anwendungsbereich von § 23 ARegV nicht, und eine parallele Anwendung dieses Instruments und des Erweiterungsfaktors erscheint kaum praktikabel und würde Bedenken hinsichtlich der Gleichbehandlung von Netzbetreibern aufwerfen. Allenfalls kann daher erwogen werden, für nachweislich besonders gravierende Fälle eine Härtefallregelung einzuführen, die eine angemessene vorübergehende Anpassung der Erlösobergrenze ermöglicht.

Anreize für die Technologiewahl beim Netzum-/-ausbau

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Erneuerbare-Energien-Erzeugung und anderen Entwicklungen etwa im Bereich der Elektromobilität und der Elektrowärmeanwendung wird aktuell und für die absehbare Zukunft auch im Bereich der Verteilernetze ein erheblicher Um- und Ausbaubedarf erwartet. Um diesem Bedarf hinsichtlich Kosten und Zeitaufwand möglichst effizient begegnen zu können, wird angestrebt, dass Netzbetreiber neuartige Technologien wie die unter dem Oberbegriff „Smart Grid“ diskutierten Ansätze – etwa den häufig als Beispiel genannten regelbaren Ortsnetztransformator – nutzen, soweit dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Der Nutzen dieser und anderer neuartiger Technologien wurde in den vergangenen Jahren in vielfältigen Zusammenhängen untersucht. Mittlerweile bestätigen verschiedene Untersuchungen, dass diese Technologien netztechnische Probleme fallweise kostengünstiger lösen können als konventionelle Maßnahmen zum Netzum- und -ausbau.

Netzbetreiber wenden jedoch vielfach ein, dass der aktuelle Regulierungsrahmen keine ausreichenden Anreize zum Einsatz dieser Technologien vermittelt. Diese Diskussion erstreckt sich auch, allerdings nicht ausschließlich, auf den Erweiterungsfaktor.

Das Gutachten untersucht diesbezüglich, inwieweit der Erweiterungsfaktor die Kosten des erforderlichen Netzum- und -ausbaus grundsätzlich abdecken kann und welche Anreize er hinsichtlich des Einsatzes neuartiger Technologien entfaltet, wobei auch Grenzen der erzielbaren Anreizwirkungen und Wechselwirkungen mit anderen Regulierungsinstrumenten dargestellt werden. Für die Analyse der Anreizwirkungen werden zudem vorab die aktuell diskutierten Technologien grob kategorisiert, und es wird erörtert, welche Anreizwirkungen jeweils erstrebenswert erscheinen.

Die Untersuchung zeigt, dass der Erweiterungsfaktor – gerade auch im Vergleich mit anderen Regulierungsinstrumenten – einen positiven Anreiz zum Einsatz neuartiger Technologien in Fällen vermitteln kann, in denen diese aus Sicht der Gesamtkosten günstiger sind als konventionelle Ausbauvarianten. Hiermit ist kein pauschaler Anreiz zum flächendeckenden Einsatz solcher Technologien verbunden; vielmehr bleibt es Aufgabe des Netzbetreibers, situationsabhängig die jeweils günstigste Technologie zu identifizieren. Hierbei erscheinen für die nähere Zukunft insbesondere die netzdienlichen Technologien etwa im Bereich der Spannungshaltung und der Netzleittechnik vielversprechend, und es ist zu erwarten, dass diese bereits erprobten Technologien dort Einsatz finden werden, wo sie zur Verbesserung der Kosteneffizienz des Netzes beitragen werden.

Es muss aber auch festgestellt werden, dass die Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors vor allem durch seine auf maximal eine Regulierungsperiode beschränkte Wirkungsweise begrenzt sind. Außerhalb der Sphäre des Erweiterungsfaktors wirken diesen Anreizen zudem bestimmte Eigenschaften anderer Regulierungsinstrumente entgegen, beispielsweise die tendenzielle Anreizsetzung zugunsten kapitalintensiver Lösungen durch die Grundsätze der Behandlung von Kapital- und Betriebskosten bei der Kostenkalkulation, die evtl. insgesamt nicht ausreichende

Stärke der Anreize zur Auswahl der jeweils kosteneffizientesten Lösung und die nicht unbedeutende Beeinflussbarkeit der Parameter für den Effizienzvergleich durch Entscheidungen des Netzbetreibers.

Es sollte aber nicht versucht werden, diesen gegenläufigen Anreizen, deren Ursache nicht in der Sphäre des Erweiterungsfaktors liegt, durch Änderungen bei der Gestaltung des Erweiterungsfaktors entgegenzuwirken, denn ein solcher Ausgleich von Anreizen über Regulierungsinstrumente hinweg ist kaum auf systematisch korrekte Weise möglich. Vielmehr sollten die hierfür ursächlichen Instrumente und Parameter des Regulierungsregimes selbst auf geeignete Weise angepasst werden, soweit dies im Hinblick auf die Entwicklung des Einsatzes neuartiger Technologien als erforderlich erkannt wird.

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sieht als ein Instrument zur Anpassung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern an Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb einer Regulierungsperiode den Erweiterungsfaktor vor (§ 10 ARegV). Das Konzept des Erweiterungsfaktors beruht darauf, die durch Änderungen der Versorgungsaufgabe bewirkten Änderungen der Netzkosten anhand von verschiedenen Parametern wie den nach Netzebenen differenzierten Zahlen von Anschlusspunkten und Höchstlasten abzuschätzen.

In der letzten Zeit wird intensiv diskutiert, ob die derzeitige Ausgestaltung dieses Instruments geeignet ist, die aktuellen Entwicklungen im Bereich des Netzum- und -ausbaus angemessen zu berücksichtigen. Hiermit befasst sich unter anderem die AG Regulierung der von der Bundesregierung eingerichteten Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“. Ausgehend von der Diskussion in der AG Regulierung hat die Bundesnetzagentur eine Expertenrunde mit Vertretern von Branchenverbänden und ihren Mitgliedsunternehmen einberufen und mit diesem Kreis in mehreren Sitzungen verschiedene von der Netzbranche angeregte Vorschläge zur Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktors erörtert.

Die Bundesnetzagentur hat uns damit beauftragt, fünf konkrete Problemfelder, die aus diesen Expertengesprächen hervorgegangen sind, hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors zu analysieren und bei Bedarf Lösungsansätze zur Verbesserung der Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors zu untersuchen. Diese Untersuchung konzentriert sich auf den Erweiterungsfaktor für Stromnetze, da auch die in den Expertengesprächen erörterten Aspekte in erster Linie diesen Sektor betreffen.

Mit dem vorliegenden Gutachten berichten wir über die Ergebnisse dieser Untersuchung. Wir stellen unseren Ausführungen eine kurze Beschreibung der Funktionsweise des Erweiterungsfaktors in der heutigen Ausgestaltung voran (Kapitel 2) und befassen uns anschließend in jedem Kapitel mit einem der untersuchten Problemfelder. Konkret untersuchen wir,

- ob Leistungserweiterungen bestehender dezentraler Erzeugungsanlagen durch Repowering oder Zubau von Erzeugungseinheiten angemessen durch den Erweiterungsfaktor erfasst werden (Kapitel 3),
- wie der Zeitverzug zwischen einer Parameteränderung und der zugehörigen Anpassung der Erlöse durch den Erweiterungsfaktor reduziert werden kann (Kapitel 4),

- ob die Regelungen zu Schwellenwerten für die dezentrale Erzeugungsleistung einer Anpassung bedürfen, um auch in heterogen strukturierten Netzen eine angemessene Treffgenauigkeit zu erreichen (Kapitel 5),
- ob die Umspannebene Hoch-/Mittelspannung im Anwendungsbereich des Erweiterungsfaktors verbleiben oder in den Anwendungsbereich der Regelungen zu Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV überführt werden sollte (Kapitel 6) und
- welche Anreizwirkungen vom Erweiterungsfaktor im Hinblick auf die Auswahl der bestgeeigneten konventionellen und/oder neuartigen Technologien bei der Bewältigung des anstehenden Netzum- und -ausbaubedarfs ausgehen (Kapitel 7).

Die vorliegende Untersuchung bezieht sich ausschließlich auf diese fünf Aspekte der Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors. Es ist nicht Teil der Aufgabenstellung, über diese Aspekte hinaus zu untersuchen, welche Treffgenauigkeit der Erweiterungsfaktor grundsätzlich erreicht und ob evtl. weitere Problemfelder bestehen, die eine Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung dieses Instruments oder auch anderer Regulierungsinstrumente erfordern können.

2 Funktionsweise des Erweiterungsfaktors

2.1 Grundsätzliche Merkmale

Der Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV dient dazu, die mit Veränderungen der Versorgungsaufgabe in einem Netzgebiet verbundenen Änderungen des von einem Netzbetreiber zu erbringenden Leistungsumfangs bei der Bestimmung der Erlösobergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Mit diesem Anspruch verbinden sich verschiedene grundsätzliche Merkmale dieses Regulierungsinstruments:

- Die durch den Erweiterungsfaktor bewirkte Erlösanpassung soll der Tatsache Rechnung tragen, dass mit einer Erweiterung der Versorgungsaufgabe im Allgemeinen – wenn auch nicht zwingend in jedem Einzelfall (s. Abschnitt 2.2) – Mehrkosten für den Netzbetreiber verbunden sind. Andere als die durch Erweiterungsmaßnahmen bedingten Mehrkosten – etwa Kosten für Erneuerungsmaßnahmen oder Mehrkosten für die Verlustdeckung infolge steigender Strompreise – werden durch den Erweiterungsfaktor nicht abgedeckt.
- Der Erweiterungsfaktor orientiert sich an den Veränderungen der Versorgungsaufgabe, nicht an einzelnen erforderlich werdenden Maßnahmen des Netzbetreibers. Dies geschieht durch Bezugnahme auf „exogene“ Parameter, die wesentliche kostenrelevante Eigenschaften der Versorgungsaufgabe erfassen (s. Abschnitt 2.2). In dieser Hinsicht unterscheidet sich der Erweiterungsfaktor etwa vom Instrument der Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV, das sich auf konkrete Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenpakete bezieht.
- Der Erweiterungsfaktor bezieht sich auf innerhalb einer Regulierungsperiode – d. h. nach dem Basisjahr – eintretende Änderungen der Versorgungsaufgabe, und die resultierenden Erlösanpassungen werden jeweils bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode gewährt. Mit dem Beginn einer neuen Regulierungsperiode wird der Erweiterungsfaktor zurückgesetzt und kann dann bei erneuten Änderungen der Versorgungsaufgabe gegenüber dem Basisjahr der neuen Regulierungsperiode erneut beantragt werden.
- Um eine vergleichsweise zeitnahe Erlösanpassung innerhalb der Regulierungsperiode zu ermöglichen, kann der Erweiterungsfaktor in einem jährlichen Turnus beantragt und gewährt werden. Konkret sieht die ARegV vor, dass ein Antrag jeweils zum 30. Juni eines Jahres gestellt und bei positivem Bescheid zum 1. Januar des Folgejahres bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden kann.

Der Erweiterungsfaktor für Stromnetzbetreiber wird, wie Anlage 2 zu § 10 ARegV ausführt, für jede Netz- und Umspannebene separat auf Grundlage der jeweils zu berücksichtigenden Parameter ermittelt und anschließend durch gewichtete Mittelwertbildung zusammengeführt. Gemäß ursprünglicher Regelung wurde der Erweiterungsfaktor für die Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung und für die Umspannebenen Hoch-/Mittelspannung und Mittel-/Niederspannung angewandt. (Der Begriff Netzebene wird hier und im Weiteren ausschließlich für Leitungsebenen verwendet, im Sinne einer eindeutigen Abgrenzung von den Umspannebenen.) Mit der Novellierung der ARegV im August 2013 wurde die Hochspannungsebene aus dem Anwendungsbereich des Erweiterungsfaktors in den des Instruments Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV) überführt. Im Bereich der Netzebenen findet der Erweiterungsfaktor somit nur noch auf Mittel- und Niederspannungsnetze Anwendung.

2.2 Abbildung von Kostentreiber-Wirkungen durch exogene Parameter

Die Ermittlung des Erweiterungsfaktors beruht darauf, Änderungen bestimmter Parameter der Versorgungsaufgabe festzustellen, die zwischen dem Ende des Basisjahres einer Regulierungsperiode und dem Antragszeitpunkt für den Erweiterungsfaktor eingetreten sind, und die hiermit verbundene Kostenwirkung beim Netzbetreiber abzuschätzen. Hierzu werden „exogene“, d. h. durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbare Parameter herangezogen, die als maßgebliche Treiber der Kosten einer Netz- oder Umspannebene identifiziert wurden.

Anlage 2 zu § 10 ARegV führt als berücksichtigungsrelevante Parameter für Netzebenen die Fläche des versorgten Gebiets (F) und die Zahl der Anschlusspunkte (AP) und für Umspannebenen die aus einer Ebene versorgte Last (L) auf. Die Bundesnetzagentur hat mit dem Beschluss BK8-10/004 im September 2010 zusätzlich den Parameter Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen (EP) für Netzebenen eingeführt und die Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors sowohl für Netz- als auch für Umspannebenen angepasst, um eine bessere Berücksichtigung der Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen zu erreichen. Die hiermit verbundenen Parameter und Schwellenwerte sind in Abschnitt 2.3 näher erläutert.

Die Bezugnahme auf exogene Parameter ermöglicht eine auf objektiv feststellbaren Angaben beruhende Abschätzung des mit einer Änderung der Versorgungsaufgabe verbundenen Kostenaufwands ohne die Notwendigkeit einer detaillierten Prüfung und ggf. Abgrenzung der vom Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen. Zudem entfaltet sie einen Anreiz, erforderliche Maßnahmen möglichst kosteneffizient zu gestalten und auszuführen.

Die oben genannten Parameter sind allerdings strenggenommen für einen Netzbetreiber nicht gänzlich unbeeinflussbar. Vielmehr ergeben sich durch die separate Berücksichtigung von Beiträgen zum Erweiterungsfaktor für die einzelnen Netz- und Umspannebenen Einflussmöglichkeiten an den Schnittstellen zwischen den Ebenen. Beispielsweise umfassen die (entnahmeseitigen) Anschlusspunkte eines Mittelspannungsnetzes neben den Anschlusspunkten von Letztverbrauchern auch die Umspannstationen zur Niederspannungsebene (Ortsnetzstationen), deren Zahl durch die Gestaltung des Niederspannungsnetzes beeinflussbar ist. Der hiermit u. U. verbundene Anreiz zur gezielten Beeinflussung der Berechnungsgrundlage des Erweiterungsfaktors ist mit Blick auf die höhere erzielbare Genauigkeit bei separater Berücksichtigung der Netz- und Umspannebenen und angesichts der auf jeweils wenige Jahre begrenzten Wirkungsweise des Erweiterungsfaktors jedoch grundsätzlich zu akzeptieren.

Die auf den o. g. Parametern beruhenden Berechnungsvorschriften für die ebenenweisen Beiträge zum Erweiterungsfaktor bilden wesentliche Kostenzusammenhänge in genäherter Form ab. So wird z. B. unterstellt, dass die Kosten einer Netzebene in erster Linie durch die Leitungslänge und diese wiederum durch die Gebietsfläche und die Zahl der (lastseitigen) Anschlusspunkte und der Einspeisepunkte getrieben werden, und zwar in Form einer bestimmten mathematischen Beziehung. Für Umspannebenen wird unterstellt, dass die Kosten näherungsweise proportional zur Umspannkapazität sind und diese wiederum näherungsweise proportional zur Höchstlast der Umspannebene ist. Es liegt auf der Hand, dass die realen Kostenzusammenhänge durch diese vereinfachenden Annahmen nur näherungsweise abgebildet werden können. Die hiermit verbundene Unschärfe wird bislang zugunsten einer einfachen und transparenten Berechnungsvorschrift und wiederum mit Blick auf die begrenzte Wirkungskdauer des Erweiterungsfaktors grundsätzlich in Kauf genommen. In Bezug auf bestimmte Zusammenhänge wie z. B. den Einfluss zusätzlicher Erzeugungsleistung auf den Ausbaubedarf in Netzebenen wird sie jedoch von der Branche kritisiert (siehe Kapitel 3).

Eine weitere mit diesem Konzept des Erweiterungsfaktors verbundene Unschärfe ergibt sich daraus, dass Änderungen der Versorgungsaufgabe nicht zwingend in jedem Einzelfall zu Maßnahmen seitens des Netzbetreibers führen und dass die ggf. erforderlichen Maßnahmen auch bei gleichartiger Parameteränderung fallabhängig stark variieren können. Dies beruht vor allem darauf, dass Netzbetriebsmittel nicht beliebig feinstufig an den aktuellen Bedarf angepasst werden können, sondern in der Regel mit Dimensionierungsreserven ausgestattet sind, so dass sich etwa bei kontinuierlicher Erweiterung der Versorgungsaufgabe in der Realität ein stufenweiser

Netzausbau ergibt. Eine solche Entwicklung kann der Erweiterungsfaktor konzeptgemäß nur pauschalierend, d. h. im Sinne des durchschnittlichen Kostenaufwands pro eingetretener Änderung der Versorgungsaufgabe wiedergeben. Die im Einzelfall tatsächlich eintretende Kostenwirkung kann daher naturgemäß nicht präzise abgebildet werden.

2.3 Parameter und Schwellenwerte zu dezentraler Erzeugung

Die mit dem Beschluss BK8-10/004 der Bundesnetzagentur im September 2010 bewirkte Anpassung der Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors zur besseren Berücksichtigung der Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen betrifft Netzebenen und Umspannebenen auf unterschiedliche Weise:

- Für die Netzebenen (d. h. bei heutigem Stand noch die Mittel- und die Niederspannungsebene) wird der auf die Zahl der (lastseitigen) Anschlusspunkte bezogene Beitrag zum Erweiterungsfaktor so ergänzt, dass auch die Änderung der Zahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen in die Berechnung eingeht. Mit welchem Gewicht die Einspeisepunkte in die Berechnung eingehen, entscheidet sich danach, ob die an die betroffene Netzebene und alle unterlagerten Netz- und Umspannebenen angeschlossene dezentrale Erzeugungsleistung bereits einen Schwellenwert von 30% der (Entnahme-) Last dieser Netzebene überschritten hat:
 - Unterhalb dieses Schwellenwerts wird unterstellt, dass der Anschluss zusätzlicher Erzeugungsanlagen in der Regel nur Ausbaubedarf im Nahbereich des Einspeisepunkts verursacht und daher mit dem Ausbaubedarf für die Errichtung eines neuen lastseitigen Anschlusspunkts vergleichbar ist. In diesem Bereich gehen Einspeisepunkte mit dem Gewicht 1 ein, d. h. Anschluss- und Einspeisepunkte werden einfach addiert.
 - Oberhalb des Schwellenwerts wird angenommen, dass neben dem Ausbaubedarf im Nahbereich des Einspeisepunkts in der Regel weiterer Aufwand etwa durch Zubau zusätzlicher Leitungen oder durch Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungsgrenzwertverletzungen entsteht. In diesem Bereich wird die Zahl der Einspeisepunkte mit einem Äquivalenzfaktor z gewichtet, dessen Höhe am Modell einer parallelen Infrastruktur zur Anbindung von Erzeugungsanlagen orientiert ist.

In beiden Bereichen gehen Änderungen der Zahlen sowohl der Anschluss- als auch der Einspeisepunkte nur dann in den Erweiterungsfaktor ein, wenn sie positiv sind, d. h. wenn die Zahl – bezogen auf das gesamte Netzgebiet des Netzbetreibers – zugenommen hat.

