

## Leitfaden

# Leitfaden für die Zusammen- arbeit der Stromnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade (4.0)

Fragen und Antworten zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG sowie der VDE-AR-N 4140

Berlin, 21. Dezember 2017

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

**Verband kommunaler  
Unternehmen e.V.**  
Invalidenstr. 91  
10115 Berlin



© **BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin

Tel. 030/300 199-0, Fax: 030/300 199-3900

info@bdeu.de, [www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

Ausgabe 4.0, 21. Dezember 2017

## Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung .....	4
2	Gegenstand des Leitfadens .....	5
3	Das Kaskadenprinzip .....	6
3.1	Begriff und Inhalt der Kaskade .....	6
3.2	Rechtliche Grundlagen der Kaskade .....	6
3.3	Die Rolle der NB in der Kaskade .....	11
3.4	Das Prinzip der Kaskadierung .....	13
3.5	Europäische Vorgaben .....	17
3.6	Mögliche Ursachen und Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade .....	19
3.7	Beendigung der Kaskade .....	27
3.8	Haftungsausschluss .....	28
4	Informationsaustausch .....	31
4.1	Information der NB untereinander .....	31
4.2	Standardformulare für die Anforderung / Aufhebung der Maßnahme .....	34
4.3	Vertragliche Vereinbarung .....	36
4.4	Externe Kommunikation .....	37
5	Einspeisereduzierung .....	41
5.1	Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK .....	41
5.2	Das EEG-Einspeisemanagement .....	41
6	Lastreduzierung .....	48
6.1	Abzuschaltende Kunden .....	48
6.2	Beispiel rollierendes Verfahren .....	50
7	Sensitivitätsanalyse .....	52
7.1	Sensitivitätsanalyse im Rahmen des Einspeisemanagements .....	53
7.2	Festlegung von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten .....	55
7.3	Erweiterte Sensitivität .....	56
	Anhang 1: Rechtliche Hinweise zur Haftung der NB untereinander .....	58
1	Haftung des auslösenden bzw. anfordernden NB .....	58
2	Haftung des nachgelagerten ausführenden NB .....	58
3	Unterstützung durch anfordernden NB .....	59
4	Haftung bei vereinbarungsgerechter Umsetzung .....	59
	Anhang 2: Überlagerungsfälle – Rechtliche Einschätzung .....	60
1	Gesetzliche Grundlage .....	60
2	Bedeutung des § 3 Abs. 3 KWK-G .....	60
3	Bedeutung der §§ 1 und 2 EnWG .....	62
	Anhang 3: Mustervereinbarung .....	63

## 1 Vorbemerkung

Gemäß §§ 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind sowohl Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als auch Verteilernetzbetreiber (VNB) verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in ihrem Verantwortungsbereich zu beseitigen. Nachgelagerte Stromverteilernetzbetreiber müssen dabei die vom ÜNB und den jeweils vorgelagerten VNB in diesem Zusammenhang ergriffenen Maßnahmen durch eigene Maßnahmen unterstützen. Näheres dazu, insbesondere wie das Zusammenwirken der Netzbetreiber (NB) auszusehen hat, in welcher Reihenfolge welche Maßnahmen vorzunehmen sind, wen die damit verbundenen Eingriffe in die Erzeugungs- und Laststruktur zu welchem Zeitpunkt in welcher Rangfolge treffen etc. sind im Gesetz jedoch nicht konkret geregelt. Das Gesetz enthält für diese Fragestellungen nur grobe Anforderungen.

Konkretisierende Vorgaben zur technischen Umsetzung der gesetzlichen Regelungen im Wege einer „Handlungskaskade“ enthält die am 1. Februar 2017 in Kraft getretenen Anwendungsregel des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zur "Kaskadierung von Maßnahmen für die Sicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen" (VDE-AR-N 4140). Die Anwendungsregel beschreibt dabei die Einhaltung und Abwicklung der Kaskade in organisatorischer wie informatorischer Hinsicht. Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG wird durch die Anwendung der VDE-AR-N 4140 die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet.