- Für die Umspannebenen wird die Berechnung des auf die Last bezogenen Beitrags zum Erweiterungsfaktor modifiziert, falls die an die betroffene Umspannebene und alle unterlagerten Netz- und Umspannebenen angeschlossene dezentrale Erzeugungsleistung einen Schwellenwert von 130% der (Entnahme-) Last dieser Umspannebene überschritten hat:
 - Unterhalb dieses Schwellenwerts bleibt die Berechnungsvorschrift unverändert. In diesem Bereich wird davon ausgegangen, dass die Auslegung der Umspannanlagen in der Regel noch von der zu versorgenden Last getrieben wird.
 - Oberhalb des Schwellenwerts wird hingegen angenommen, dass die Auslegung der Umspannanlagen in einzelnen oder allen Stationen primär von der abzutransportierenden Erzeugungsleistung getrieben wird. Um dies zu berücksichtigen, wird in der Berechnungsvorschrift anstelle der (Entnahme-) Last der Ebene die Summe der Beträge (d. h. der vorzeichenunabhängigen Zahlenwerte) der maximalen Belastungen der einzelnen Umspannstationen herangezogen. Die Bildung der Beträge der einzelnen Stationsbelastungen bewirkt, dass auch die aus dem Leistungs-Abtransport resultierenden Belastungen in Richtung der überlagerten Netzebene berücksichtigt werden, soweit diese die Belastungen in Richtung der unterlagerten Netzebene übertreffen. Diese modifizierte Berechnungsvorschrift ermöglicht somit eine stationsscharfe Berücksichtigung der auslegungsrelevanten Belastungen.

Durch die beschriebenen Schwellenwerte wird die im Zusammenhang mit dem Ausbau der dezentralen Erzeugung gewonnene Erfahrung reflektiert, dass die Integration der Erzeugungsanlagen bei insgesamt geringer Durchdringung nur geringen Ausbaubedarf im Netz (und in Einzelfällen sogar eine geringfügige Kostenvermeidung) bewirkt, bei zunehmender Durchdringung hingegen durch Erreichen von Spannungsgrenzen und Strombelastbarkeiten deutlich steigenden Ausbaubedarf auslösen kann. Die Schwellenwerte beziehen sich jeweils auf integrale Größen (Entnahmelast und installierte Erzeugungsleistung) für das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers.

2.4 Berechnung der Erlösanpassung

Das Konzept des Erweiterungsfaktors zielt darauf ab, den infolge einer Änderung der Versorgungsaufgabe zu erwartenden Kostenzuwachs eines Netzbetreibers in relativer Form abzuschätzen, d. h. bezogen auf die Höhe der Kosten vor Eintritt der Änderung. Der Erweiterungsfaktor nimmt demnach den Wert 1 an, wenn sich die Versorgungsaufgabe zum Zeitpunkt der Antragstellung gegenüber dem Ende des Basisjahres nicht geändert hat. (Der Wert 1 ergibt sich auch dann, wenn Änderungen in negativer Richtung – d. h. Rückgänge der Parameter der Versorgungsaufgabe – aufgetreten sind, denn die Berechnungsvorschrift schließt negative Beiträge zum Erweiterungsfaktor aus.) Wenn berücksichtigungsrelevante Änderungen eingetreten sind, nimmt der Erweiterungsfaktor einen Wert oberhalb von 1 an.

Dieser Faktor wird bei der Ermittlung der Erlösobergrenze für ein Jahr einer Regulierungsperiode mit dem Term der Erlösobergrenzen-Formel multipliziert, der die vorübergehend nicht beeinflussbaren sowie die beeinflussbaren Kosten abdeckt, d. h. alle Netzkosten außer den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie dem volatilen Kostenanteil, der gemäß § 11 Abs. 5 ARegV gesondert behandelt wird. Die Kostensumme, auf die der Erweiterungsfaktor angewandt wird, wird zudem mit dem aus Verbraucherpreisindex und generellem sektoralem Produktivitätsfaktor gebildeten Faktor multipliziert. Der Erweiterungsfaktor wirkt somit auf die Summe der beeinflussbaren und der vorübergehend nicht beeinflussbaren Netzkosten nach Berücksichtigung von Inflation, Produktivitätsfortschritt und Effizienzvorgaben.

Dies bedeutet, dass die Gesamterlöse des Netzbetreibers (außer den Anteilen zur Abdeckung dauerhaft nicht beeinflussbarer sowie volatiler Kostenanteile) proportional zum Erweiterungsfaktor „atmen“. Eine nach Kostenarten – beispielsweise Kapital- und Betriebskosten – differenzierte Anwendung des Erweiterungsfaktors findet nicht statt. Hieraus erwachsen somit auch keine Vorgaben oder Anreize für den Netzbetreiber hinsichtlich einer bestimmten Kostenaufteilung.

2.5 Erheblichkeitsschwelle

Der Erweiterungsfaktor kommt nur zur Anwendung, wenn die durch Änderungen der Versorgungsaufgabe bewirkte Kostenzunahme erheblich ist. § 10 Abs. 2 Satz 3 ARegV führt aus, dass von einer erheblichen Kostenzunahme auszugehen ist, wenn sich die Gesamtkosten des Netz-

betreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile hierdurch um mindestens 0,5% erhöhen. Diese Erheblichkeitsschwelle bezieht sich nicht auf die einzelnen Beiträge zum Erweiterungsfaktor, sondern auf deren Gesamtwert. Sie wird durch die Bundesnetzagentur auf Grundlage der vom Netzbetreiber bei Beantragung des Erweiterungsfaktors anzugebenden Höhe der Erweiterungsinvestitionen geprüft.

3 Repowering/Erweiterung von Erzeugungsanlagen

3.1 Problemaufriss

Der durch den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen verursachte Aus- und Umbauebedarf im Netz wird bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors durch die in Abschnitt 2.3 erläuterten Parameter berücksichtigt. Ein positiver Beitrag zum Erweiterungsfaktor für die Netzebenen ergibt sich, wenn die Zahl der Einspeisepunkte vom Bezugszeitpunkt bis zum Antragszeitpunkt zunimmt. Der Erweiterungsfaktor für die Umspannebenen berücksichtigt die durch hinzukommende Erzeugungsleistung ggf. zunehmende Belastung der Transformatoren, sofern der hierfür geltende Schwellenwert überschritten ist.

Netzbetreiber kritisieren in Bezug auf diese Regelungen, dass der Erweiterungsfaktor (insbesondere für die Netzebenen) Erweiterungen der Erzeugungsleistung, bei denen die Zahl der Einspeisepunkte nicht zunimmt oder sogar abnimmt, nicht berücksichtigt. Fälle dieser Art können sich unter anderem ergeben

- bei Austausch älterer Erzeugungsanlagen durch Anlagen neuerer Bauart und höherer Leistung („Repowering“; z. Z. überwiegend bei Windenergieanlagen) und
- bei Anschluss neuer Erzeugungsanlagen an einen bereits bestehenden Einspeisepunkt, z. B. durch Zubau weiterer Erzeugungseinheiten in einem bereits angeschlossenen Windpark.

Daneben wird auch der Zubau von Erzeugungsanlagen, die an den Anschlusspunkt eines Letztverbrauchers angeschlossen werden, u. U. nicht im Erweiterungsfaktor berücksichtigt. Dieser Fall tritt besonders häufig bei Anschluss von Photovoltaikanlagen auf Gebäudedächern an den Niederspannungs-Netzanschluss des Gebäudes auf. Solche Anschlusspunkte werden nur dann (zusätzlich) als Einspeisepunkte gezählt, wenn die Erzeugungsleistung im Niederspannungsnetz den dort geltenden Schwellenwert überschritten hat (siehe Abschnitt 5.3.2). Mit dieser Regelung wird explizit berücksichtigt, dass im Bereich unterhalb des Schwellenwerts die Auswirkungen der Erzeugungsanlagen auf das Netz gering sind, während oberhalb des Schwellenwerts in der Regel kostentreibende Wirkungen überwiegen. Diese Fallkonstellation ist unseres Wissens nicht Gegenstand der oben angesprochenen Kritik der Netzbetreiber; hier konzentriert sich die Diskussion eher auf die Frage der Sachgerechtigkeit der Schwellenwert-Regelung bei heterogen strukturierten Netzgebieten. Mit diesem Aspekt befassen wir uns in Kapitel 5.

Die nachfolgend untersuchte Problematik bezieht sich somit in erster Linie auf Fälle des Leistungszubaus durch Repowering oder Erweiterung von Erzeugungsanlagen mit bereits bestehenden und nicht mit Anschlusspunkten von Letztverbrauchern zusammenfallenden Einspeisepunkten. Diese Problematik betrifft unter den vom Erweiterungsfaktor abgedeckten Ebenen hauptsächlich die Netzebene Mittelspannung und die Umspannebene Hoch-/Mittelspannung.

Wir untersuchen hierzu zunächst die auftretenden Fallkonstellationen und die hiermit potenziell verbundenen Auswirkungen auf die für den Erweiterungsfaktor relevanten Parameter (Abschnitt 3.2). Im Anschluss erörtern wir, inwieweit die hiermit verbundenen Beiträge zum Netzum- und -ausbaubedarf vom Erweiterungsfaktor abgedeckt werden (Abschnitt 3.3). Dabei zeigt sich, dass die Regelungen speziell für Netzebenen (also v. a. die Mittelspannungsebene) angepasst werden sollten. Mit einem möglichen Ansatz hierfür befasst sich Abschnitt 3.4.

3.2 Fallkonstellationen und Auswirkungen auf Parameter

Für die Beschreibung der relevanten Fallkonstellationen ist es hilfreich, die u. a. im Rahmen der Zertifizierung von Erzeugungsanlagen verwendete begriffliche Unterscheidung zwischen Erzeugungseinheiten und -anlagen zu verwenden:

- Eine Erzeugungseinheit (EZE) ist eine einzelne Einheit zur Stromerzeugung wie z. B. eine einzelne Windenergieanlage (d. h. ein Windrad) oder eine Photovoltaikanlage mit eigenem Umrichter.
- Eine Erzeugungsanlage (EZA) umfasst eine oder mehrere EZE, die gemeinsam an einen Einspeisepunkt angeschlossen sind, einschließlich aller für den Anschluss und Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen, insbesondere auch der EZA-internen Leitungen („Parknetz“) zur Verbindung der EZE untereinander und mit dem Einspeisepunkt.

Die zu betrachtenden Fallkonstellationen sind in Bild 3.1 dargestellt.

Im Fall der Erweiterung einer bestehenden EZA um eine oder mehrere EZE ist danach zu unterscheiden, ob der bestehende Einspeisepunkt weiterverwendet wird oder ob er entfällt und durch einen neuen Einspeisepunkt ersetzt wird. Letzterer kann in der gleichen Netzebene oder auch in einer überlagerten Ebene liegen, etwa als Direktanschluss an eine Umspannstation oder als Anschluss in der überlagerten Netzebene. (Der grundsätzlich ebenfalls denkbare Fall, dass

der bestehende Einspeisepunkt weiterverwendet und zusätzlich ein neuer Einspeisepunkt errichtet wird, entspricht in seiner Wirkung der Errichtung einer gänzlich neuen EZA, der nicht Gegenstand der hier untersuchten Problematik ist.)

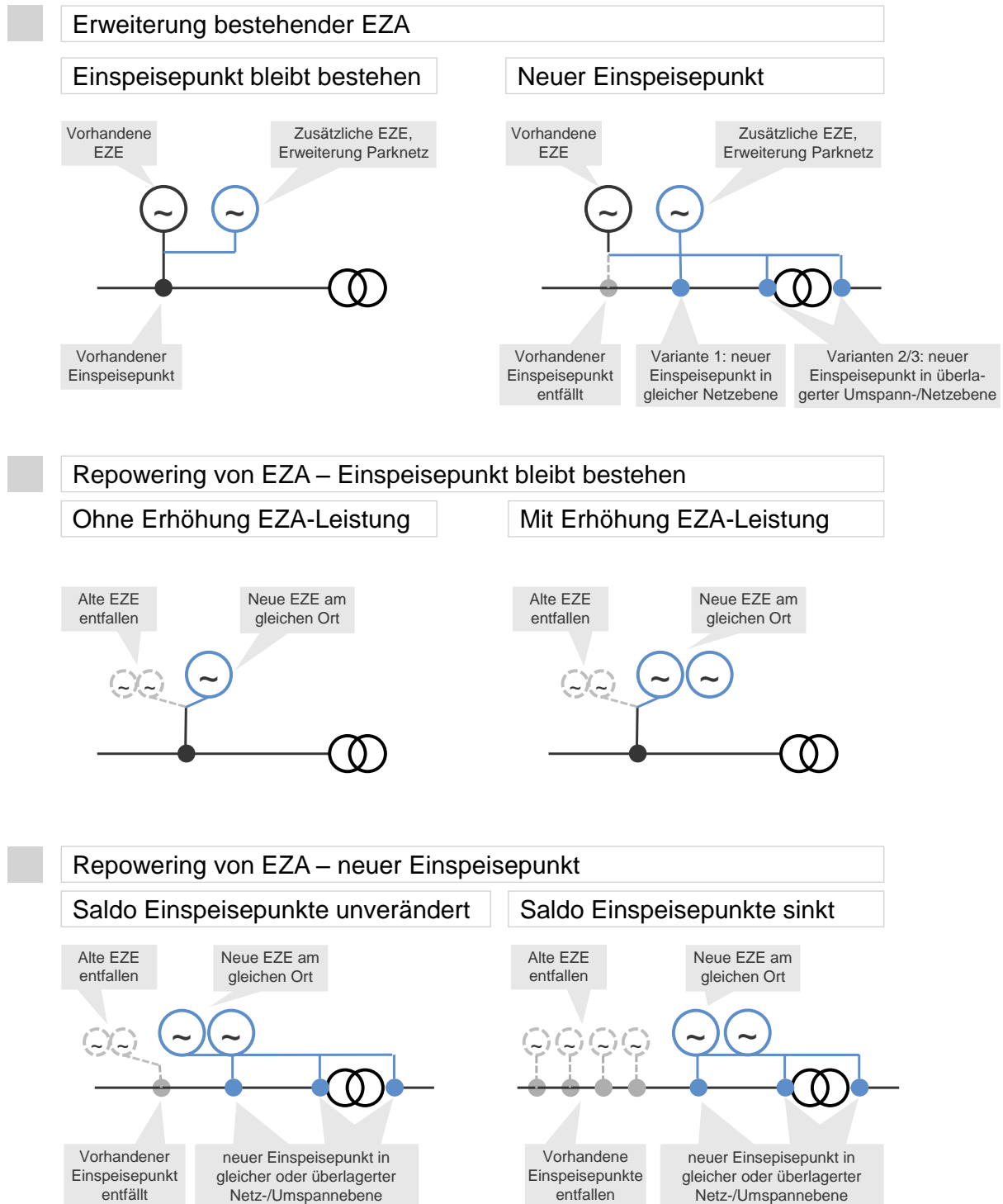


Bild 3.1: Fallkonstellationen des Ausbaus bestehender Erzeugungsanlagen (EZA) durch Zubau oder Repowering von Erzeugungseinheiten (EZE)

Je nach Fallvariante können sich folgende Auswirkungen auf die für den Erweiterungsfaktor relevanten Parameter ergeben:

- Die Zahl der Einspeisepunkte bleibt unverändert, wenn der bestehende Einspeisepunkt entweder weiterverwendet oder durch einen neuen Einspeisepunkt in der gleichen Netzebene ersetzt wird. Im letztgenannten Fall ergibt sich dies aus der Saldierung des wegfallenden mit dem hinzukommenden Einspeisepunkt.
- Die Zahl der Einspeisepunkte in der bisherigen Anschlussebene sinkt um einen Punkt, wenn der Anschluss auf eine überlagerte Ebene verlegt wird. In dieser überlagerten Ebene kommt dann ein Einspeisepunkt hinzu.
- Die installierte dezentrale Erzeugungsleistung nimmt insgesamt um die Leistung der neuen EZE zu. Wenn die Anschlussebene unverändert bleibt, findet der Zuwachs auf dieser Ebene statt. Wenn der Anschluss hingegen auf eine überlagerte Ebene verlegt wird, so findet der Zuwachs nur aus Sicht dieser überlagerten Ebene statt; auf der ursprünglichen Anschlussebene sinkt die Erzeugungsleistung hingegen, da zusammen mit der neuen EZE auch die Leistung der zuvor bereits bestehenden EZE auf die überlagerte Ebene verlegt wird. (Die installierte Erzeugungsleistung aus Sicht einer Netz- oder Umspannebene schließt nach der im Beschluss BK8-10-004 der Bundesnetzagentur verwendeten Definition immer die an unterlagerten Ebenen angeschlossene Erzeugungsleistung ein.)

Im Fall des Repowering bestehender EZA ist zunächst in analoger Weise danach zu unterscheiden, ob der bestehende Einspeisepunkt weiterverwendet oder aber durch einen neuen Einspeisepunkt ersetzt wird, sei es auf der gleichen oder einer überlagerten Ebene. Im erstgenannten Fall ist hinsichtlich der netzseitigen Auswirkungen zusätzlich von Bedeutung, ob die Erzeugungsleistung durch das Repowering insgesamt zunimmt oder näherungsweise unverändert bleibt.

Der zweitgenannte Fall dürfte in der Regel nur eintreten, wenn die Erzeugungsleistung insgesamt zunimmt. In diesem Fall ist weiter danach zu differenzieren, ob die Zahl der Einspeisepunkte im Saldo unverändert bleibt oder abnimmt. Eine Abnahme der Zahl der Einspeisepunkte ist aufgrund zweier Entwicklungen nicht unwahrscheinlich:

- Beim Repowering werden alte EZE in der Regel durch leistungsstärkere EZE mit größerem Flächenbedarf ersetzt, so dass bei unveränderter Gesamtfläche die Zahl der EZE abnimmt. Diese Entwicklung wird beispielsweise auch vom schleswig-holsteinischen Winderlass [1]

reflektiert, der beim Repowering von Windparks, die außerhalb der inzwischen ausgewiesenen Eignungsgebiete liegen, einen Bestandsschutz für die Flächennutzung nur gewährt, wenn die Zahl der EZE durch die Repowering-Maßnahme mindestens halbiert wird.

- Es ist heute stärker als in der Anfangszeit des Windenergie-Ausbaus üblich, mehrere EZE zu einer EZA mit einem internen Parknetz zu bündeln und an einen gemeinsamen Einspeisepunkt anzuschließen, was dann auch beim Repowering zum Ersatz von Einzelanschlüssen durch gebündelte Anschlüsse führt.

Je nach Fallvariante können sich bei Repowering-Maßnahmen somit folgende Auswirkungen auf die für den Erweiterungsfaktor relevanten Parameter ergeben:

- Die Zahl der Einspeisepunkte bleibt unverändert, wenn der/die bestehende(n) Einspeisepunkt(e) weiterverwendet oder durch eine gleich große Zahl neuer Einspeisepunkte in der gleichen Netzebene ersetzt werden. Letzteres ergibt sich wiederum durch Saldierung der wegfallenden mit den hinzukommenden Einspeisepunkten.
- Die Zahl der Einspeisepunkte in der bisherigen Anschlussebene sinkt um einen oder mehrere Punkte, wenn mehr Einspeisepunkte wegfallen als neu hinzukommen oder wenn der Anschluss auf eine überlagerte Ebene verlegt wird. In dieser überlagerten Ebene kommen dann ein oder mehrere Einspeisepunkt(e) hinzu.
- Die installierte dezentrale Erzeugungsleistung nimmt beim Repowering nicht zwingend zu. In der Regel tut sie dies jedoch, weil mehr Leistung zugebaut wird als durch die wegfallenden EZE entfällt. Wenn die Anschlussebene unverändert bleibt, findet dieser Leistungszuwachs auf dieser Ebene statt. Wird der Anschluss hingegen auf eine überlagerte Ebene verlegt, so findet der Zuwachs nur aus Sicht dieser überlagerten Ebene statt, während die Erzeugungsleistung auf der ursprünglichen Anschlussebene zurückgeht.