Der Leitfaden von BDEW und VKU für die Zusammenarbeit von vor- und nachgelagerten Stromnetzbetreibern im Rahmen der Kaskade, soll den betroffenen Unternehmen eine weitere Orientierung und damit zusätzliche Rechtssicherheit bei der Umsetzung der gesetzlichen und regulatorischen Regelungen sowie der Anwendungsregel des VDE geben. Die zunehmend dezentralere und volatilere Erzeugungsstruktur in Deutschland stellt alle Netzbetreiber (NB) vor nicht unerhebliche Herausforderungen, die System- und Netzsicherheit zu gewährleisten. Umso wichtiger ist es, dass es zu einer reibungslosen Zusammenarbeit aller beteiligten NB im Notfall kommt, auch vor dem Hintergrund einer ansonsten ggf. gegebenen Haftung.

Es ist wichtig – auch zur Vermeidung von Haftungsrisiken –, dass sich die NB auf Situationen i.S.d. §§ 13, 14 EnWG vorbereiten und mit den vor- und nachgelagerten NB zusammenarbeiten. Bis auf wenige grobe Vorgaben lässt der Gesetzgeber die nähere Ausgestaltung der Zusammenarbeit allerdings weitestgehend offen. Die VDE-AR-N 4140 konkretisiert als allgemein anerkannte Regel der Technik die gesetzlichen Vorgaben. Der BDEW/VKU-Leitfaden bietet zusätzliche Orientierung und trägt damit zur Rechtssicherheit bei.

## 2 Gegenstand des Leitfadens

Mit den Regelungen zur Systemverantwortung in den §§ 13 und 14 EnWG hat der Gesetzgeber Rahmenbedingungen geschaffen, die es NB ermöglichen, bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Maßnahmen zu ergreifen, die der Störung oder Gefährdung der Versorgungssysteme entgegenwirken und deren Sicherheit und Zuverlässigkeit gewährleisten.

Gegenstand des Leitfadens sind Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG, zur Anpassung sämtlicher Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen an die Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Energieversorgungsnetze, also solche Maßnahmen, die im Notfall durchzuführen sind, wenn netz- oder marktbezogene Maßnahmen (z.B. der Einsatz von Regelenergie durch den ÜNB) ausgeschöpft sind. Um die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und VNB einschließlich der Betreiber weiterer nachgelagerter Verteilungsnetze zu gewährleisten, gilt es einerseits die gesetzlichen Vorgaben näher zu beschreiben und andererseits in der VDE-AR-N 4140 nicht beschriebene Sachverhalte zu erläutern. Durch eine technisch wie rechtlich konkret beschriebene Aufgabenverteilung an die jeweils vor- und nachgelagerten NB und die gegenseitige Unterstützung sollen etwaige Gefährdungen oder Störungen der Versorgungssysteme frühzeitig erkannt und diesen entgegengewirkt werden. Ziel der in diesem Leitfaden enthaltenen Handlungsempfehlungen ist vor allem die Erläuterung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens, um die operative Handlungsfähigkeit bei der Vornahme von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durch Abstimmung der NB, insbesondere in zeitkritischen Situationen, zu vereinfachen. Zu diesem Zweck werden die Verantwortlichkeiten sowie die einschlägigen kaufmännischen und rechtlichen Regeln erläutert.

Dem Leitfaden liegen die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung geltenden rechtlichen Vorgaben zugrunde. Deren Änderung kann eine Anpassung und ggf. eine Fortschreibung des Leitfadens erfordern<sup>1</sup>.

Zuletzt wurde der Leitfaden im Jahr 2017 überarbeitet. Hintergrund ist neben redaktionellen Anpassungen (Änderungen im EnWG, neues Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017, novelliertes Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)) die Veröffentlichung der VDE-AR-N 4140 am 1. Februar 2017. In Anbetracht dessen wurden bei der Erarbeitung der aktuellen Version 4.0 sinnvolle inhaltliche Anpassungen sowie eine strukturelle Umgestaltung vorgenommen, um im Ergebnis eine Harmonisierung beider Regelwerke herbeizuführen. So wurde etwa teilweise auf Darstellungen verzichtet, die sich nunmehr in der VDE-Anwendungsregel wiederfinden. Dafür rücken regulatorische und rechtliche Fragestellungen in den Vordergrund, die zum Teil in Form eines Fragen-Antworten-Katalogs beantwortet werden.

---

<sup>1</sup> Siehe zu den vorherigen Versionen und Anpassungen: <https://www.bdew.de/service/standardvertraege/vertragssystemverantwortung/>.

## **3 Das Kaskadenprinzip**

### **3.1 Begriff und Inhalt der Kaskade**

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, werden vom jeweiligen NB Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im eigenen Netz durchgeführt bzw. in nachgelagerten Netzen veranlasst. Die in § 13 Abs. 2 EnWG an den ÜNB adressierten Aufgaben gelten gemäß § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG in gleicher Weise auch für die VNB. Es ist somit Aufgabe eines jeden NB, erforderlichenfalls mit Unterstützung seiner vor- und nachgelagerten NB, sofern vorhanden, die Gefährdungs- bzw. Störungslage zu beheben.

Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt dabei im Rahmen einer Kaskade über alle Netzebenen, beginnend im Netz, in dem die Gefährdung oder Störung vorliegt. Dabei muss jeder in die Kaskade einbezogener NB durch eigenverantwortliches Handeln innerhalb seiner Eigentums- und Verfügungsgrenzen bzw. seines Zuständigkeitsbereichs tätig werden. Der vorgelagerte, anfordernde NB ist im Netz des ausführenden NB somit nur mittelbar tätig. Entscheidend zur erfolgreichen Umsetzung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen ist damit die Zusammenarbeit und das Verhältnis der NB zueinander, mithin das Verhältnis des ÜNB zu einem direkt nachgelagerten VNB sowie das Verhältnis eines vorgelagerten VNB zu einem direkt nachgelagerten VNB und jeweils umgekehrt. Die Vorteile des Handelns im Rahmen einer Kaskade liegen in der gemeinsamen technischen Lösung auftretender Störungen, Schaffung von Synergien, der Bündelung und Aggregation von Informationen, der Beschreitung „kürzerer“ Kommunikationswege, der effizienten Nutzung bereits vorhandener und ständig gepflegter Kommunikationsstrukturen, der Kenntnis der jeweiligen Ansprechpartner, dem Agieren der „zwischenlagerten“ NB als Multiplikator in Bezug auf die erforderlichen Anpassungsmaßnahmen sowie dem Erreichen kürzerer Reaktionszeiten.

Die Wahrnehmung der Verantwortung für die System- bzw. Netzsicherheit gilt aber natürlich auch für solche NB, die keine nachgelagerten NB haben. Mithin hängt die Aufgabenerfüllung nicht allein von der Kaskade und der Zusammenarbeit der NB untereinander ab, die aber auch in diesen Fällen durch einen entsprechenden Informationsaustausch zur besseren Bewältigung der Gefährdungs- bzw. Störungssituation beitragen kann.

### **3.2 Rechtliche Grundlagen der Kaskade**

#### **3.2.1 Welche Maßnahmen umfasst § 13 Abs. 2 EnWG?**

Gemäß § 13 Abs. 2 Satz 1 EnWG sind die ÜNB im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen, sofern sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone, ggf. auf allen Netzebenen – in Zusammenarbeit mit den VNB gemäß § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG – durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lässt.

Die Sicherheit des Netzes umfasst die System- und Netzsicherheit. Unter Systemsicherheit ist dabei die Fähigkeit des Stromversorgungssystems – bestehend aus Erzeugung, Netz und Verbraucher – zu verstehen, erzeugte Elektrizität aufzunehmen, weiterzuleiten und auszuspeisen. Dazu gehört es, zu jedem Zeitpunkt die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch zu bewahren (Systemstabilität). Die Netzsicherheit ist gewährleistet, wenn im Netz die zulässigen technischen Parameter sowie das (n-1)-Kriterium für die Energieversorgung eingehalten werden. Auch bei einem Ausfall von Netzbetriebsmitteln und Stromerzeugungseinheiten dürfen keine Gefährdungen, Überlastungen und unzulässigen Spannungsabweichungen bzw. Überspannungen auftreten, die eine Gefahr für die Energieversorgungseinrichtungen des NB (Überlastung von elektrischen Betriebsmitteln, Defekte an einer Transformator- oder Umspannstation) hervorrufen könnten.