3.3 Wirkungsanalyse

3.3.1 Netzebenen

In der vom Ausbau einer EZA durch Repowering oder Leistungserweiterung betroffenen Netzebene – hier in erster Linie der Mittelspannungsebene – kann Um- oder Ausbaubedarf einerseits

durch die Notwendigkeit der Errichtung und Netzeinbindung eines oder mehrerer neuer Einspeisepunkte und andererseits durch das Erreichen oder Überschreiten technischer Grenzwerte infolge der Zunahme der Erzeugungsleistung entstehen.

Der Aufwand für die Errichtung neuer Einspeisepunkte wird beim Erweiterungsfaktor grundsätzlich über die Zahl der Einspeisepunkte erfasst. (Die Abbildung der damit verbundenen Kostenwirkungen unterliegt dabei den in Kapitel 2 erläuterten prinzipbedingten Pauschalierungen und Unschärfen, die aber in den hier betrachteten Fallkonstellationen keine grundsätzlich andere Rolle spielen als in den anderen Anwendungsbereichen des Erweiterungsfaktors.)

Im Zusammenhang mit Ausbau oder Repowering bestehender EZA kann hier jedoch eine systematische Unterfunktion des Erweiterungsfaktors auftreten, wenn die Zahl der hinzukommenden Einspeisepunkte durch wegfallende Einspeisepunkte kompensiert oder sogar überkompensiert wird. Die Außerbetriebnahme eines Einspeisepunkts bewirkt kurzfristig praktisch keine Kostenentlastung. Die zusätzlichen Kosten für die Errichtung eines Einspeisepunkts werden somit auch nicht durch den gleichzeitigen Wegfall eines oder mehrerer Einspeisepunkte kompensiert. Insofern vermittelt die Entwicklung des Saldos der Zahl der Einspeisepunkte ein unvollständiges Bild von der zugrunde liegenden Kostenentwicklung.

Die Erkenntnis, dass der Rückgang eines der in den Erweiterungsfaktor eingehenden Parameter in der Regel keinen kurzfristigen Kostenrückgang bewirkt, ist in der Berechnungsvorschrift für den Erweiterungsfaktor insofern berücksichtigt, als jeder Summand in der Berechnungsformel nach unten auf den Wert 0 begrenzt ist, d. h. nicht negativ werden kann. Diese Begrenzung gilt auch für den Summanden, in den die Zahl der Einspeisepunkte eingeht. Damit wird die oben beschriebene potenzielle Unterfunktion jedoch nicht vollständig behoben, denn wenn dieser Parameter durch hinzukommende Einspeisepunkte steigt, so wird dieser Anstieg durch den gleichzeitigen Wegfall von Einspeisepunkten abgeschwächt, ohne dass dem eine entsprechende Kostensenkung gegenüberstünde.

In Bezug auf die Ermittlung und Berücksichtigung der Zahl der Einspeisepunkte im Zusammenhang mit Ausbau- oder Repowering-Maßnahmen von EZA besteht unseres Erachtens daher Anpassungsbedarf in der Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors.

Der Aufwand für Netzumstrukturierungen oder -verstärkungen, die erforderlich werden, um die Verletzung von Spannungs- oder Stromgrenzen infolge zunehmender Netzbelastung zu vermeiden, wird durch den Erweiterungsfaktor nicht explizit abgebildet. Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, liegt der Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors die Annahme zugrunde, dass die

Kosten einer Netzebene in erster Linie durch die Leitungslänge und diese wiederum durch strukturelle Aspekte wie die Gebietsfläche und die Zahl der Anschluss- und Einspeisepunkte getrieben werden. Diese Annahme ist eine Näherung, die aber bei langfristiger Betrachtung speziell in den unteren Netzebenen die durchschnittlichen Kostenwirkungen – entsprechend dem prinzipiellen Pauschalierungsansatz des Erweiterungsfaktors – mit vertretbarer Genauigkeit wiedergibt.

Problematisch ist allerdings die mit dieser langfristigen Perspektive verbundene Annahme, dass Anpassungen der Netzstruktur im Wesentlichen nur bei Erschließung neuer Gebiete oder bei Ersatzbedarf der Betriebsmittel erforderlich werden und dass dann ausreichende Dimensionierungsreserven vorgesehen werden können, um kurzfristigen erneuten Anpassungsbedarf zu vermeiden. Diese Annahme ist im Bereich der dezentralen Erzeugung angesichts der aktuellen Entwicklungsdynamik kaum haltbar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Erweiterungen der dezentralen Erzeugungsleistung häufig zusätzlichen Netzum- oder -ausbaubedarf auslösen.

Um dies im Erweiterungsfaktor zu berücksichtigen, ohne einen expliziten Leistungsbezug in die Berechnungsvorschrift für die auf Netzebenen bezogenen Summanden einzubringen, wird die Zahl der Einspeisepunkte in der Berechnungsvorschrift mit einem Äquivalenzfaktor multipliziert, der oberhalb des hierfür definierten Schwellenwerts einen Wert größer als 1 annimmt.

Dieser indirekte Weg zur Berücksichtigung von Kostenänderungen, die durch einen Zuwachs der Erzeugungsleistung ausgelöst werden, setzt voraus, dass der Leistungszuwachs mit einer Zunahme der Zahl der Einspeisepunkte einhergeht. Dies ist aber, wie oben gezeigt wurde, dann nicht der Fall, wenn hinzukommende EZE an bereits bestehende Einspeisepunkte angeschlossen werden oder wenn die Zunahme der Zahl der Einspeisepunkte durch die Saldierung mit wegfallenden Punkten kompensiert oder sogar überkompensiert wird. Auch hier zeigt sich Bedarf, die Art und Weise der Zählung der Einspeisepunkte bei der Beantragung des Erweiterungsfaktors zu überdenken (siehe Abschnitt 3.4).

3.3.2 Umspannebenen

In den Umspannebenen – hier insbesondere der Umspannung Hoch-/Mittelspannung – entsteht bei Zubau von dezentraler Erzeugungsleistung dann Ausbaubedarf, wenn die Höhe der Umspannkapazität bereits durch die abzutransportierende Erzeugungsleistung bestimmt wird und die zu erwartende Maximalbelastung nach dem Zubau die bestehende Kapazität überschreitet.

Dieser Zusammenhang wird durch die im Erweiterungsfaktor für Umspannebenen herangezogenen Parameter (Höchstlast bzw. Summe der vorzeichenunabhängigen maximalen Stationsbelastungen) in Verbindung mit dem hierfür geltenden Schwellenwert abgebildet.

In diesen Parametern schlägt sich, wie die Analyse der Fallkonstellationen gezeigt hat, auch ein durch Ausbau oder Repowering bestehender EZA bewirkter Leistungszuwachs nieder. Dies gilt sowohl für den Fall, dass die Erzeugungsleistung weiterhin an die unterlagerte Netzebene angeschlossen bleibt, als auch für den Fall, dass sie direkt an die Umspannebene angeschlossen wird. In diesen Fällen lässt sich somit keine systematische Unterfunktion des Erweiterungsfaktors in Bezug auf den Ausbaubedarf in der Umspannebene erkennen.

Lediglich in dem Fall, dass eine EZA nach dem Ausbau oder Repowering an die überlagerte Netzebene – d. h. hier insbesondere die Hochspannungsebene – angeschlossen wird, kann eine systematische Unterfunktion auftreten: In einem solchen Fall sinkt die Erzeugungsleistung aus Sicht der Umspannebene, und damit auch deren Belastung im Nahbereich der EZA. Wenn der für diese Ebene geltende Schwellenwert bereits (und auch weiterhin) überschritten ist, schlägt sich dieser Belastungsrückgang in der dann als Parameter herangezogenen Summe der vorzeichenunabhängigen maximalen Stationsbelastungen nieder. Dort kann dieser Rückgang, der kurzfristig nicht zu einer Kostenentlastung führt, eine mögliche Belastungszunahme an anderer Stelle in der Umspannebene kompensieren. Dann kann – analog zu der Problematik der Saldierung von Einspeisepunkten – insgesamt eine Unterschätzung der Kostenwirkungen in dieser Ebene resultieren.

Diese Konstellation halten wir jedoch derzeit für sehr unwahrscheinlich, und die Konsequenzen hinsichtlich der Treffgenauigkeit dürften sehr begrenzt sein, da es allenfalls um die Nichtberücksichtigung der Leistung einzelner (alter) Windparks geht.

Wir sehen daher keinen dringenden Änderungsbedarf der Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors für Umspannebenen im Zusammenhang mit Ausbau- oder Repowering-Maßnahmen bestehender EZA.

3.4 Verbesserungsansatz für den Erweiterungsfaktor für Netzebenen

Die in Abschnitt 3.3.1 aufgezeigte Problematik der Saldierung von hinzukommenden und wegfallenden Einspeisepunkten lässt sich sachgerecht und mit vermutlich nur geringem Umsetzungsaufwand lösen, indem wegfallende Einspeisepunkte vorübergehend für die Zwecke des

Erweiterungsfaktors weiterhin als bestehende Einspeisepunkte mitgezählt werden. Auf diese Weise würde die unerwünschte kompensierende Wirkung der wegfallenden Einspeisepunkte im Erweiterungsfaktor eliminiert.

Hierzu müssten die wegfallenden Einspeisepunkte so lange wie bestehende Einspeisepunkte behandelt werden, bis die Änderung im Bereich der Einspeisepunkte und gleichzeitig die Kosten der damit verbundenen Erweiterungsmaßnahmen in die Datengrundlage für eine neue Regulierungsperiode eingeflossen sind und die neue Regulierungsperiode begonnen hat. Stichtag für die Ermittlung der Datengrundlage ist der 31. Dezember des Basisjahres. Demnach müssten wegfallende Einspeisepunkte jedenfalls in den Erweiterungsfaktor-Anträgen, die sich auf die Jahre bis zum Ende der jeweils laufenden Regulierungsperiode beziehen, als bestehende Einspeisepunkte mitgezählt werden. Darüber hinaus müssten sie dann, wenn sie erst nach Ablauf des Basisjahres für die folgende Regulierungsperiode wegfallen, auch in den Anträgen für alle Jahre der folgenden Regulierungsperiode weiterhin mitgezählt werden.

Mit der vorgeschlagenen Anpassung würde auch die im zweiten Teil von Abschnitt 3.3.1 erörterte Problematik, die die Kostenwirkungen von Netzumstrukturierungs- oder -verstärkungsbedarf infolge des Zuwachses dezentraler Erzeugungsleistung betrifft, in vielen Fällen behoben. Dann würde nämlich in allen Fällen, in denen neue Einspeisepunkte erforderlich werden, diese Kostenwirkung indirekt durch den Zuwachs an Einspeisepunkten in Verbindung mit dem Äquivalenzfaktor berücksichtigt.

Lediglich die Fälle, in denen auch nach dem Zubau oder Repowering von EZE ausschließlich die bereits bestehenden Einspeisepunkte weiter genutzt werden, würden hiervon nicht erfasst. Diese Fälle lassen sich auch nicht auf einfache Weise unter Aufrechterhaltung des bisherigen Prinzips, wonach der Erweiterungsbedarf in Netzebenen an Änderungen im Bereich der Anschluss- und Einspeisepunkte festgemacht wird, berücksichtigen. Lösungsansätze, die auf der Berücksichtigung fiktiver zusätzlicher Einspeisepunkte oder der Einführung eines zusätzlichen Summanden oder Faktors in der Berechnungsvorschrift (analog dem bereits bestehenden Äquivalenzfaktor) beruhen, müssten die installierte Erzeugungsleistung an den bestehenden Einspeisepunkten als zusätzlichen Parameter berücksichtigen. Dies ist bisher – auch beim Äquivalenzfaktor – nicht der Fall; die installierte Erzeugungsleistung wird in den Netzebenen nur im Zusammenhang mit dem diesbezüglichen Schwellenwert berücksichtigt.

Die Erhöhung der Erzeugungsleistung hinter bestehenden Einspeisepunkten führt auch nicht zwangsläufig zu Ausbaubedarf im Netz. Dies ist anders als in Fällen, in denen Einspeisepunkte

zugebaut werden müssen, da dies zumindest mit Aufwand für die Errichtung und Netzintegration der neuen Punkte verbunden ist. Daher wären Lösungsansätze, die auch in Fällen ohne Änderungen bei den Einspeisepunkten einen Beitrag zum Erweiterungsfaktor gewährleisten, mit dem Risiko einer systematischen Überfunktion des Erweiterungsfaktors verbunden.

Wir halten es daher für fraglich, ob solche Fälle im Rahmen der konzeptionellen Grenzen des Erweiterungsfaktors und ohne das Risiko einer Überfunktion sinnvoll abgedeckt werden können. Wir gehen aber auch davon aus, dass mit der vorgeschlagenen Anpassung hinsichtlich der vorübergehenden Mitzählung wegfallender Einspeisepunkte bereits der überwiegende Teil der Fälle von Leistungserweiterungen sachgerecht berücksichtigt werden kann.

3.5 Fazit

Die Analyse hat bestätigt, dass im Zusammenhang mit dem Ausbau oder Repowering bestehender Erzeugungsanlagen eine systematische Unterfunktion des Erweiterungsfaktors auftreten kann, wenn hierbei die Zahl der Einspeisepunkte infolge der Saldierung mit wegfallenden Einspeisepunkten unverändert bleibt oder sogar absinkt.

Als sachgerechte und einfach umzusetzende Lösung erscheint es daher empfehlenswert, wegfallende Einspeisepunkte vorübergehend weiterhin wie bestehende Einspeisepunkte mitzuzählen und so die Saldierung von Einspeisepunkten zu verhindern. Diese Behandlung wegfallender Einspeisepunkte müsste so lange aufrechterhalten bleiben, bis der Wegfall der Punkte und gleichzeitig die Kosten der mit der Änderung verbundenen Ausbaumaßnahmen in die Datengrundlage einer neuen Regulierungsperiode eingeflossen sind und diese neue Regulierungsperiode begonnen hat.

4 Zeitverzug zwischen Investition und Erlösanpassung

4.1 Problemaufriss

Vertreter der Netzbranche führen als einen generellen Kritikpunkt an der derzeitigen Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors an, dass zwischen dem Zeitpunkt der Änderung eines Parameters der Versorgungsaufgabe und der hierdurch bedingten Erlösanpassung durch den Erweiterungsfaktor ein Zeitverzug in der Bandbreite von 6-18 Monaten auftritt. Dies bewirke, dass der Erweiterungsfaktor sein Ziel einer zeitnahen Berücksichtigung der Kostenwirkungen von Änderungen der Versorgungsaufgabe systematisch untererfülle.

Aus den Vorgaben für den zeitlichen Ablauf der Beantragung und Umsetzung des Erweiterungsfaktors gemäß § 4 Abs. 4 ARegV ergibt sich in der Tat der o. g. Zeitverzug zwischen einer Parameteränderung und der zugehörigen Erlösanpassung:

Bei der Beantragung des Erweiterungsfaktors zum 30. Juni eines Jahres kann bestenfalls eine am selben Tag eintretende Parameteränderung noch berücksichtigt werden. Tritt eine Parameteränderung erst am 1. Juli auf, so kann sie erst bei der Antragstellung im darauffolgenden Jahr berücksichtigt werden. Zwischen dem 30. Juni als letztmöglichem Antragszeitpunkt und dem 1. Januar des Folgejahres, ab dem – bei positivem Bescheid – die durch den Erweiterungsfaktor bedingte Erlösanpassung wirksam wird, liegt ein weiterer Zeitraum von 6 Monaten. So ergibt sich die Spanne von 6-18 Monaten Zeitverzug zwischen Eintritt der Parameteränderung und Wirksamwerden der Erlösanpassung.

Auch beim Übergang von einer zur nächsten Regulierungsperiode liegt der mögliche Zeitverzug innerhalb der o. g. Spanne, da – zumindest seit der zweiten Regulierungsperiode – auch für das erste Jahr der Regulierungsperiode ein Erweiterungsfaktor beantragt werden kann. Hier findet lediglich eine Änderung des Bezugspunkts statt. Maßgeblicher Bezugspunkt wird dann der Stand der Parameter zum Ende des Basisjahres der neuen Regulierungsperiode, d. h. gemäß § 6 Abs. 1 ARegV des drittletzten Jahres der alten Regulierungsperiode. Ein zusätzlicher Zeitverzug resultiert aus der Änderung des Bezugspunkts aber nicht.

Nachfolgend werden Lösungsansätze untersucht, mit denen dieser Zeitverzug verkürzt oder sogar gänzlich eliminiert werden kann (Abschnitt 4.3). Zuvor wird erörtert, welche finanziellen Auswirkungen dieser Zeitverzug für die Netzbetreiber haben kann.

4.2 Wirkungsanalyse

Da die Höhe des Erweiterungsfaktors nicht auf den durch konkrete Netzum- oder -ausbaumaßnahmen bedingten Kostenänderungen basiert, sondern auf Änderungen der berücksichtigten Parameter der Versorgungsaufgabe, ist zunächst zu untersuchen, welcher zeitliche Zusammenhang zwischen der Änderung eines Parameters und dem hiermit (evtl.) verbundenen Kostenanstieg besteht. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen Maßnahmen, die unmittelbar und zwingend mit einer Parameteränderung verbunden sind, und Maßnahmen, die je nach vorhandenen Dimensionierungsreserven notwendig oder auch nicht notwendig sein können:

- Unmittelbar mit einer Parameteränderung verbunden sind insbesondere Maßnahmen zur Errichtung und Netzeinbindung von Anlagenteilen, die ausschließlich für die mit der Parameteränderung verbundenen Erzeugungsanlagen oder Verbrauchseinrichtungen bereitgestellt werden. Beim Zubau einer Erzeugungsanlage betrifft dies vor allem die Errichtung eines neuen Einspeisepunkts (Anschluss- und ggf. Schaltanlagen bis zum vertraglichen Übergabepunkt) und dessen Einbindung in das Netz, sofern nicht ein bereits bestehender Einspeisepunkt genutzt werden kann.
- Demgegenüber sind Maßnahmen, die der Erhöhung der Transportkapazität oder der Einhaltung technischer Grenzwerte (z. B. Spannungsgrenzen) dienen, in der Regel nicht unmittelbar und ausschließlich einer bestimmten Parameteränderung zuzuschreiben. Ob im Zusammenhang mit einer einzelnen Parameteränderung eine solche Maßnahme notwendig wird, hängt vielmehr von evtl. vorhandenen Dimensionierungsreserven des Netzes ab. Es ist üblich und wirtschaftlich sinnvoll, beim Netzausbau solche Reserven vorzusehen, da Netzbetriebsmittel nicht beliebig feinstufig dimensioniert werden können und die Kosten einer Ausbaumaßnahme meist nur zu einem geringen Teil von der Dimensionierung der Betriebsmittel abhängen.

Somit führen Zuwächse der für den Erweiterungsfaktor relevanten Parameter in vielen Fällen nicht zur Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen dieser Art. Sofern jedoch solche Maßnahmen notwendig werden, weil kein Spielraum zu den einzuhaltenden technischen Grenzen mehr besteht, ist es wirtschaftlich sinnvoll, dabei neue Dimensionierungsreserven aufzubauen. Dies führt, wie bereits in Abschnitt 2.2 erörtert, zu einer stufenweisen Entwicklung des Netzausbaus, der durch den Erweiterungsfaktor prinzipbedingt nicht einzelfallscharf, sondern pauschalierend berücksichtigt wird.