§ 13 Abs. 2 EnWG ist adressiert an die ÜNB, stellt aber über den Verweis in § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG die Grundlage für Letztmaßnahmen aller NB dar, hinter denen vertragliche Verpflichtungen bis zur Beseitigung der Störung oder Gefährdung zurücktreten. § 13 Abs. 2 EnWG billigt den NB einen Beurteilungsspielraum im Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen zu. Bezüglich der Auswahl der Maßnahmen muss sich der NB wiederum an den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG, insbesondere der Sicherheit der Energieversorgung orientieren. Der Beurteilungsspielraum des NB orientiert sich dabei an den Grundsätzen der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit<sup>2</sup> und ist neben den technischen Vorgaben der VDE-AR-N 4140 durch das Ziel eines geringstmöglichen Eingriffes begrenzt.

### **3.2.2 Gelten die Vorgaben des § 13 Abs. 2 auch für VNB?**

§ 13 Abs. 2 EnWG gilt gemäß § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG für die VNB im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind.

### **3.2.3 Aus welcher gesetzlichen Vorschrift ergibt sich die Verpflichtung nachgelagerter NB zur Unterstützung vorgelagerter NB?**

Parallel zu der Verpflichtung aus § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG sind alle VNB gemäß § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB oder Maßnahmen eines nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG verantwortlichen VNB, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben und den dadurch begründeten Vorgaben eines vorgelagerten VNB durch eigene Maßnahmen zu unterstützen, soweit diese erforderlich sind, um Gefährdungen und Störungen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden. Dabei gelten §§ 12 und 13 EnWG entsprechend. Mit dieser Regelung ist die Kaskade im Gesetz verankert.

### **3.2.4 Was bedeutet Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit?**

Der Gesetzgeber lässt den NB bei der Entscheidung, was richtig und was falsch ist, welche Maßnahmen also in welchem Umfang wem gegenüber zu ergreifen sind, um die Gefahr- bzw. Störungssituation i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG schnellstmöglich und effizient zu beseitigen, wei-

---

<sup>2</sup> Siehe unten, unter Punkt 3.2.4.

testgehend auf sich gestellt. Neben den netztechnischen Restriktionen, denen jeder NB unterliegt, muss er seine Entscheidung danach ausrichten, dass er die Rechte seiner Anschlusskunden in geringstmöglichem Ausmaß beeinträchtigt. Letzteres kann er dadurch gewährleisten, indem seine Maßnahmen diskriminierungsfrei und mit Blick auf die Beeinträchtigung von Erzeugungs- wie von Lastkunden verhältnismäßig sind.

Wenngleich diese Begrifflichkeiten maßgebend für die Bewertung der Regelungsmaßnahmen der NB sind, finden auch sie im Gesetz, insbesondere im EnWG keine nähere Erläuterung. Jedoch entstammen sie allgemein anerkannten und in der Rechtspraxis verankerten energiewirtschaftlichen Grundsätzen.

Diskriminierungsfrei handelt der NB nach allgemeinem Rechtsverständnis, wenn er alle an sein Netz angeschlossenen, jeweils miteinander vergleichbaren Erzeugungsanlagen und Lastkunden gleich behandelt. Dies kann im Rahmen des Lastmanagements beispielsweise im Wege rollierender Lastabschaltungen erfolgen<sup>3</sup>. Eine unterschiedliche Behandlung kann wiederum durch sachliche Gründe, d.h. im Fall der Systemsicherheit regelmäßig unter anderem auch aufgrund technischer Restriktionen gerechtfertigt sein.