Die unmittelbar mit einer Parameteränderung – insbesondere dem Zuwachs an Anschluss- oder Einspeisepunkten – verbundenen Maßnahmen müssen spätestens am Tag der Inbetriebnahme der neuen Anschluss- oder Einspeisepunkte abgeschlossen sein. Unter den Annahmen,

- dass die neuen Punkte ab dem vertraglich mit dem Netzkunden vereinbarten Tag ihrer Inbetriebnahme in die Zählung der Anschluss- bzw. Einspeisepunkte aufgenommen werden, unabhängig davon, ob die anzuschließenden Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlagen zu dem Zeitpunkt bereits fertiggestellt sind, und
- dass die ergriffenen Ausbaumaßnahmen ab dem Tag ihrer Fertigstellung kostenwirksam werden, d. h. dass bei investiven Maßnahmen die neuen Betriebsmittel bilanziell aktiviert werden,

fällt der Beginn der Kostenwirksamkeit im Idealfall genau mit dem Zeitpunkt des Eintritts der Parameteränderung zusammen. In der Praxis wird der Idealfall einer tagesgenau pünktlichen Fertigstellung der Maßnahmen in der Regel nicht zu erreichen sein; vielmehr dürfte der Abschluss der Maßnahmen typischerweise mit einem gewissen Vorlauf erfolgen. Dieser Vorlauf dürfte in den hier betrachteten Netzebenen jedoch im Vergleich zu dem zur Diskussion stehenden Zeitverzug des Erweiterungsfaktors relativ gering und zudem maßgeblich vom Netzbetreiber beeinflussbar sein.

Bei den nur mittelbar mit einer Parameteränderung verbundenen Maßnahmen – etwa dem Ausbau der Umspannkapazität zum Abtransport zusätzlicher Erzeugungsleistung – kann naturgemäß nur dann von einem Zeitverzug die Rede sein, wenn tatsächlich eine Maßnahme erforderlich wird, da etwaige Dimensionierungsreserven bereits ausgeschöpft sind. In einem solchen Fall muss die Maßnahme grundsätzlich ebenfalls bis zu dem Tag abgeschlossen sein, an dem die Parameteränderung eintritt, da ansonsten eine Verletzung technischer Grenzen droht.

Dieser Anforderung kann auch nicht entgegengehalten werden, dass Betriebsmittel wie z. B. Transformatoren temporär stärker als mit der zulässigen Dauerbelastung belastet werden dürfen, da von Netzbetreibern erwartet wird, dass sie diese Möglichkeit bereits im Planungsstadium einkalkulieren und eine Ausbaumaßnahme erst dann ergreifen, wenn die zulässige temporäre Überschreitung der Belastbarkeit keine ausreichende Lösung darstellt.

Auch die Möglichkeit, unmittelbar bevorstehende oder bereits eingetretene Grenzwertverletzungen durch Engpassmanagement-Maßnahmen – d. h. im Verteilernetz insbesondere durch Einspeisemanagement – zu beheben, eröffnet den Netzbetreibern keinen Ermessensspielraum

hinsichtlich der zeitlichen Planung notwendiger Ausbaumaßnahmen. Vielmehr sind Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, notwendige Ausbaumaßnahmen unverzüglich durchzuführen und Engpassmanagement-Maßnahmen nur zur Überbrückung unvermeidbarer Zeiträume bis zum Abschluss der Ausbaumaßnahmen einzusetzen.

Es erscheint daher sachgerecht, auch bei diesen nur mittelbar mit Parameteränderungen verbundenen Maßnahmen den Zeitpunkt der Parameteränderung als den Zeitpunkt anzusehen, zu dem bei optimaler zeitlicher Planung die Maßnahmen kostenwirksam werden.

Im Hinblick auf Parameteränderungen, die *keine* Ausbaumaßnahmen erforderlich machen, da noch ausreichende Dimensionierungsreserven bestehen, stellt sich hingegen die Frage, ob die hiermit verbundenen Erlösanpassungen durch den Erweiterungsfaktor systematisch zu früh eintreten und somit die Problematik des Zeitverzugs kompensieren können. Auch dies ist aus unserer Sicht jedoch zu verneinen, da diesen systematisch vorauslaufenden Erlösanpassungen ein systematisches Nachlaufen von Erlösanpassungen gegenübersteht: Sofern nach Ausschöpfung bestehender Dimensionierungsreserven eine Ausbaumaßnahme erforderlich wird, ist es üblich und sinnvoll, hiermit neue Dimensionierungsreserven aufzubauen. Diese neuen Reserven müssen somit bei Durchführung der Maßnahme mitfinanziert werden, auch wenn sie erst durch später (evtl.) eintretende Parameteränderungen voll ausgeschöpft werden. Es entspricht daher dem pauschalierenden Charakter des Erweiterungsfaktors, dass er auch in der zeitlichen Verteilung die durch Parameteränderungen bewirkten Kostenzunahmen nicht einzelfallscharf, sondern im Durchschnitt über alle Parameteränderungen abbildet, die zusammengenommen dem Umfang einer Ausbaumaßnahme entsprechen.

Aus den vorstehenden Überlegungen folgt, dass mit dem Zeitverzug zwischen einer Parameteränderung und der damit über den Erweiterungsfaktor bewirkten Erlösanhebung auch ein (im Durchschnitt) näherungsweise gleicher Zeitverzug zwischen der zugehörigen Kostenzunahme und der Erlösanhebung verbunden ist. Da mit dem Instrument des Erweiterungsfaktors unseres Erachtens grundsätzlich der Anspruch verbunden ist, eine möglichst zeitnahe Anpassung der Erlöse an exogen bedingte Kostenzuwächse zu gewähren, halten wir es für erstrebenswert, diesen Zeitverzug möglichst weitgehend zu minimieren. Dies erscheint auch im Vergleich dieses Regulierungsinstruments mit dem Instrument der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV geboten, das mittlerweile so gestaltet ist, dass die Kosten von Ausbaumaßnahmen unmittelbar

ab dem Zeitpunkt der bilanziellen Aktivierung der neuen Betriebsmittel als Beitrag zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in die Ermittlung der Erlösobergrenze eingehen (siehe [2], „Beseitigung des Zeitverzugs („t-0““).

Bei der Diskussion möglicher Ansätze zur Verkürzung des Zeitverzugs ist zu beachten, dass der Zeitverzug in finanzieller Hinsicht zwei voneinander zu unterscheidende Auswirkungen für die Netzbetreiber hat, nämlich

- die Liquiditätswirkung infolge der Notwendigkeit, die ergriffenen Maßnahmen vorzufinanzieren, bis ein finanzieller Rückfluss durch die Erlösanpassung einsetzt, und
- die Ertragswirkung durch den zeitlichen Versatz zwischen Kosten und Erlösen, der den bilanziellen Ertrag in den Jahren bis zum Eintritt der Erlösanpassung betrifft.

Es ist grundsätzlich erstrebenswert, beide Wirkungen des Zeitverzugs möglichst weitgehend zu kompensieren. Ertragswirkungen können aber im Gegensatz zu Liquiditätswirkungen auch rückwirkend kompensiert werden, so dass die Wirkungen je nach Lösungsansatz u. U. in unterschiedlichem Ausmaß kompensiert werden können.

4.3 Lösungsansätze zur Verkürzung des Zeitverzugs

4.3.1 Straffung des Antrags- und Prüfungsprozesses

Sofern gefordert wird, dass der Prozess der Beantragung, Prüfung und ggf. Genehmigung des Erweiterungsfaktors weiterhin ausschließlich auf Istwerten der relevanten Parameter beruhen und dass er abgeschlossen sein soll, bevor die Höhe der Netzentgelte für das antragsgegenständliche Kalenderjahr kalkuliert und veröffentlicht wird, so kann dies nur durch eine Straffung des Antrags- und Prüfungsprozesses erfolgen.

Hierfür besteht jedoch nur wenig Spielraum, da zwischen dem letztmöglichen Antragszeitpunkt (30. Juni) und der Frist für die Veröffentlichung der Netzentgelte gemäß § 20 Abs. 1 EnWG (15. Oktober) schon jetzt nur 3,5 Monate liegen. Ein Aufschub der Antragsfrist zu einem späteren Zeitpunkt hin ist daher bestenfalls in der Größenordnung von 1-2 Monaten vorstellbar und würde angesichts der hohen Zahl der zu bearbeitenden Anträge (siehe [3]) vermutlich einen erheblichen Zeitdruck bei der Antragsprüfung bewirken. Der mit der Umstellung des Prüfungsprozesses verbundene Aufwand wäre unseres Erachtens zur Erzielung dieses vergleichsweise geringen Nutzens kaum zu rechtfertigen.

Abweichend von den o. g. Prämissen könnte auch erwogen werden, auf einen Abschluss des Prüfungsverfahrens vor der Veröffentlichungsfrist der Netzentgelte zu verzichten. Die Netzbetreiber müssten dann die Entgelte unter der Annahme kalkulieren und veröffentlichen, dass der Erweiterungsfaktor später antragsgemäß genehmigt wird. Falls sich im Bescheid zum beantragten Erweiterungsfaktor dann später eine Abweichung vom beantragten Wert herausstellt, müssten die Entgelte zu einem späteren Zeitpunkt – in der Regel zum Beginn des darauffolgenden Kalenderjahrs – entsprechend angepasst und die entstehenden Differenzen bei der Erlösobergrenze über das Regulierungskonto verrechnet werden.

Eine solche Gestaltung könnte aber auch über die reine Straffung des Antrags- und Prüfungsprozesses hinausgehen, indem eine wesentlich spätere – evtl. sogar rückwirkende – Antragstellung gewährt wird. Mit diesem Lösungsansatz befasst sich der folgende Abschnitt.

4.3.2 Rückwirkende Erlösanpassung

Die Systematik der Entgeltkalkulation auf Basis einer im Voraus genehmigten Erlösobergrenze und des nachträglichen Abgleichs der erzielten Erlöse mit der Erlösobergrenze über das Regulierungskonto umfasst einen etablierten Mechanismus zur rückwirkenden Erlösanpassung, der nach unserer Einschätzung für die Gestaltung des Erweiterungsfaktors mitgenutzt werden kann.

Hierzu kann den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, einen Erweiterungsfaktor zu beantragen, der sich nicht erst auf das Folgejahr, sondern bereits auf das laufende Jahr bezieht. Dieser Antrag würde weiterhin auf Ist-Parametern auf dem Stand des Antragszeitpunkts beruhen. Er würde analog zur derzeitigen Vorgehensweise geprüft, und der im Ergebnis ggf. genehmigte Erweiterungsfaktor würde beim nachträglichen Abgleich der erzielten Erlöse und der Erlösobergrenze für das laufende Kalenderjahr berücksichtigt.

Auf diese Weise lässt sich der Zeitverzug zwischen dem Eintreten einer Parameteränderung und dem Eintreten der Erlöswirksamkeit des Erweiterungsfaktors in steuerbarem Ausmaß reduzieren. Maßgeblich ist hierfür die Wahl des spätestmöglichen Antragszeitpunkts für den (rückwirkenden) Erweiterungsfaktor. Wenn wie bisher der 30. Juni als Stichtag gewählt wird und der Antrag sich auf den Zeitraum ab dem 1. Januar des jeweils laufenden Jahres bezieht, so vermindert sich der Zeitverzug gegenüber dem Status Quo um 12 Monate, d. h. auf ± 6 Monate. Parameteränderungen, die im Zeitraum Januar-Juni eines Jahres eintreten, werden dann bereits in der Erlösobergrenze ab dem 1. Januar dieses Jahres berücksichtigt, d. h. um 0-6 Monate vorauslaufend. Parameteränderungen, die im Zeitraum Juli-Dezember eintreten, werden

hingegen erst in der Erlösobergrenze des Folgejahres berücksichtigt (auf Basis des im Folgejahr zu beantragenden Erweiterungsfaktors), d. h. um 0-6 Monate nachlaufend. Im Durchschnitt und unter Annahme eines näherungsweise gleichmäßig auf das Jahr verteilten Eintritts der Parameteränderungen würde der Zeitverzug somit vollständig eliminiert.

Wir halten diesen Lösungsansatz für vergleichsweise einfach umsetzbar und dazu geeignet, die Ertragswirkung des Zeitverzugs (im Durchschnitt) vollständig zu kompensieren. Der jährliche Antrags- und Prüfungsprozess für den Erweiterungsfaktor würde hierbei gegenüber dem Status Quo weitgehend beibehalten, mit dem einzigen Unterschied, dass der ggf. resultierende Erweiterungsfaktor bereits für das laufende Kalenderjahr gelten und beim nachträglichen Erlösabgleich berücksichtigt würde.

Nach unserer Einschätzung ist die Kompensation der Ertragswirkung des Zeitverzugs das vorrangliche Anliegen der Netzbetreiber. Lösungen, die darüber hinaus auch der Liquiditätswirkung des Zeitverzugs entgegenwirken, setzen die Verwendung von Plandaten voraus. Mit Ansätzen dieser Art befassen wir uns im folgenden Abschnitt.

4.3.3 Verwendung von Plandaten

Die Liquiditätswirkung des Zeitverzugs ergibt sich daraus, dass die mit einer Erweiterungsmaßnahme verbundenen zusätzlichen Kosten erst zeitverzögert durch zusätzliche Erlöse gedeckt werden. Diese Wirkung kann prinzipiell nur reduziert oder eliminiert werden, indem bei der Berechnung der Netzentgelte für einen zukünftigen Zeitraum – d. h. in der Regel das Folgejahr – die Kostenerhöhung bereits auf Basis von Plandaten antizipiert wird.

Dies ließe sich erreichen, indem Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt wird, den Erweiterungsfaktor für das jeweils folgende Jahr unter Verwendung von Plandaten für die relevanten Parameter zu beantragen. Das Ausmaß der Reduzierung des Zeitverzugs ließe sich über die Wahl des Stichtags für die Parameter-Planwerte steuern. Ähnlich wie bei der zuvor erörterten Lösung zur Elimination der Ertragswirkung des Zeitverzugs ließe sich die Liquiditätswirkung im Durchschnitt vollständig eliminieren, indem der 30. Juni des Folgejahres als Stichtag für die Planwerte gewählt würde.

Dieser Lösungsansatz ist jedoch mit wesentlichen Nachteilen hinsichtlich des Genehmigungsprozesses und der Anreizwirkungen verbunden. Der prozessuale Nachteil besteht darin, dass der Ansatz zwingend mit einem zusätzlichen Prozessschritt für den Abgleich von Plan- und

Istwerten zu verbinden wäre, um einen Missbrauch durch gezielt überhöhte Planwertansätze auszuschließen. Dieser Abgleich müsste dann nach Vorliegen der Istwerte stattfinden und die Möglichkeit einer nachträglichen Korrektur der Erlösobergrenze umfassen, die über das Regulierungskonto abgewickelt werden könnte (analog zu dem in Abschnitt 4.3.2 diskutierten Ansatz). Problematisch an diesem zusätzlichen Schritt wäre zum Einen der hiermit verbundene Aufwand für die Netzbetreiber und die mit der Antragsprüfung befassten Regulierungsbehörden. Zum Anderen wäre aber auch eine hohe Komplexität des rückwirkenden Ausgleichs in Fällen zu befürchten, in denen z. B. nachträglich die Unterschreitung eines als überschritten vermuteten Schwellenwerts festgestellt wird oder sich der Zuschnitt von Netzgebieten in der Zwischenzeit geändert hat.

Ein vermutlich mit geringerem prozessuellem Zusatzaufwand verbundener Lösungsansatz könnte darin bestehen, den Netzbetreibern bei der Kalkulation der Netzentgelte für das Folgejahr die Berücksichtigung eines selbst ermittelten Schätzwerts für den Erweiterungsfaktor für das Folgejahr zu ermöglichen. Der so antizipierte Erweiterungsfaktor würde ebenfalls auf Planwerten beruhen, müsste aber zunächst nicht beantragt werden. Vielmehr würde durch Anwendung des in Abschnitt 4.3.2 erörterten Ansatzes die Möglichkeit geschaffen, erst im Folgejahr einen Erweiterungsfaktor für das dann laufende Jahr zu beantragen, und zwar dann auf Basis der zum Antragszeitpunkt festgestellten Istwerte der Parameter. So könnte auf einen expliziten Prozessschritt für den Plan-Ist-Abgleich verzichtet und die erforderliche nachträgliche Korrektur in den ohnehin stattfindenden Prozess des Erlösabgleichs integriert werden. Der Ansatz, bei der Kalkulation der Netzentgelte Planwerte für bestimmte Eingangsgrößen zu verwenden, ist auch nicht grundsätzlich neu, denn die Entgeltkalkulation basiert teilweise ohnehin auf Planwerten, etwa hinsichtlich der Abnahmeverhältnisse der Netzkunden (Leistung und Arbeit).

Bedeutender als die Frage des prozessuellen Aufwands erscheint uns aber die grundsätzliche Anreizproblematik, die mit der Verwendung von Parameter-Planwerten verbunden ist. Diese vermittelt einen Anreiz zu einer tendenziellen Überschätzung der zu erwartenden Parameteränderungen und damit des Erweiterungsfaktors, die einen Liquiditätsvorteil zu Gunsten des Netzbetreibers und zu Lasten der Netzkunden bewirken würde. Eine solche Überschätzung kann allein schon aus dem Bestreben resultieren, die Entwicklung zur „sicheren Seite“ hin abzuschätzen. Diesem Anreiz wäre nur schwer entgegen zu wirken, da die Regulierungsbehörden die Angemessenheit der Planwerte nicht ohne erheblichen zusätzlichen Aufwand prüfen könnten.

Diese Gestaltungsvarianten sollten daher nur in Betracht gezogen werden, wenn die Liquiditätswirkung als gravierendes Problem erkannt wird. Sie sollten dann ggf. von Anforderungen an die Erläuterung der verwendeten Planwerte durch die Netzbetreiber flankiert werden, um den Behörden zumindest eine grobe Angemessenheitsprüfung zu ermöglichen.

4.4 Fazit

Die Analyse hat gezeigt, dass bei der derzeitigen Umsetzung des Antrags- und Genehmigungsprozesses für den Erweiterungsfaktor tatsächlich ein Zeitverzug zwischen dem Beginn der Kostenwirksamkeit einer Parameteränderung und der zugehörigen Erlösanpassung in der Bandbreite von 6-18 Monaten auftritt und dass es erstrebenswert erscheint, diesen Zeitverzug möglichst weitgehend zu reduzieren oder zu eliminieren.

Den bestgeeigneten der betrachteten Lösungsansätze sehen wir darin, den Erweiterungsfaktor weiterhin auf Basis von Istwerten im Rahmen der gewohnten Antrags- und Prüfungsfristen zu ermitteln, ihn dann aber bereits für das jeweils laufende Jahr beim nachträglichen Abgleich von Erlösen und Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Dieser Weg der rückwirkenden Erlösanpassung erscheint vergleichsweise leicht umsetzbar und dazu geeignet, die Ertragswirkung des Zeitverzugs weitgehend zu kompensieren. Wenn darüber hinaus die Liquiditätswirkung des Zeitverzugs als gravierendes Problem erkannt wird, kann der Ansatz um die Möglichkeit einer planwertbasierten Schätzung des erwarteten Erweiterungsfaktors ergänzt werden, die allerdings einen Anreiz zur bewussten Überschätzung vermitteln kann und daher von geeigneten zusätzlichen Prüfungsmöglichkeiten flankiert werden sollte.

5 Wirkung von Schwellenwerten bei heterogener Netzstruktur

5.1 Problemaufriss

Für die Ermittlung des Erweiterungsfaktors werden Kosten- und Parameterangaben verwendet, die sich auf das gesamte Netz eines Netzbetreibers beziehen (differenziert nach Netzebenen). Eine Differenzierung nach Teilgebieten eines Netzgebiets findet nicht statt. Dieses Prinzip kann zu Ungenauigkeiten bei der Berücksichtigung der Wirkung von Kostentreibern führen, insbesondere soweit die Zusammenhänge zwischen Kosten und Kostentreibern nichtlinear (d. h. nicht proportional) sind, sondern z. B. Knickpunkte aufweisen oder einer quadratischen oder anderen nichtlinearen Funktion folgen. Solche potenziellen Ungenauigkeiten durch den Verzicht auf eine differenzierte Betrachtung von Teilgebieten wurden bei der Konzeption des Anreizregulierungssystems im Grundsatz akzeptiert, denn es beruht generell – beispielsweise auch beim Effizienzvergleich – auf aggregierten Daten für jeweils das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers.

Vertreter der Netzbranche wenden jedoch ein, dass diese Ungenauigkeiten ein signifikantes Ausmaß gewinnen können, wenn sie im Zusammenhang mit Schwellenwerten auftreten, die in den Regelungen zu einzelnen Regulierungsinstrumenten verankert sind. Diese Kritik bezieht sich beim Erweiterungsfaktor speziell auf die Schwellenwerte für die Berücksichtigung von Parametern zur dezentralen Erzeugung (siehe Abschnitt 2.3). Sie bezieht sich hingegen nicht auf die Erheblichkeitsschwelle (Abschnitt 2.5), da sich diese Schwelle bewusst auf die Gesamtwirkung von Erweiterungsmaßnahmen auf die Netzkosten bezieht und daher notwendigerweise auf Basis aggregierter Daten für das Netzgebiet ausgewertet werden muss.

Bei den Schwellenwerten zur dezentralen Erzeugung kann die Situation eintreten, dass eine Schwelle in einem Teil eines Netzgebiets bereits überschritten ist und damit eine berücksichtigungsrelevante kostentreibende Wirkung der dezentralen Erzeugung signalisiert, dass aber dieselbe Schwelle im Durchschnitt über das gesamte Netzgebiet noch nicht überschritten ist. In dieser Situation würde die in einem Teil des Gebiets vorliegende kostentreibende Wirkung somit keine Berücksichtigung finden.

Hieraus resultiert nach Auffassung der Netzbetreiber das Risiko einer systematischen Unterfunktion des Erweiterungsfaktors bei Netzbetreibern mit stark heterogen strukturierten Netzge-

bieten, die sich z. B. aus ländlich strukturierten und stark von dezentraler Erzeugung betroffenen Teilgebieten und städtischen Teilgebieten mit nur geringem Anteil dezentraler Erzeugung zusammensetzen.

Wir befassen uns nachfolgend zunächst mit der Frage, welche Bedeutung diese Problematik in der Praxis erlangen kann (Abschnitt 5.2). Anschließend erörtern wir denkbare Lösungsansätze zu ihrer Reduzierung oder Behebung (Abschnitt 5.3).

5.2 Wirkungsanalyse

Die in der Berechnungsvorschrift für den Erweiterungsfaktor verankerten Schwellenwerte zur dezentralen Erzeugung dienen dazu, eine Kostenwirkung zu berücksichtigen, die erfahrungsgemäß erst ab einer bestimmten Durchdringung eines Netzes mit dezentraler Erzeugung einsetzt, weil erst dann infolge des Erreichens technischer Grenzen (Spannungsgrenzen oder Strombelastbarkeiten) ein Um- oder Ausbaubedarf im Netz entsteht. Wie wir in unserem vergangenen Gutachten zu dieser Thematik erläutert haben, treten solche „Knickpunkte“ in der Kostenwirkung sowohl in Netz- als auch in Umspannebenen auf [4]. Die dort von uns angegebenen Erfahrungswerte für die Lage dieser Knickpunkte beziehen sich auf Netze mit einer näherungsweise gleichmäßigen räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen.

In einem heterogen strukturierten Netz kann daher durchaus die oben geschilderte Situation eintreten, dass der für die Kostenwirkung relevante Knickpunkt in einem Teil eines Gebiets bereits überschritten ist und in einem anderen Teil nicht. Wenn in einer solchen Situation der Schwellenwert im Gebietsdurchschnitt noch unterschritten ist, wird die in dem einen Teilgebiet bereits eingetretene Kostenwirkung durch den Erweiterungsfaktor nicht oder nicht in gleichem Umfang berücksichtigt wie bei einer Überschreitung des Schwellenwerts. Insofern kann grundsätzlich bestätigt werden, dass die Schwellenwerte bei heterogen strukturierten Netzgebieten eine systematische Unterfunktion des Erweiterungsfaktors bewirken können.

Angesichts der Höhe der Schwellenwerte für die dezentrale Erzeugungsleistung (30 % für Netzebenen und 130 % für Umspannebenen; jeweils bezogen auf die Höchstlast der Ebene) kann der Umfang der nicht berücksichtigten Kostenwirkungen durchaus nennenswert sein, wie sich an folgendem fiktivem Zahlenbeispiel für die Umspannebene Hoch-/Mittelspannung veranschaulichen lässt.

Betrachtet wird ein Netzgebiet, das aus zwei Teilgebieten mit jeweils gleicher Last (100 MW) besteht (Bild 5.1). Das eine Teilgebiet ist städtisch strukturiert und enthält keine dezentrale Erzeugung, während das zweite Teilgebiet ländlich strukturiert ist und im Ausgangszustand Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von 180 MW enthält. Die Umspannkapazitäten in diesem Netz müssen so ausgelegt sein, dass in Teilgebiet 1 mindestens 100 MW (in Richtung des unterlagerten Netzes) und in Teilgebiet 2 mindestens 180 MW (in Richtung des überlagerten Netzes) übertragen werden können.

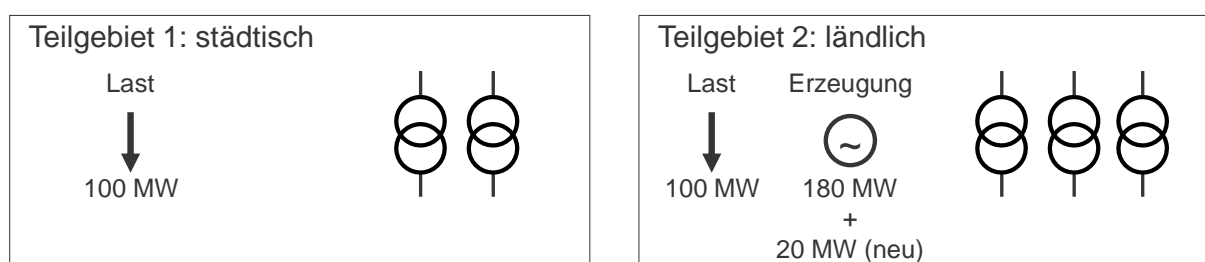


Bild 5.1: Parameter eines fiktiven Zahlenbeispiels für ein in zwei Teilgebiete unterteiltes Netz; hier betrachtete Ebene: Umspannung Hoch-/Mittelspannung

Nun wird unterstellt, dass in Teilgebiet 2 gegenüber dem Ausgangszustand neue Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 20 MW hinzukommen. Hierdurch wächst die für die Auslegung der Umspannkapazität in diesem Teilgebiet zu berücksichtigende maximale Übertragungsleistung auf 200 MW.

Dieser Zuwachs würde vom Erweiterungsfaktor nicht berücksichtigt, da die Erzeugungsleistung im Gesamtgebiet dann bei 200 MW, d. h. 100 % der Höchstlast liegt und somit weiterhin den hier relevanten Schwellenwert von 130 % unterschreitet. Unterhalb dieses Schwellenwerts wird die Höchstlast im Gesamtgebiet als Parameter für den Erweiterungsfaktor herangezogen, und die Höchstlast hat sich gegenüber dem Ausgangszustand nicht verändert.

Würde das Teilgebiet 2 hingegen isoliert betrachtet, so ergäbe sich hier eine Erzeugungsleistung in Höhe von 200 % der Höchstlast. Der Schwellenwert wäre dann deutlich überschritten, so dass als Parameter für den Erweiterungsfaktor die Summe der stationsscharf festgestellten richtungsunabhängigen Beträge der maximalen Stationsbelastungen herangezogen würde, die in diesem Fall 200 MW beträgt.

Die heterogene Struktur des Gesamtgebiets würde in diesem Zahlenbeispiel also dazu führen, dass der Anstieg der benötigten Umspannkapazität von 280 MW auf 300 MW, d. h. um gut

7 %, vom Erweiterungsfaktor nicht erfasst würde. (Dieser Prozentwert ergibt sich aus den für dieses Beispiel willkürlich gewählten Zahlenangaben und kann daher nicht verallgemeinert werden. Das Beispiel ist aber so parametrisiert, dass es in der Praxis auftreten könnte.)

Aus der Bestätigung der prinzipiellen Möglichkeit einer solchen Unterfunktion des Erweiterungsfaktors folgt allerdings nicht zwingend, dass die Berechnungsvorschrift für den Erweiterungsfaktor diesbezüglich angepasst werden muss. Zum einen könnte argumentiert werden, dass die Systematik der Anreizregulierung generell auf die Betrachtung der Gesamtkosten und der gebietsweit aggregierten Parameter des Netzgebiets eines Netzbetreibers ausgerichtet ist, was in einzelnen Punkten zu Vor- oder Nachteilen gegenüber einer differenzierteren Betrachtung führen kann, und dass daher die hier erörterten nachteiligen Wirkungen zu akzeptieren seien. Wir halten dies allerdings nicht für eine stichhaltige Argumentation gegen den Anspruch des Erweiterungsfaktors, die Kostenwirkungen von Erweiterungsmaßnahmen unter vertretbarem Daten- und Berechnungsaufwand möglichst genau abzubilden. Maßgeblich ist vielmehr die Frage, ob sich eine höhere Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors auch für die betroffenen Fälle mit vertretbarem Aufwand erreichen lässt. Hiermit befassen wir uns in Abschnitt 5.3. Zum anderen liegen aber noch keine substantziellen Nachweise dafür vor, dass die beschriebene Situation bei einem oder mehreren Netzbetreibern tatsächlich auftritt und einen – bezogen auf die gesamte Erlösobergrenze – signifikanten Nachteil bewirkt. Es bleibt daher fraglich, inwieweit hier dringender Handlungsbedarf besteht.

5.3 Lösungsansätze

5.3.1 Differenzierung des Erweiterungsfaktors nach Teilgebieten

Ein in seiner Wirkungsweise unmittelbar nachvollziehbarer Ansatz zur Behebung dieser Problematik könnte darin bestehen, den Erweiterungsfaktor in den betroffenen Fällen nicht einheitlich für das Gesamtgebiet eines Netzbetreibers anzuwenden, sondern separat für unterschiedliche Teilgebiete. Die für die Teilgebiete ermittelten Faktoren müssten dann auf geeignete Weise zusammengeführt werden, etwa durch gewichtete Mittelung unter Bezug auf die nach Teilgebieten differenzierten Kosten oder strukturellen Parameter der betrachteten Netz- oder Umspannebene.

Die hierfür erforderliche Einteilung des Gebiets in Teilgebiete würde jedoch erhebliche Abgrenzungsschwierigkeiten aufwerfen, da eine objektive Einteilung etwa in städtische und ländliche Strukturen kaum möglich ist. Die separate Ermittlung der benötigten Kostenangaben und Parameter für die Teilgebiete wäre zudem mit großem Zusatzaufwand verbunden.

Wir halten den somit zu erwartenden Umsetzungsaufwand dieses Ansatzes nicht für vertretbar, wenn damit allein das Ziel verfolgt wird, die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors zu verbessern. Dies wäre ggf. anders zu beurteilen, wenn teilgebietsbezogene Daten auch für andere Zwecke im Rahmen der Anreizregulierung benötigt würden. Dies ist derzeit jedoch nicht vorgesehen.

5.3.2 Herabsetzung oder Abschaffung von Schwellenwerten

Bei einer weiterhin ausschließlich auf gebietsweit aggregierten Daten beruhenden Ermittlung des Erweiterungsfaktors wäre vorstellbar, der beschriebenen potenziellen Unterfunktion durch eine Herabsetzung oder sogar Abschaffung der Schwellenwerte für die dezentrale Erzeugung entgegenzuwirken.

Bei gänzlicher Abschaffung der Schwellenwerte könnte an die Stelle der Unterfunktion eine systematische Überfunktion treten, da der Erweiterungsfaktor dann auch in Fällen geringer Durchdringung mit dezentraler Erzeugung, die tatsächlich noch keine Mehrkosten verursacht, dennoch ggf. das Entstehen von Mehrkosten unterstellen würde. Wir untersuchen diese Auswirkung nachfolgend separat für Netz- und für Umspannebenen.

Ein grundsätzliches Beibehalten der Schwellen unter Herabsetzung der Schwellenwerte würde darauf hinauslaufen, ein bestimmtes Maß an struktureller Heterogenität des Netzgebiets pauschal zu unterstellen und für diese unterstellte Struktur einen Durchschnittswert für die Lage des Knickpunkts der Kostenwirkung durch die dezentrale Erzeugung zu berechnen. Dies würde eine weitgehend willkürliche Annahme hinsichtlich der strukturellen Heterogenität erfordern, die angesichts der Diversität der Netzgebiete deutscher Netzbetreiber kaum objektiv begründbar wäre. Somit würde dieser Ansatz zwar ggf. weiteren Netzbetreibern die Möglichkeit verschaffen, die Schwellenwerte zu überschreiten; anderen betroffenen Netzbetreibern würde dies u. U. aber weiterhin verwehrt, ohne dass hierfür eine sachlich begründete Grenzziehung angeführt werden könnte. Der Ansatz führt daher nicht zu einer systematischen Verbesserung der Situation und ist aus unserer Sicht nicht empfehlenswert.

Abschaffung des Schwellenwerts für Netzebenen

Die Schwellenwert-Regelung für die Netzebenen (Mittelspannung und Niederspannung) sieht vor, dass der auf die Zahl der Einspeisepunkte anzuwendende Äquivalenzfaktor z nur dann einen Wert größer als 1 annehmen kann, wenn die unterlagerte installierte Erzeugungsleistung den Schwellenwert von 30 % der Höchstlast überschreitet. Darüber hinaus werden bei Überschreiten des Schwellenwerts die Einspeisepunkte von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind (z. B. bei Anlagen auf Hausdächern), zusätzlich als Einspeisepunkte berücksichtigt. Diese Anpassungen der Berechnungsvorschrift bzw. Datengrundlage bei Überschreiten des Schwellenwerts dienen dazu, den ab dieser Durchdringung mit dezentraler Erzeugung typischerweise auftretenden Netzum- oder Ausbaubedarf infolge von (drohenden) Spannungs- oder Stromgrenzwertverletzungen zu berücksichtigen.

Wenn dieser Schwellenwert abgeschafft würde, so würden alle Netzbetreiber, an deren Netz mindestens eine dezentrale Erzeugungsanlage angeschlossen ist, d. h. mittlerweile vermutlich alle deutschen Netzbetreiber, in den Genuss dieser großzügigeren Berechnungsvorschrift kommen, unabhängig davon, ob ihr Netzgebiet eine besondere strukturelle Heterogenität aufweist oder nicht.

Dies könnte signifikante Auswirkungen haben, wie ein einfaches Rechenbeispiel zeigt: In einem kleinstädtischen Niederspannungsnetz mit 10.000 Anschlusspunkten, das im Ausgangszustand über 100 Einspeisepunkte verfügt, ergeben sich bei Hinzukommen von 50 Einspeisepunkten unter ansonsten unveränderten Bedingungen ein Äquivalenzfaktor von ca. 9,05 und ein Erweiterungsfaktor von ca. 1,021. Dieser Erweiterungsfaktor entspricht einer unterstellten Kostenzunahme in diesem Niederspannungsnetz um 2,1 %. Tatsächlich wäre in einem solchen Fall kaum von einer Kostenzunahme auszugehen, da die Erzeugungsleistung hier unter realistischen Leistungsannahmen weit unter dem Schwellenwert liegt und die Erzeugungsanlagen zudem überwiegend an Einspeisepunkten angeschlossen wären, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind und somit nicht eigens für die Erzeugungsanlagen errichtet werden müssten.

Diese beispielhaften Ergebnisse hängen stark von den gewählten Parametern ab und lassen sich daher nicht verallgemeinern. Zudem könnte in der Praxis die Anwendung eines solchen überhöhten Erweiterungsfaktors dadurch unterbunden werden, dass der Netzbetreiber mangels tatsächlich nachweisbarer Erweiterungsinvestitionen ggf. die Erheblichkeitsschwelle nicht erreichen würde. Sofern diese jedoch bereits durch andere Erweiterungserfordernisse (z. B. auf an-

deren Netz- oder Umspannebenen) erreicht wäre, würde der überhöhte Beitrag zum Erweiterungsfaktor in vollem Umfang Berücksichtigung finden. Daher könnte eine signifikante Überfunktion des Erweiterungsfaktors durchaus wirksam werden.

Aufgrund dieses Risikos einer systematischen Überfunktion bei nur geringfügig von dezentraler Erzeugung betroffenen Netzbetreibern halten wir die Abschaffung der Schwellenwert-Regelung für die Netzebenen für problematisch, zumal dieser Schwellenwert (30%) im Vergleich zum Schwellenwert für Umspannebenen (130%) relativ gering ist und vor dem Hintergrund der Energiewende davon auszugehen ist, dass die Erzeugungsleistung in den stärker von dezentraler Erzeugung betroffenen Netzen ohnehin bald diesen Schwellenwert erreicht, sofern sie ihn nicht bereits überschritten hat.

Abschaffung des Schwellenwerts für Umspannebenen

Die Schwellenwert-Regelung für die Umspannebenen (Hoch-/Mittelspannung und Mittel-/Niederspannung) sieht vor, dass als Parameter für den Erweiterungsfaktor anstelle der zeitgleichen Höchstlast der Ebene die Summe der zeitungleichen, vorzeichenunabhängigen Maximalbelastungen der einzelnen Umspannstationen der Ebene herangezogen wird, wenn die unterlagerte installierte Erzeugungsleistung den Schwellenwert von 130 % der Höchstlast überschreitet. Hierdurch wird berücksichtigt, dass – bei näherungsweise gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netz – erst ab dieser Schwelle die Umspannkapazität primär für den Abtransport der erzeugten Leistung und nicht für die Versorgung der unterlagerten Last auszulegen ist.

Anders als bei den Netzebenen wäre hier bei Abschaffung des Schwellenwerts nicht mit einer signifikanten Überfunktion des Erweiterungsfaktors zu rechnen, da der im Bereich oberhalb des Schwellenwerts anzuwendende Parameter – die Summe der stationsscharfen Maximalbelastungen – die tatsächlichen Anforderungen an die Umspannkapazität auch dann realitätsnah wiedergibt, wenn diese noch ausschließlich oder weitgehend durch die Last bestimmt sind. Dieser Parameter reflektiert die Anforderungen sogar grundsätzlich besser als die zeitgleiche Höchstlast, da die Umspannkapazitäten der einzelnen Stationen einer Umspannebene nicht den zeitgleichen Anforderungen im gesamten Gebiet, sondern den zeitungleichen maximalen Anforderungen in den jeweiligen Einzugsbereichen der Stationen genügen müssen.

Aus dieser Überlegung folgt, dass die derzeitige Regelung tendenziell eine Ungleichbehandlung von Netzbetreibern bewirkt: In Netzen mit einer Erzeugungsleistung unterhalb des

Schwellenwert geht die Belastung in Richtung des unterlagerten Netzes nur in Form der zeitgleichen Höchstlast in den Erweiterungsfaktor ein, während in Netzen, in denen der Schwellenwert überschritten ist, die zeitungleichen Belastungen berücksichtigt werden, auch an den Stationen, in denen noch die Belastung in Richtung der unterlagerten Netze überwiegt.

Es erscheint daher in verschiedener Hinsicht sachgerecht, für die Umspannebenen auf die Schwellenwert-Regelung zu verzichten und hier generell als Parameter für den Erweiterungsfaktor die Summe der stationsscharfen, vorzeichenunabhängigen Maximalbelastungen heranzuziehen.

Die Ermittlung dieses Parameters kann allerdings insbesondere in der Umspannebene Mittel-/Niederspannung zusätzlichen Aufwand verursachen, da die Maximalbelastungen typischerweise nicht in allen Ortsnetzstationen jährlich ermittelt werden. Daher könnte den Netzbetreibern alternativ die Möglichkeit eingeräumt werden, weiterhin die zeitgleiche Höchstlast als Parameter für diese Ebene heranzuziehen. Der zusätzliche Aufwand für die Ermittlung der stationsscharfen Maximalbelastungen müsste dann nur in den Fällen getrieben werden, in denen aufgrund dezentraler Erzeugung oder aufgrund einer signifikanten Differenz zwischen zeitgleicher Höchstlast und zeitungleicher Belastungs-Summe hierdurch ein Vorteil für den Netzbetreiber bei der Anwendung des Erweiterungsfaktors zu erwarten wäre.

Ein mit der Abschaffung der Schwellenwert-Regelung verbundenes Risiko kann darin gesehen werden, dass Netzbetreiber die an den Stationen auftretenden Maximalbelastungen durch betriebliche Eingriffe in gewissem Umfang gezielt beeinflussen können. Hierdurch kann ein Missbrauchsanreiz dahingehend entstehen, die Summe der zeitungleichen Maximalbelastungen im Basisjahr möglichst gering zu halten und in den Folgejahren bewusst zu erhöhen. Falls sich Indizien für missbräuchliches Verhalten dieser Art zeigen sollten, wäre zu prüfen, ob dem durch zusätzliche Prüfungsmöglichkeiten für die Behörden oder durch die Ausgestaltung anderer Regulierungsinstrumente – etwa die Parameterwahl für den Effizienzvergleich – entgegen gewirkt werden kann.

5.4 Fazit

Wie die Wirkungsanalyse zeigt, ist die Möglichkeit einer systematischen Unterfunktion des Erweiterungsfaktors bei heterogen strukturierten Netzgebieten im Zusammenhang mit den

Schwellenwerten für die dezentrale Erzeugungsleistung nicht auszuschließen. Diese Unterfunktion kann auch ein signifikantes Ausmaß annehmen, so dass es geboten erscheint, Lösungsansätze für diese Problematik zu untersuchen.

Von den betrachteten Lösungsansätzen erscheint einzig die Möglichkeit, auf Anwendung der Schwellenwerte für die Netz- und/oder die Umspannebenen zu verzichten, systematisch zur Lösung der Problematik geeignet und mit dem aktuellen Regulierungsrahmen vereinbar.

Für die Umspannebenen würde dieser Schritt auch nicht zu einer signifikanten Überfunktion des Erweiterungsfaktors führen und zudem die derzeit bestehende Möglichkeit der Ungleichbehandlung von Netzbetreibern ausräumen. Eine dahingehende Anpassung der Regelungen erscheint daher für die Umspannebenen empfehlenswert.

Für die Netzebenen besteht hingegen das Risiko einer signifikanten Überfunktion des Erweiterungsfaktors bei Verzicht auf die Schwellenwert-Regelung. Daher erscheint dieser Lösungsansatz hier problematisch. Aufgrund der relativ geringen Höhe des Schwellenwerts für Netzebenen dürften die Auswirkungen der befürchteten Unterfunktion gemessen an der Gesamthöhe der Erlösobergrenzen hier allerdings auch deutlich geringer sein als in den Umspannebenen.

6 Ausbau von Umspannwerken (Hoch-/Mittelspannung)

6.1 Problemaufriss und Lösungsvorschlag der Netzbranche

Wie in Abschnitt 2.1 erläutert, wurde im Rahmen der Novellierung der ARegV im August 2013 der Anwendungsbereich der Regelungen des § 23 ARegV zu Investitionsmaßnahmen auf Maßnahmen in den Hochspannungsnetzen ausgedehnt, so dass diese Netzebene nun nicht mehr vom Erweiterungsfaktor erfasst wird. Maßnahmen im Bereich der Umspannwerke, d. h. in der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung, verbleiben jedoch weiterhin im Anwendungsbereich des Erweiterungsfaktors.

Vertreter der Netzbranche bewerten dies als problematisch, weil der Aus- oder Zubau von Umspannwerken für viele – insbesondere kleinere – Netzbetreiber große Einzelinvestitionen darstellt, die vom Erweiterungsfaktor aufgrund seines pauschalierenden Charakters nicht einzelfallgerecht abgebildet werden. Daher wird von den Netzbetreibern vorgeschlagen, auch Erweiterungsmaßnahmen auf dieser Umspannebene vom Anwendungsbereich des Erweiterungsfaktors in den Anwendungsbereich der Regelungen zu Investitionsmaßnahmen zu überführen.

Dieser Lösungsvorschlag wird nachfolgend untersucht, wobei auch die Möglichkeit einer teilweisen Überführung dieser Maßnahmen in den Regelungsbereich des § 23 ARegV betrachtet wird.

6.2 Analyse des Lösungsvorschlags

Es ist unstrittig, dass der pauschalierende Charakter des Erweiterungsfaktors, der aus der Verwendung (weitgehend) exogener Parameter anstelle von Detailinformationen zu einzelnen Um- und Ausbaumaßnahmen herrührt, zu einer geringeren Abbildungsgenauigkeit der Kosten einzelner Maßnahmen führt als ein unmittelbar auf Kostenangaben beruhendes Regulierungsinstrument. Dafür weist dieses Konzept des Erweiterungsfaktors wesentliche Vorzüge nicht nur hinsichtlich der Handhabbarkeit durch Netzbetreiber und Regulierungsbehörden, sondern auch hinsichtlich der Anreizsituation für die Netzbetreiber auf:

- Die Verwendung exogener Parameter ermöglicht eine auf objektiv feststellbaren und relativ leicht prüfbareren Angaben beruhende Beurteilung von Erweiterungen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers.

- Hierdurch wird konzeptimmanent nur der mit Erweiterungen der Versorgungsaufgabe verbundene Aufwand betrachtet, nicht hingegen der Aufwand für die Betriebsmittelinstandhaltung und -erneuerung und andere Maßnahmen, die nicht durch die Erweiterung der Versorgungsaufgabe bedingt sind und daher vom Erweiterungsfaktor nicht abgedeckt werden sollen. Diese Abgrenzung ist bei rein kostenbasierter Betrachtung wie z. B. bei der Behandlung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV fallspezifisch herbeizuführen und daher deutlich aufwendiger und nicht mit vergleichbarer Objektivität erreichbar.
- Diese Gestaltung des Erweiterungsfaktors erübrigt grundsätzlich die detaillierte Erfassung, Mitteilung und Überprüfung von Kostenangaben zu ergriffenen Maßnahmen im Rahmen des Antrags- und Prüfungsprozesses, soweit diese nicht für die Prüfung auf Erreichen der Erheblichkeitsschwelle benötigt werden (siehe Abschnitt 2.5).
- Durch die von den tatsächlichen Kosten der ergriffenen Maßnahmen unabhängige Ermittlung des Erweiterungsfaktors entsteht, wie in Abschnitt 7.4.1 erörtert, für die Netzbetreiber – zumindest für den Zeitraum von bis zu einer Regulierungsperiode – ein starker Anreiz, die jeweils kosteneffizienteste Lösung zur Bewältigung der eingetretenen Änderung der Versorgungsaufgabe zu wählen und hierdurch einen Zusatzgewinn gegenüber weniger kosteneffizienten Lösungen zu erzielen.

Aufgrund dieser Vorzüge und mit Blick auf die mit der Anreizregulierung verfolgten Ziele halten wir den Erweiterungsfaktor in dieser Form gegenüber einer kostenbasierten Regulierung von Erweiterungsmaßnahmen für das überlegene Instrument, soweit die pauschalierungsbedingte Ungenauigkeit bei der Abbildung der tatsächlichen Kosten in einem vertretbaren Rahmen bleibt. Diese letztgenannte Prämisse kann allerdings Grund dafür sein, in bestimmten Bereichen auf die Anwendung des Erweiterungsfaktors zu verzichten und stattdessen die kostenbasierte Regulierung gemäß § 23 ARegV zu bevorzugen.

Einen solchen Bereich stellt die Netzebene Hochspannung dar, die – wie eingangs erwähnt – durch die ARegV-Novelle vom August 2013 dem Anwendungsbereich von § 23 ARegV zugeordnet wurde. Diese Entscheidung wurde aufgrund des stark einzelfallspezifischen Charakters von Maßnahmen im Hochspannungsnetz getroffen, der eine pauschalierende Behandlung durch den Erweiterungsfaktor fragwürdig erscheinen lässt. Zu dieser Einschätzung waren wir speziell mit Blick auf Maßnahmen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auch in einem vergangenen Gutachten zum Erweiterungsfaktor gelangt [4].

Es stellt sich nun die Frage, ob auch die Umspannebene Hoch-/Mittelspannung einen solchen Bereich darstellt, in dem die pauschalierende Behandlung mittels Erweiterungsfaktor zu einer unvermeidbaren Ungenauigkeit bei der Abbildung der Kostenwirkungen führen kann. Dies wäre etwa dann zu befürchten, wenn sich die einzelnen Ausbaumaßnahmen auf dieser Ebene ähnlich wie auf der Hochspannungsebene so stark voneinander unterscheiden, dass sie nicht sinnvoll durch Parameteränderungen im Erweiterungsfaktor abgebildet werden könnten.

Dies halten wir in dieser Ebene aber nicht für ein wesentliches Problem, da sich Aufbau und Dimensionierung von Umspannwerken und damit auch übliche Maßnahmen zu deren Kapazitätserweiterung deutlich stärker ähneln als z. B. die in der Hochspannungsebene typischerweise ergriffenen Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung oder zur Behebung von Spannungsproblemen. Die Kosten einer Umspannebene und ihres Ausbaus weisen einen engen Zusammenhang mit der benötigten Umspannkapazität auf, und diese ist wiederum eng verknüpft mit der summarischen Leistungsbelastung der Ebene, die als Parameter im Erweiterungsfaktor verwendet wird. Dies gilt umso mehr, wenn entsprechend der in Kapitel 5 ausgesprochenen Empfehlung der Schwellenwert für die dezentrale Erzeugungsleistung für Umspannebenen fallengelassen und dann als Parameter anstelle der zeitgleichen Höchstlast der Ebene generell die Summe der zeitungleichen, vorzeichenunabhängigen Maximalbelastungen der einzelnen Umspannstationen der Ebene herangezogen wird. Hierdurch wird dann auch eine evtl. durch Rückspeisungen bestimmte Auslegung einzelner oder aller Stationen der Ebene sachgerecht berücksichtigt.

Einen weiteren Grund für eine möglicherweise problematische Ungenauigkeit des Erweiterungsfaktors sehen Netzbetreiber darin, dass insbesondere bei kleineren Netzbetreibern, die nur über wenige Umspannwerke verfügen, größere Ausbaumaßnahmen in dieser Ebene nur selten auftreten und dann einen Umfang haben, den der Erweiterungsfaktor aufgrund seines pauschalierenden Charakters nicht ausreichend genau abbilden kann.

Eine genauere Betrachtung zeigt, dass nicht die Größe des Netzbetreibers und/oder einer Ausbaumaßnahme per se zu dieser vermuteten Ungenauigkeit führt, sondern das zeitliche Auseinanderfallen von Ausbaumaßnahmen und den „zugehörigen“ Parameteränderungen. Selbst bei einem Netzbetreiber, der nur über ein einziges Umspannwerk verfügt und dieses etwa aufgrund zunehmender Rückspeisungen infolge dezentraler Erzeugung ausbauen muss, kann die Ausbaumaßnahme nämlich durchaus vollständig durch eine Parameteränderung abgebildet sein. Dies ist dann der Fall, wenn der für den Erweiterungsfaktor relevante Parameter – also die

Summe der zeitungleichen Maximalbelastungen der Stationen (s. oben) – unmittelbar nach Fertigstellung der Ausbaumaßnahme um genau die Leistung zunimmt, um die die Umspannkapazität durch die Maßnahme erweitert wurde. Diese Parameteränderung führt dann auch kurzfristig zu einer entsprechenden Erlösanpassung, wenn angenommen wird, dass die Problematik des Zeitverzugs entsprechend den Ausführungen in Kapitel 4 auf geeignete Weise eliminiert wird.

Die Situation, dass der Umfang der Ausbaumaßnahme nur unzureichend durch die Parameteränderung abgebildet wird, tritt daher nur dann auf, wenn die Ausbaumaßnahme größer dimensioniert ist als für die erwartete Parameteränderung erforderlich, d. h. wenn der Netzbetreiber mit der Maßnahme eine neue Dimensionierungsreserve aufbaut. Dies ist allerdings, wie in Abschnitt 2.2 erörtert, nicht ungewöhnlich und aufgrund der Grobstufigkeit üblicher Betriebsmitteldimensionierungen in der Regel sogar unvermeidbar. In einer solchen Situation ist daher tatsächlich zu erwarten, dass die Kosten der Ausbaumaßnahme durch die kurzfristig nach ihrer Fertigstellung erwartete Parametererhöhung nicht vollständig abgebildet werden. Dann können jedoch in den Folgejahren bei weiterem Belastungsanstieg Beiträge zum Erweiterungsfaktor anfallen, die keinen weiteren Mehrkosten gegenüberstehen. Ebenso können in den Jahren vor Durchführung einer Maßnahme solche Beiträge anfallen, wenn nämlich die zuvor bestehende Dimensionierungsreserve durch einen Belastungsanstieg aufgezehrt wird, ohne dass bereits ein Ausbau erforderlich wird.

Dieses zeitliche „Verschleifen“ der Erlösanpassungen gegenüber dem sprunghaften Auftreten von Ausbaurkosten ist eine prinzipbedingte Eigenschaft des Erweiterungsfaktors in Verbindung mit der üblichen Praxis der Vorhaltung von Dimensionierungsreserven. Dieser Wirkungszusammenhang ist grundsätzlich unabhängig von der Größe eines Netzbetreibers. Eine besondere Betroffenheit kleiner Netzbetreiber kann sich nur dadurch ergeben, dass sich diese Wirkungen über den gesamten Betriebsmittelbestand in einem kleinen Netz weniger gegenseitig ausgleichen als in einem großen Netz.

Diese Problematik für kleinere Netzbetreiber ist zwar nicht gänzlich von der Hand zu weisen. Es würde uns jedoch unverhältnismäßig erscheinen, hierauf mit einem Verzicht auf Anwendung des Erweiterungsfaktors für diese Ebene und stattdessen einer Anwendung der Regelungen zu Investitionsmaßnahmen zu reagieren, da dies verschiedene nachteilige Folgen hätte:

- Der Antragsaufwand für die Netzbetreiber und der Prüfungsaufwand für die Regulierungsbehörden würden durch eine weitere Zunahme der Fallzahl steigen.

- Die eingangs erwähnte Anreizfunktion des Erweiterungsfaktors hinsichtlich der Bevorzugung kosteneffizienter Lösungen würde für diese Ebene entfallen und könnte vermutlich auch nur in begrenztem Umfang durch die Prüfung von Alternativen bei der Anwendung des § 23 kompensiert werden.
- Darüber hinaus könnte ein Anreiz entstehen, über das kosteneffiziente Maß hinaus Aufwand von unterlagerten Ebenen – insbesondere von der Mittelspannungsebene – in die Umspannwerks-Ebene zu verschieben, etwa indem mehr Umspannwerke errichtet und die Mittelspannungsabgänge entsprechend kürzer ausgelegt werden.

Als partielle Lösung für besonders problematische Fälle könnte grundsätzlich erwogen werden, Maßnahmen im Bereich der Umspannwerke nur unter bestimmten Voraussetzungen als Gegenstand von Anträgen nach § 23 ARegV zuzulassen. Diese Voraussetzungen könnten sich etwa an der Größe der betroffenen Netzbetreiber (z. B. gemessen an der Zahl der Umspannwerke) oder der finanziellen Bedeutung der Maßnahmen im Vergleich zu den Gesamtkosten dieser Umspannebene orientieren.

Eine solche Gestaltung wäre allerdings nicht ohne Willkür möglich und würde im Nahbereich der zu definierenden Schwellenwerte zu Abgrenzungsschwierigkeiten führen. Daneben könnte sie als ungerecht empfunden werden, da die Auswirkungen der beiden Instrumente nicht identisch sind. Besonders problematisch würde uns eine Situation erscheinen, bei der ein und derselbe Netzbetreiber fallweise das eine oder das andere Instrument anwenden könnte oder müsste, da dann das Risiko einer doppelten Berücksichtigung von Maßnahmen – einerseits über den Erweiterungsfaktor bei Eintritt einer Parameteränderung und andererseits über § 23 ARegV bei Durchführung der Maßnahme – bestünde. Aufgrund dieser Überlegungen halten wir diesen Ansatz der „gemischten“ Anwendung beider Instrumente für die Umspannwerks-Ebene für kaum praktikabel und daher nicht empfehlenswert.

Stattdessen könnte erwogen werden, für nachweislich besonders gravierende Fälle des Auseinanderfallens des Umfangs einer Ausbaumaßnahme und der kurzfristig eintretenden Parameteränderung eine Härtefallregelung einzuführen, die eine vorübergehende Anpassung der Erlösobergrenze zur Berücksichtigung des über die Parameteränderung hinausgehenden Kapazitätsausbaus ermöglicht.

In den meisten Fällen dürfte diese Problematik aber durch Umsetzung der in den Kapiteln 4 und 5 ausgesprochenen Empfehlungen (Eliminierung des Zeitverzugs und Wegfall des Schwellenwerts für Umspannebenen) bereits deutlich abgeschwächt werden können. Nach unserer Einschätzung besteht daher kein Handlungsbedarf zu einer so weitgehenden Maßnahme wie der von den Netzbetreibern vorgeschlagenen Überführung dieser Ebene in den Anwendungsbereich des § 23 ARegV.

6.3 Fazit

Das Grundkonzept des Erweiterungsfaktors, das aufgrund seines pauschalierenden Charakters Kritik der Netzbetreiber im Hinblick auf Maßnahmen in der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung auslöst, weist gegenüber dem stärker kostenorientierten Instrument der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV wesentliche Vorzüge auf, etwa hinsichtlich Antrags- und Prüfungsaufwand, Prüfbarkeit, Abgrenzung der Erweiterungs- von sonstigen Maßnahmen sowie Anreizen für die Auswahl kosteneffizienter Lösungen. Daher sollte nur dort das Instrument der Investitionsmaßnahmen bevorzugt werden, wo der Pauschalierungsansatz des Erweiterungsfaktors zu unvermeidbaren Ungenauigkeiten bei der Abbildung der Kostenwirkungen von Änderungen der Versorgungsaufgabe führen kann.

Diese Voraussetzung liegt in der Ebene der Umspannwerke unseres Erachtens aber nicht vor. Vielmehr lässt sich durch Umsetzung der an anderer Stelle in diesem Gutachten ausgesprochenen Empfehlungen zur Eliminierung des Zeitverzugs und zum Wegfall des Schwellenwerts für Umspannebenen erreichen, dass der für diese Ebenen herangezogene Parameter im Erweiterungsfaktor die Kostenwirkungen mit hoher Treffgenauigkeit abbildet. Die u. U. insbesondere bei kleinen Netzbetreibern verbleibende Problematik eines starken zeitlichen „Verschleifens“ der Parameteränderungen gegenüber dem sprunghaften Auftreten von Ausbaurkosten rechtfertigt einen so weitgehenden Schritt wie die Überführung dieser Ebene in den Anwendungsbereich von § 23 ARegV nicht, und eine parallele Anwendung dieses Instruments und des Erweiterungsfaktors erscheint kaum praktikabel und würde Bedenken hinsichtlich der Gleichbehandlung von Netzbetreibern aufwerfen. Allenfalls kann daher erwogen werden, für nachweislich besonders gravierende Fälle eine Härtefallregelung einzuführen, die eine angemessene vorübergehende Anpassung der Erlösobergrenze ermöglicht.

7 Anreize für die Technologiewahl beim Netzum-/-ausbau

7.1 Problemaufriss

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Erneuerbare-Energien-Erzeugung und anderen Entwicklungen etwa im Bereich der Elektromobilität und der Elektrowärmeanwendung wird aktuell und für die absehbare Zukunft auch im Bereich der Verteilernetze ein erheblicher Um- und Ausbaubedarf erwartet. Um diesem Bedarf hinsichtlich Kosten und Zeitaufwand möglichst effizient begegnen zu können, wird angestrebt, dass Netzbetreiber neuartige Technologien wie die unter dem Oberbegriff „Smart Grid“ diskutierten Ansätze nutzen, soweit dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Als Beispiel für eine solche Technologie wird häufig der regelbare Ortsnetztransformator genannt, der zurzeit zwar teurer ist als ein entsprechend dimensionierter Transformator ohne Regelungseinrichtung, dafür aber die Spannungshaltung im nachgelagerten Niederspannungsnetz gezielt steuern und so unter Umständen einen konventionellen Netzausbau vermeiden oder dessen Notwendigkeit zeitlich aufschieben kann.

Der Nutzen dieser und anderer neuartiger Technologien wurde in den vergangenen Jahren in vielfältigen Zusammenhängen untersucht. Mittlerweile bestätigen verschiedene Untersuchungen, dass diese Technologien netztechnische Probleme fallweise kostengünstiger lösen können als konventionelle Maßnahmen zum Netzum- und -ausbau (siehe z. B. [5, 6]).

Netzbetreiber wenden jedoch vielfach ein, dass der aktuelle Regulierungsrahmen keine ausreichenden Anreize zum Einsatz dieser Technologien vermittelt. Diese Diskussion erstreckt sich auch, allerdings nicht ausschließlich, auf den Erweiterungsfaktor. Nachfolgend wird daher untersucht, inwieweit der Erweiterungsfaktor die Kosten des erforderlichen Netzum- und -ausbaus grundsätzlich abdecken kann (Abschnitt 7.2) und welche Anreize er hinsichtlich des Einsatzes neuartiger Technologien entfaltet (Abschnitt 7.4), wobei auch Grenzen der erzielbaren Anreizwirkungen und Wechselwirkungen mit anderen Regulierungsinstrumenten untersucht werden. Für die Analyse der Anreizwirkungen ist es sinnvoll, die aktuell diskutierten Technologien grob zu kategorisieren und zu analysieren, welche Anreizwirkungen jeweils erstrebenswert erscheinen. Hiermit befasst sich Abschnitt 7.3. Die in diesem Kapitel dargestellten Untersuchungsergebnisse sind in Abschnitt 7.5 kurz zusammengefasst.

7.2 Erfassung relevanter Treiber durch den Erweiterungsfaktor

Zunächst stellt sich die Frage, ob der Erweiterungsfaktor die Treiber des erwarteten Netzum- und -ausbaubedarfs angemessen erfasst. Hierfür ist maßgeblich, ob diese Treiber sich in den Parametern der Versorgungsaufgabe niederschlagen, die in die Ermittlung des Erweiterungsfaktors eingehen, und ob diese Parameter die Auswirkungen dieser Treiber auf das Netz ausreichend abdecken.

Diese Bedingungen sehen wir mit Blick auf die derzeit wesentlichen Treiber des Um- und Ausbaubedarfs grundsätzlich als erfüllt an:

- Der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen wirkt sich auf das Netz in erster Linie durch die erforderliche Errichtung und Netzintegration zusätzlicher Einspeisepunkte und durch die Zunahme der abzutransportierenden Erzeugungsleistung aus. Diese Wirkungen werden durch die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Parameter explizit erfasst. Dabei wird auch berücksichtigt, dass oberhalb bestimmter Schwellen der Erzeugungsleistung Mehraufwand nicht nur im Nahbereich der neuen Einspeisepunkte, sondern auch im vorgelagerten Netz (Leitungsnetz und Umspannebenen) entstehen kann.
- Änderungen im Bereich des Stromverbrauchs (Elektromobilität und Elektrowärme) wirken sich in erster Linie auf die Höhe der Last aus, die ebenfalls explizit als Parameter bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors berücksichtigt wird.

Dabei ist zu beachten, dass der Erweiterungsfaktor diese Treiber konzeptgemäß in Form der Wirkungszusammenhänge berücksichtigt, die seiner Berechnungsvorschrift zugrunde liegen (s. Abschnitt 2.2). So werden für Netzebenen die Parameter Fläche und Anschluss-/Einspeisepunkte und für Umspannebenen die Höchstlast bzw. die Belastungsbeträge der Umspannstationen als maßgeblich betrachtet. Dies kann insbesondere im Hinblick auf die Wirkung von Leistungszunahmen an Einspeisepunkten auf den Ausbaubedarf in Netzebenen als fallweise zu weitgehende Näherung erachtet werden. Diese Problematik und mögliche Lösungsansätze hierfür haben wir in Kapitel 3 untersucht. Abgesehen von diesem Aspekt erkennen wir im Zusammenhang mit den oben beschriebenen Entwicklungen keine wesentlichen Treiber für den Netzum- und -ausbau, die vom Erweiterungsfaktor nicht erfasst werden.

Naturgemäß berücksichtigt der Erweiterungsfaktor diese Treiber nach demselben Prinzip, nach dem auch andere Erweiterungen der Versorgungsaufgabe erfasst werden. Damit einhergehend

treten auch hier prinzipbedingte Unschärfen infolge des pauschalierenden Charakters des Erweiterungsfaktors auf (s. Abschnitt 2.2). Die Sinnhaftigkeit dieses Grundprinzips wird unseres Erachtens durch die aktuell relevanten Treiber des Netzum- und -ausbaus aber nicht in Frage gestellt. Eine Abkehr hiervon würde erhebliche Schwierigkeiten bei der objektiven und transparenten Feststellung der Kostenwirkung von Erweiterungsmaßnahmen und deren Abgrenzung von sonstigen Maßnahmen (z. B. Erneuerung) aufwerfen und erscheint uns angesichts der mit dem Grundprinzip des Erweiterungsfaktors erreichbaren Treffgenauigkeit – unter Berücksichtigung der in den vorstehenden Kapiteln dargelegten Analyseergebnisse und Vorschläge zu möglichen Weiterentwicklungen des Erweiterungsfaktors – nicht erforderlich.

7.3 Kategorisierung neuartiger Technologien

Für die Analyse der Anreizwirkungen, die der Erweiterungsfaktor im Hinblick auf den Einsatz neuartiger Technologien beim Netzum-/ausbau entfaltet, empfiehlt sich zunächst eine grobe Kategorisierung dieser Technologien und ihrer Rolle für das Netz, aufbauend u. a. auf dem einschlägigen Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur [7] und weiterführenden Studien (z. B. [8]). Eine solche Kategorisierung ist sinnvoll, da unter dem nur unscharf definierten Begriff „Smart Grid“ sehr unterschiedliche Technologien und Konzepte verstanden werden. Für die Zwecke des vorliegenden Gutachtens halten wir eine Unterscheidung von

- rein netzdienlichen Technologien,
- neuartigen Flexibilitätsoptionen und
- Technologien im Zählwesen sowie Informations- und Kommunikationstechnologien

für zweckmäßig. Diese Kategorien werden nachfolgend näher erläutert. Es ist zu beachten, dass zwischen den Kategorien Wechselwirkungen bestehen und eine eindeutige Zuordnung nicht bei allen Einzeltechnologien möglich ist.

7.3.1 Rein netzdienliche Technologien

Als rein netzdienlich sind die Technologien zu bezeichnen, die ausschließlich von Netzbetreibern zu dem Zweck eingesetzt werden können, den technischen Anforderungen an das Netz nachzukommen. Hierzu gehören im Bereich der unteren Verteilernetzebenen im kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont vor allem

- Netzbetriebsmittel zur Spannungsregelung wie
 - regelbare Ortsnetztransformatoren,
 - konventionelle Zwischentransformatoren oder leistungselektronische Spannungsregler innerhalb von Leitungsstrecken,
 - konventionelle oder leistungselektronische („FACTS“) Betriebsmittel zur Blindleistungserzeugung und
 - Konzepte zur „Weitbereichsregelung“,
- der vom Netzbetreiber koordinierte Einsatz der Spannungsregelungsfähigkeit von Wechsel- bzw. Umrichtern, mit denen z. B. Fotovoltaik- und Windkraftanlagen an das Netz angeschlossen sind, und
- eine verstärkte Ausstattung mit ferngemeldeter Messtechnik (v. a. Spannungs- und Strommessungen) und ferngesteuerten Schaltelementen in Verbindung mit entsprechender Kommunikationstechnik und einer Erweiterung der Netzleittechnik mit dem Ziel einer verbesserten Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes von der Netzleitstelle aus.

Diese Technologien können dazu genutzt werden, Netze innerhalb der relevanten technischen Grenzen flexibler zu betreiben und so den Bedarf nach konventionellen Um-/Ausbaumaßnahmen zu reduzieren oder zeitlich zu strecken. Die Kosten der für diese Technologien benötigten Betriebsmittel und Softwarekomponenten fallen überwiegend direkt beim Netzbetreiber an, soweit sie nicht – wie im Fall der Wechsel-/Umrichter – von den Netzkunden getragen werden, um einschlägige Netzanschlussbedingungen zu erfüllen.

Bei diesen Technologien erscheint es sinnvoll, Netzbetreibern einen Anreiz zur Auswahl der jeweils kostengünstigsten Lösung – auch gegenüber konventionellen Lösungen – zu vermitteln, da Netzbetreiber hier über einen Entscheidungsspielraum verfügen und die zur Auswahl stehenden Lösungen sich in erster Linie auf die Verantwortungssphäre und die Kosten der Netzbetreiber auswirken.

7.3.2 Neuartige Flexibilitätsoptionen

Unter Flexibilität wird hier die Möglichkeit zur Anpassung von Einspeisungen oder Entnahmen an Anschlusspunkten von Erzeugungsanlagen, Speichern und/oder Verbrauchern verstanden.

Relevante neuartige Flexibilitätsoptionen, die sich teils bereits im Einsatz, teils noch im Erprobungsstadium befinden, sind

- die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (Einspeisemanagement) zur Behebung von Netzengpässen,
- die Steuerung des Entnahmeprofils von Verbrauchern durch direkte Steuerung („Demand Side Management“) oder preisliche Anreize („Demand Response“),
- die Nutzung von Energiespeichern, etwa in Form von Batterien oder durch Zwischenspeicherung von Primärenergieträgern (z. B. Biogas) bei Erzeugungsanlagen, und
- die Bündelung von ansonsten nicht oder nicht gleichwertig nutzbaren Flexibilitäten von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichern in Form von virtuellen Kraftwerken.

Diese Technologien erweitern das Spektrum der traditionell genutzten Flexibilitäten, die v. a. im Erzeugungssektor und bei den konventionellen Speichertechnologien (d. h. in erster Linie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken) bestehen. Neuartig an den o. g. Technologien ist insbesondere, dass zunehmend auch kleinvolumige Flexibilitätsbeiträge genutzt und verbrauchsseitige Flexibilitäten einbezogen werden.

Mit Ausnahme des Einspeisemanagements werden die o. g. Flexibilitätsoptionen bisher meist nicht netzdienlich, sondern „systembilanzdienlich“ eingesetzt. Dieser Begriff wird hier zur Charakterisierung aller Geschäfte, Kraftwerkseinsatzentscheidungen, Maßnahmen und Regelungsmechanismen seitens der Marktteilnehmer (Erzeuger, Händler, Versorger, Bilanzkreisverantwortliche) und der Übertragungsnetzbetreiber verwendet, die dazu dienen, jederzeit systemweit genau die nachgefragte Energiemenge ins System einzuspeisen. Er kommt der Zuordnung von Technologien zum Bereich „Smart Markets“ gemäß Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur [7] nahe, ist aber eindeutiger im Hinblick auf Regelungsmechanismen, die von Übertragungsnetzbetreibern unter Einsatz von Beschaffungsmärkten organisiert werden und somit weder der Netz- noch der Marktsphäre allein zugeordnet werden können.

Der systembilanzdienliche Einsatz neuartiger Technologien/Flexibilitäten leistet im Hinblick auf den anstehenden Um- und Ausbaubedarf der Verteilernetze keinen Beitrag, da er definitionsgemäß nicht der Behebung von lokalen Engpässen oder Spannungsproblemen dient, sondern der systemweiten Leistungsbilanz. (Im Gegenteil ist sogar vorstellbar, dass diese Nutzung von Flexibilitäten zu erhöhten, für das Netz nachteiligen Belastungsspitzen führt.) Insoweit

stellt sich hier auch nicht die Frage nach geeigneten Anreizen für Verteilernetzbetreiber im Zusammenhang mit dem Erweiterungsfaktor.

Ansätze zum netzdienlichen Einsatz dieser Flexibilitäten (mit Ausnahme des Einspeisemanagements) sind bisher hingegen eher Gegenstand von Forschungs- und Demonstrationsprojekten und nach heutigem Erkenntnisstand gerade in den unteren Netzebenen kaum als wirtschaftliche Alternative zum Netzum- und -ausbau anzusehen. Solange dies zutrifft, besteht auch hier kein dringender Bedarf nach Anreizen für Netzbetreiber zum verstärkten Einsatz dieser Technologien.

Dies kann sich allerdings mit der fortschreitenden technischen Entwicklung, dem Rückgang der Kosten entsprechender Komponenten (z. B. Batteriespeichern) und der zunehmenden Verfügbarkeit einer IKT-Infrastruktur zwischen den Nutzern des Versorgungssystems (s. Abschnitt 7.3.3) ändern. Dann kann es, ähnlich wie bei den bereits heute nutzbaren netzdienlichen Technologien (Abschnitt 7.3.1), erstrebenswert werden, Anreize zur Wahl der jeweils effizientesten Lösung im Regulierungsrahmen zu verankern.

Im Fall des Einspeisemanagements sind heute keine speziellen Anreize erforderlich, da dieses in den vom Ausbau der Erneuerbare-Energien-Erzeugung besonders betroffenen Netzen bereits intensiv genutzte Konzept nach derzeitiger Rechtslage nur als Überbrückungslösung bis zum Abschluss erforderlicher Netzausbaumaßnahmen eingesetzt werden darf. Sofern das Einspeisemanagement jedoch – wie im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien vorgesehen – in begrenztem Umfang als dauerhaftes Substitut für Netzausbaumaßnahmen zugelassen wird, entsteht auch hier ein Ermessensspielraum für die Netzbetreiber, dessen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sinnvolle Nutzung evtl. geeignete Anreize erfordert (abhängig u. a. von der Behandlung der damit ggf. verbundenen Entschädigungszahlungen an die Betreiber der Erzeugungsanlagen). Hier wäre dann bei der Entwicklung konkreter Rahmenbedingungen für den Einsatz dieser Lösung zu untersuchen, welche Anreize sich insgesamt – auch unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors – bezüglich ihrer effizienten Nutzung ergeben.

7.3.3 Zählwesen und Informations-/Kommunikationstechnologie

Neben den zuvor diskutierten Technologien wird mit dem Begriff „Smart Grid“ meist sehr eng das „Smart Metering“ in Verbindung gebracht, das seinerseits mit weiteren Technologien verknüpft ist, etwa

- Lösungen zur Visualisierung des Stromverbrauchs beim Kunden,
- Einrichtungen zur Realisierung verbrauchsseitiger Flexibilitätsoptionen (s. oben) und weiterer Konzepte im Bereich der Gebäudeautomatisierung („Smart Home“),
- Kommunikationstechnik zur Übertragung von Zählwerten und anderen Daten und
- Informationssystemen zur Speicherung, Weiterleitung und Auswertung von Zählwerten und anderen kundenbezogenen Daten.

Diese Technologien sind – soweit überhaupt auf die Stromversorgung bezogen – überwiegend dem von der Bundesnetzagentur als „Smart Market“ bezeichneten Bereich oder aber dem Zählwesen zuzuordnen, nicht jedoch dem Netzbetrieb im engeren Sinne. Aufgaben des Zählwesens einschließlich der erforderlichen IKT-Infrastruktur können zwar auch von Netzbetreibern wahrgenommen werden, sind dann aber regulatorisch getrennt von den Aufgaben im Bereich der Netzbereitstellung zu behandeln, zumal hier auch Wettbewerber außerhalb der Netzbranche tätig sein können.

Beziehungen zum Netzum- und -ausbau und damit zu der Frage nach den Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors bestehen hier nur indirekt:

- Soweit diese Technologien für die Nutzbarmachung kundenseitiger Flexibilitäten mit dem Ziel eines netzdienlichen Einsatzes benötigt werden, können sie zu Lösungen zur Vermeidung konventionellen Netzausbaus beitragen. Dabei ist allerdings höchst fraglich, ob der alleinige Einsatz dieser Technologien für diesen Zweck wirtschaftlich vorteilhaft wäre; eine Mitnutzung erscheint hier naheliegender. Die hiermit verbundenen Kosten wären dann ggf. bei der Entscheidung über die günstigste Option zur Lösung netzseitiger Probleme zu berücksichtigen.

Ein konkreter Zusammenhang dieser Art wird mitunter darin gesehen, dass eine primär für das „Smart Metering“ eingerichtete IKT-Infrastruktur genutzt werden kann, um im Rahmen des Einspeisemanagements Abregelungssignale an Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen (v. a. Fotovoltaik) weiterzuleiten. Eine solche Mitnutzung ist durchaus vorstellbar; eine entsprechende Empfehlung findet sich auch im Begründungstext zu einem aktuellen Entwurf der EEG-Novelle. Etwaige mit dieser Mitnutzung verbundene Kosten wären dann analog zu den auch in anderen Netzebenen für die Übertragung von Abregelungssignalen anfallenden Kosten zu behandeln und im Hinblick auf evtl. angestrebte Anreizwirkungen zu berücksichtigen (s. Abschnitt 7.3.2). Dies sollte jedoch nicht dahingehend

verstanden werden, dass im Zusammenhang mit dem Netzum-/ausbau ein Anreiz zur *Errichtung* dieser Infrastruktur vermittelt werden sollte, denn deren primärer Nutzen läge eindeutig im Bereich des Zählwesens. Zudem können für das Einspeisemanagement auch andere Kommunikationskanäle verwendet werden.

- Verschiedentlich wird erwogen, nicht nur die Kommunikationsinfrastruktur, sondern auch die von intelligenten Zählern ermittelten Messwerte für den Netzbetrieb nutzbar zu machen, etwa zur Verbesserung der betrieblichen Beobachtbarkeit oder der Planungsgrundlage für die Netzdimensionierung. Diese Messwerte könnten somit alternativ zu der in Abschnitt 7.3.1 erwähnten rein netzseitigen Messtechnik genutzt werden, was u. U. Kostenvorteile verspricht.

Auch diese Form der Mitnutzung von Einrichtungen des „Smart Metering“ ist grundsätzlich vorstellbar und sollte durch die Netzbetreiber bei der Planung erweiterter leittechnischer Konzepte als eine Möglichkeit zur Gewinnung von Messdaten in Betracht gezogen werden. Ob diese Alternative tatsächlich insgesamt günstiger ist als die Nutzung netzseitiger Messtechnik, auch unter Berücksichtigung von Anforderungen an die zeitliche Verfügbarkeit der Daten und an den Datenschutz, ist heute noch nicht absehbar. Jedenfalls wäre aber auch diese Mitnutzung von Messwerten kein Grund dafür, spezielle Anreize zur Errichtung einer Smart-Metering-Infrastruktur an die Netzbetreiber zu vermitteln, zumal diese Sphäre nicht allein den Netzbetreibern vorbehalten ist. (Und falls aufgrund sonstiger Überlegungen erwogen werden sollte, Netzbetreibern einen Anreiz zu vermitteln, den Smart-Metering-Rollout voranzutreiben, wäre der Erweiterungsfaktor hierfür sicherlich nicht das richtige Instrument, allein schon aufgrund seiner Beschränkung auf maximal eine Regulierungsperiode und seines engen Bezugs zu Änderungen der Versorgungsaufgabe.)

7.3.4 Zwischenfazit

Die Analyse in den vorstehenden Abschnitten hat gezeigt, dass die Frage nach Anreizen für den Einsatz neuartiger Technologien beim Netzum- und -ausbau derzeit überwiegend die rein netzdienlichen Technologien (Abschnitt 7.3.1) sowie evtl. das Einspeisemanagement betrifft, sofern dieses durch eine Anpassung des Rechtsrahmens in definiertem Umfang als dauerhaftes Substitut für Netzausbaumaßnahmen zugelassen wird.

Die anderen Technologien (Flexibilitätsoptionen, Zählwesen, IKT) weisen zwar Wechselwirkungen mit Aspekten der Netzgestaltung auf, dienen aber in erster Linie Zwecken außerhalb

der Sphäre der Netzbereitstellung. Mittelfristig kann sich hier eine Änderung z. B. dahingehend ergeben, dass eine gemischte Nutzung von Flexibilitäten (z. B. Speichern) für systembilanzdienliche und netzdienliche Zwecke möglich wird und sich als wirtschaftlich sinnvoll herausstellt. Auch dann sollten sich Anreize etwa durch den Erweiterungsfaktor aber ausschließlich auf den netzdienlichen Nutzenanteil dieser Technologien beziehen. Die Anreizwirkungen von Instrumenten der Anreizregulierung sollten generell nicht auf den marktseitigen Nutzen von Technologien ausgerichtet sein.

7.4 Anreizwirkungen für die Technologiewahl

7.4.1 Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors

Die durch den Erweiterungsfaktor bewirkte Erlösanpassung zur Berücksichtigung einer Änderung der Versorgungsaufgabe ist, wie in den Abschnitten 2.2 und 2.4 erläutert, nur von den betrachteten Parametern der Versorgungsaufgabe und vom Niveau der Erlösobergrenze vor der Anpassung abhängig, nicht jedoch von den vom Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen zum Netzum-/ausbau und deren Kosten.

Auf diese Weise vermittelt der Erweiterungsfaktor – begrenzt auf die Wirkungskdauer von bis zu einer Regulierungsperiode – einen starken Anreiz, den kostengünstigsten Weg zur Lösung eines bestehenden oder erwarteten netztechnischen Problems zu wählen. Wenn ein Netzbetreiber eine Lösung umsetzt, die im Vergleich zu einer konventionellen Ausbaumaßnahme eine geringere Erhöhung der Netzkosten bewirkt, kann er den der Kostendifferenz entsprechenden Teil des mit dem Erweiterungsfaktor bewirkten Erlöszuwachses als zusätzlichen Gewinn realisieren.

Diese Anreizwirkung ist unabhängig davon, wie sich die mit einer Maßnahme verbundenen Netzkosten auf Kapital- und Betriebskosten aufteilen. Falls also anstelle einer in der Regel kapitalintensiven konventionellen Ausbaumaßnahme eine Lösung ergriffen werden kann, die überwiegend oder ausschließlich Betriebskosten verursacht, und diese Kosten insgesamt geringer sind als die der konventionellen Maßnahme, so kann auch hiermit ein Zusatzgewinn realisiert werden.

Der Erweiterungsfaktor ist somit – dem Grundkonzept der Anreizregulierung entsprechend – so konzipiert, dass die Auswahl der jeweils günstigsten Technologie und Maßnahme zur Lösung eines netztechnischen Problems dem unternehmerischen Ermessen des Netzbetreibers überlassen wird und die Höhe der Erlöse – jedenfalls im Wirkungszeitraum des Erweiterungsfaktors – nicht von der Wahl der Maßnahme abhängt. Damit fördert der Erweiterungsfaktor den Einsatz solcher Technologien, die gegenüber dem konventionellen Netzausbau Kostenvorteile ermöglichen.

Dies gilt insbesondere auch für die in Abschnitt 7.3.1 beschriebenen neuartigen netzdienlichen Technologien, da die Kostenwirkungen hier vollständig die Sphäre des Netzbetreibers betreffen. In Fällen, in denen diese Technologien wie z. B der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren geringere zusätzliche Netzkosten bewirken als der konventionelle Netzausbau, erfährt der Netzbetreiber über den Erweiterungsfaktor einen Anreiz, sich zugunsten der neuartigen Technologie zu entscheiden.

7.4.2 Grenzen der Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors

Der Erweiterungsfaktor kann die oben beschriebene Anreizwirkung prinzipbedingt nur innerhalb der Regulierungsperiode, für die er gewährt wird, entfalten. Mit Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode werden die Kosten aller bis zum Basisjahr der neuen Periode ergriffenen Maßnahmen im Rahmen der Kostenprüfung erfasst. Sie sind dann nicht mehr Gegenstand des Erweiterungsfaktors.

Daneben kann der Erweiterungsfaktor ebenfalls prinzipbedingt nur Änderungen der Versorgungsaufgabe erfassen, die sich in den berücksichtigten Parametern niederschlagen (bzw. in Planwerten erfassbar sind; siehe diesbezügliche Diskussion in Kapitel 4). Erweiterungen, die noch nicht bekannt sind, aber für wahrscheinlich gehalten werden, und die den Einsatz von Technologien und/oder Maßnahmen des vorausschauenden Netzausbaus wirtschaftlich erscheinen lassen, die allein auf Basis der bekannten Parameteränderungen nicht wirtschaftlich sind, können hierüber nicht erfasst werden. Da im Detail schwer vorhersehbar ist, wo und wann und mit welchen Anschlussleistungen neue Erzeugungsanlagen zugebaut werden, ist aber auch grundsätzlich fraglich, inwieweit eine solche vorausschauende Planung möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Eine gezielte Anreizsetzung in diesem Grenzbereich der Wirtschaftlichkeitsbewertung technologischer Varianten dürfte jedenfalls mit dem Erweiterungsfaktor auf-

grund seines pauschalierenden Charakters schwer zu erreichen sein. Die hiermit unter Umständen verbundene Abweichung der Anreizsetzung vom (theoretisch) langfristigen Optimum der Netzentwicklung halten wir jedoch angesichts der Unsicherheiten im Hinblick auf die Entwicklung der Versorgungsaufgaben für vertretbar.

Weitere Grenzen der durch den Erweiterungsfaktor vermittelten Anreizwirkungen ergeben sich aus den in den Kapiteln 3-6 des vorliegenden Gutachtens diskutierten Problemfeldern (Behandlung von Einspeisepunkten beim Repowering, Zeitverzug, etc.), die aber durch die dort aufgezeigten Anpassungsvorschläge teilweise ausgeräumt werden können.

Eine weitere Begrenzung ergibt sich aus der Erheblichkeitsschwelle (Abschnitt 2.5), durch die Erlösanpassungen erst ab einem bestimmten Mindestumfang gewährt werden. Diese Schwelle wird unseres Wissens allgemein akzeptiert und steht daher nicht zur Diskussion.

7.4.3 Wechselwirkungen mit anderen Regulierungsinstrumenten

Die Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors können nicht nur durch die inhärenten Eigenschaften dieses Instruments, sondern auch durch Wechselwirkungen mit anderen Regulierungsinstrumenten beeinflusst werden. Wir erörtern nachfolgend die aus unserer Sicht wesentlichen Wechselwirkungen dieser Art. Hierbei geht es nicht um eine Bewertung der betrachteten anderen Regulierungsinstrumente, sondern nur um eine Analyse der Zusammenhänge mit dem Erweiterungsfaktor.

- Die **Kostenprüfung** vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode beruht im Gegensatz zum Erweiterungsfaktor nicht auf exogenen Merkmalen der Versorgungsaufgabe, sondern auf den kalkulatorischen und den aufwandsgleichen Kosten des Netzbetreibers. Dies führt dazu, dass der Zusatzgewinn, den ein Netzbetreiber infolge der Wirkungsweise des Erweiterungsfaktors realisieren kann, indem er eine gegenüber der konventionellen Alternative kostengünstigere Technologie einsetzt, ab Beginn der folgenden Regulierungsperiode nicht mehr gewährt wird. Hierdurch wird, wie in Abschnitt 7.4.2 ausgeführt, die (gewollte) Anreizwirkung des Erweiterungsfaktors begrenzt und die erzielte Kosteneinsparung ab den Folgejahren an die Netznutzer weitergegeben.

Gleichzeitig gewinnt mit Beginn der neuen Regulierungsperiode die Aufteilung der Kosten der ergriffenen Maßnahmen auf Kapital- und Betriebskosten an Bedeutung, da diese Kostenteile – anders als beim Erweiterungsfaktor – bei der Kostenkalkulation unterschiedlich

behandelt werden. Insbesondere wird ein kalkulatorischer Eigenkapitalzins nur im Bereich der Kapitalkosten gewährt. Zudem hängen die Kapitalkosten von den Abschreibungsdauern ab, die speziell mit Blick auf bestimmte (v. a. elektronische) Komponenten der neuartigen Technologien mitunter als zu lang angesehen werden. Diese Aspekte der Behandlung von Kapital- und Betriebskosten können dazu führen, dass die Anreize zur Wahl von Lösungstechnologien auch von deren Kapitalintensität abhängen. Insbesondere kann hierdurch der Anreiz zum Einsatz von Technologien, die mit weniger Kapitaleinsatz, aber signifikant höheren Betriebskosten verbunden sind als der konventionelle Netzausbau, geschwächt werden. Dies betrifft z. B. Technologien, die den Einsatz neuartiger Flexibilitätsoptionen voraussetzen, wie Demand Side Management oder Speichereinsatz. Für die in Abschnitt 7.3.1 erörterten netzdienlichen Technologien trifft dies allerdings kaum zu, da diese ein ähnliches Verhältnis von Kapitaleinsatz zu Betriebsaufwand aufweisen wie konventionelle Netzbetriebsmittel.

Über den Aspekt der unterschiedlichen Behandlung von Kapital- und Betriebskosten hinaus stellt sich die Frage, ob das Konzept der kostenbasierten Ermittlung der Erlösobergrenze zum Beginn jeder Regulierungsperiode in Verbindung mit dem Effizienzvergleich (s. unten) auch grundsätzlich einen ausreichend starken Anreiz vermittelt, im Rahmen des Netzum- und -ausbaus die jeweils kostengünstigste Lösung zu realisieren. Die Stärke dieses Anreizes hängt von der konkreten Parametrierung der Regulierungsinstrumente ab, etwa von der Länge der Regulierungsperioden, der Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalzinses und der Dauer des Umsetzungspfades von Effizienzvorgaben.

Solchen möglichen Schwächen des Anreizes zum kosteneffizienten Netzausbau kann der Erweiterungsfaktor in begrenztem Umfang entgegenwirken. Auflösen kann er sie naturgemäß jedoch nicht, da seine Wirkung jeweils auf eine Regulierungsperiode beschränkt ist.

- Der **Effizienzvergleich** der Netzbetreiber wirkt diesen Schwächen der Anreizsetzung durch die kostenbasierte Erlösermittlung entgegen, da er sich auf die Gesamtkosten bezieht und – ähnlich wie der Erweiterungsfaktor – Parameter der Versorgungsaufgabe (und nicht nur Kosteninformationen) heranzieht, um eine Vergleichbarkeit von Netzbetreibern herbeizuführen.

Auch hier besteht aber ein Einfluss auf die Anreize bei der Auswahl der bestgeeigneten Technologie zur Behebung netzseitiger Probleme. Die beim Effizienzvergleich verwendete

ten Parameter weisen keinen rein exogenen Charakter auf, sondern können vom Netzbetreiber unterschiedlich stark beeinflusst werden. Ganz besonders trifft dies für Parameter zu, die sich auf den Umfang der eingesetzten Netzbetriebsmittel beziehen, wie v. a. die Leitungslänge, die gemäß § 13 Abs. 4 ARegV zumindest beim Effizienzvergleich für die ersten beiden Regulierungsperioden zwingend als Parameter zu berücksichtigen ist. Hieraus erwächst tendenziell ein Anreiz zur Bevorzugung technischer Lösungen, die zu einer Erhöhung der Leitungslänge führen, da sich dies beim Effizienzvergleich positiv auswirkt.

Auch andere Parameter wie die Jahreshöchstlast einer Netz- oder Umspannebene sind nicht frei von derartigen Einflüssen, da sie durch Technologien zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten (z. B. Speichern) beeinflusst werden. Auch die Zahl der Anschlusspunkte einer Netzebene, beispielsweise der Mittelspannungsebene, hängt von der Gestaltung der unterlagerten Ortsnetzstationsebene ab, die wiederum u. a. von den dort angewandten Spannungsregelungskonzepten beeinflusst wird.

Soweit sich diese Einflussmöglichkeiten und die damit verbundenen Anreizwirkungen auf die Gestaltung des Effizienzvergleichs beziehen, können und sollten sie nicht die Gestaltung des Erweiterungsfaktors prägen, sondern bei der zukünftigen Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs berücksichtigt werden, sofern dies als notwendig erachtet wird.

Der Erweiterungsfaktor unterliegt dieser Problematik allerdings in abgeschwächter Form auch selbst, indem er Parameter wie die Zahl der Anschlusspunkte oder die stationsscharfen Belastungen von Umspannstationen berücksichtigt, die in gewissem Umfang durch Entscheidungen des Netzbetreibers – auch Entscheidungen zur Technologiewahl – beeinflusst werden können. Wir gehen jedoch davon aus, dass die hierdurch bewirkten Verzerrungen zurzeit und insbesondere mit Blick auf die in Abschnitt 7.3.1 erörterten netzdienlichen Technologien noch sehr schwach sind und die Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors hinsichtlich der Technologiewahl nicht gravierend beeinträchtigen.

- Das Instrument der **Investitionsmaßnahmen** gemäß § 23 ARegV behandelt die Mehrkosten infolge von Erweiterungen der Versorgungsaufgabe grundsätzlich anders als der Erweiterungsfaktor, indem es sich auf konkrete Maßnahmen bezieht und eine explizite Abgrenzung der Erweiterungsmaßnahmen von sonstigen Maßnahmen (z. B. Erneuerung) erfordert. Soweit sich die Anwendung dieses Instruments eindeutig von der des Erweiterungsfaktors abgrenzen lässt, etwa in Bezug auf die betroffenen Netz- und Umspannebenen, erkennen wir keine problematischen Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten. Kritisch wären

hingegen Überlappungen der Anwendungsgebiete der beiden Instrumente, die zu einer doppelten Berücksichtigung von Erweiterungsmaßnahmen führen können, etwa wenn eine nach § 23 ARegV behandelte Maßnahme auch Netz- oder Umspannebenen betrifft, für die ein Erweiterungsfaktor gewährt wird. Hiermit könnten auch Verzerrungen hinsichtlich der Anreize für die Technologiewahl verbunden sein. Nach unserer Einschätzung lassen sich solche Überlappungen nur durch fallweise Prüfung im Rahmen der Anwendung von § 23 ARegV identifizieren und vermeiden.

- Das **Qualitätselement** gemäß §§ 19 und 20 ARegV weist keine direkte Wechselwirkung mit dem Erweiterungsfaktor auf, da Maßnahmen des Netzum- und -ausbaus nicht per se eine Auswirkung auf die Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzes haben müssen. Bestimmte Technologien – insbesondere die neuartigen, durch verstärkten Einsatz von Steuerungs- und Regelungstechnik geprägten Technologien – können jedoch neben ihrer primären Aufgabe für die Funktion des Netzes auch Zuverlässigkeitsverbesserungen ermöglichen. Beispielsweise kann zusätzliche (insbesondere ferngemeldete) Messtechnik dazu genutzt werden, Störungen schneller zu erkennen und den Wiederversorgungsprozess zu beschleunigen. Das Qualitätselement kann somit einen zusätzlichen Anreiz dazu beitragen, neuartige Technologien gegenüber konventionellen Lösungen zu bevorzugen.

7.5 Fazit

Die Analyse hat gezeigt, dass der Erweiterungsfaktor – gerade auch im Vergleich mit anderen Regulierungsinstrumenten – einen positiven Anreiz zum Einsatz neuartiger Technologien in Fällen vermitteln kann, in denen diese aus Sicht der Gesamtkosten günstiger sind als konventionelle Ausbauvarianten. Hiermit ist kein pauschaler Anreiz zum flächendeckenden Einsatz solcher Technologien verbunden; vielmehr bleibt es Aufgabe des Netzbetreibers, situationsabhängig die jeweils günstigste Technologie zu identifizieren. Hierbei erscheinen für die nähere Zukunft insbesondere die netzdienlichen Technologien etwa im Bereich der Spannungshaltung und der Netzleittechnik vielversprechend, und es ist zu erwarten, dass diese bereits erprobten Technologien dort Einsatz finden werden, wo sie zur Verbesserung der Kosteneffizienz des Netzes beitragen werden.

Es muss aber auch festgestellt werden, dass die Anreizwirkungen des Erweiterungsfaktors vor allem durch seine auf maximal eine Regulierungsperiode beschränkte Wirkungsweise begrenzt sind. Außerhalb der Sphäre des Erweiterungsfaktors wirken diesen Anreizen zudem bestimmte

Eigenschaften anderer Regulierungsinstrumente entgegen, beispielsweise die tendenzielle Anreizsetzung zugunsten kapitalintensiver Lösungen durch die Grundsätze der Behandlung von Kapital- und Betriebskosten bei der Kostenkalkulation, die evtl. insgesamt nicht ausreichende Stärke der Anreize zur Auswahl der jeweils kosteneffizientesten Lösung und die nicht unbedeutende Beeinflussbarkeit der Parameter für den Effizienzvergleich durch Entscheidungen des Netzbetreibers.

Es sollte aber nicht versucht werden, diesen gegenläufigen Anreizen, deren Ursache nicht in der Sphäre des Erweiterungsfaktors liegt, durch Änderungen bei der Gestaltung des Erweiterungsfaktors entgegenzuwirken, denn ein solcher Ausgleich von Anreizen über Regulierungsinstrumente hinweg ist kaum auf systematisch korrekte Weise möglich. Vielmehr sollten die hierfür ursächlichen Instrumente und Parameter des Regulierungsregimes selbst auf geeignete Weise angepasst werden, soweit dies im Hinblick auf die Entwicklung des Einsatzes neuartiger Technologien als erforderlich erkannt wird.

Literatur/Quellen

- [1] Innenministerium und Ministerien für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume sowie für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein
Grundsätze zur Planung von Windkraftanlagen
Gemeinsamer Runderlass der o. g. Ministerien, März 2011
- [2] Bundesnetzagentur
Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV
Bonn, 2012, www.bundesnetzagentur.de
- [3] Bundesnetzagentur
Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung
Bonn, Feb. 2014, Drucksache 18/536 des Deutschen Bundestages
- [4] Consentec GmbH
Gutachten zum Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen, Juni 2009,
www.bundesnetzagentur.de
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030
Berlin, Dez. 2012, www.dena.de
- [6] Harms, H.; Hille, C.; Hörpel, B.
Studie zu Netzausbaukosten – Intelligente Technologien können Kosten drastisch senken
ew Heft 2/2014, S. 72-78
- [7] Bundesnetzagentur
„Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems
Bonn, Dez. 2011, www.bundesnetzagentur.de

[8] Consentec GmbH

Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid

Untersuchung für das schweizerische Bundesamt für Energie BFE, Aachen, Juli 2013,
www.bfe.admin.ch