Hat der NB einzelne Kunden oder auch Kundengruppen diskriminierungsfrei ausgewählt, muss die vorgenommene Maßnahme in der weiteren Betrachtung auch verhältnismäßig sein, das heißt gemessen an deren Zweck – die Beseitigung der Gefahr oder Störung – geeignet, erforderlich und angemessen. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausprägung des im Grundgesetz verankerten Rechtsstaatsprinzips und spielt bei der Auslegung von gesetzgeberischen Vorgaben stets eine Rolle. Dessen Gedanken auf die Verantwortung der NB für die Systemsicherheit übertragen, bedeutet dies, die Maßnahme muss eindeutig dem Zweck des § 13 Abs. 2 EnWG dienen, es darf kein milderes Mittel gleicher Eignung zur Verfügung stehen und die Nachteile, die mit der Maßnahme verbunden sind, dürfen nicht außer Verhältnis zu den Vorteilen stehen, die sie bewirkt.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, sollten die NB bereits im Vorfeld solcher Maßnahmen Kriterien entwickeln, die sie ihrem Handeln nach § 13 Abs. 2 EnWG zugrunde legen. Sollte eine Gefahrensituation eintreten, die solche Maßnahmen auslöst, ist der NB gemäß § 13 Abs. 7 Satz 1 EnWG im Nachhinein verpflichtet, die hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu informieren. Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe zu belegen. An dieser Stelle sollte der NB auch nachweisen können, sich bereits vorher Gedanken gemacht und darauf seine Entscheidung bzgl. der konkreten Maßnahmen gestützt zu haben. Ein erster Anhaltspunkt dafür, dass der NB sein Handeln an allgemein anerkannten Kriterien ausgerichtet hat, könnte beispielsweise die Anwendung sowohl der VDE-AR-N 4140 als auch dieses branchenweit anerkannten und angewendeten BDEW/VKU-Leitfadens und die Umsetzung der darin gemachten Vorschläge sein. Der BDEW/VKU-Leitfaden ist zwar an sich nicht rechtlich bindend und seine Anwendung führt auch nicht zu der gesetzlichen Vermutung gemäß § 49 EnWG, dass der Stand der Technik eingehalten wurde<sup>4</sup>. Gleichwohl vermag er

---

<sup>3</sup> Siehe dazu näher unten, unter Punkt 6.2.

<sup>4</sup> So bei der VDE-AR-N 4140, siehe oben, unter Punkt 1.

jedoch die gängige Praxis und die in der Branche gemeinsam diskutierten und zusammengestellten Grundsätze abzubilden. Die Beachtung der Inhalte eines solchen Leitfadens könnte aber bei der nachträglich zu stellenden Frage nach einer möglichen Haftung des NB eine Rolle spielen<sup>5</sup>. Auch der Abschluss einer Vereinbarung, entsprechend dem Muster in Anhang 3<sup>6</sup> kann darauf hindeuten, dass sich die NB untereinander bereits im Vorfeld auf wesentliche Aspekte ihrer Zusammenarbeit verständigt haben, wie beispielsweise auf das konkrete Vorgehen bei Anpassungsmaßnahmen oder auf die zu nutzenden Kommunikationswege, und damit die im Verkehr erforderliche Sorgfalt haben walten lassen.

### **3.2.5 Können Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG auch dann ergriffen werden, wenn noch nicht sämtliche markt- und/oder netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG durchgeführt wurden?**

§ 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen können auch dann ergriffen werden, wenn markt- und/oder netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG die Störungs- bzw. Gefährdungslage nicht rechtzeitig genug beseitigen können. Das heißt, es können auch dann Fälle des § 13 Abs. 2 EnWG eintreten, wenn Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG theoretisch zwar noch denkbar und möglich wären, deren Durchführung jedoch keinen ausreichenden Beitrag mehr zur Problembeseitigung leisten kann.

Dies darf jedoch auf der anderen Seite nicht dazu veranlassen, „vorschnell“ Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zu ergreifen. Der auslösende NB muss stets abwägen, inwieweit eine Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG noch geeignet oder bereits ungeeignet ist, die Gefährdungssituation bzw. Störung im Netz zu beseitigen. Allein der Umstand, dass eine Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG vertraglich vereinbart wurde, enthält kein Indiz oder eine Gewichtung dafür, wie geeignet eine solche Maßnahme im konkreten Einzelfall ist, weswegen stets die entsprechende Eignung geprüft werden muss. Wenn die konkrete Gefährdungslage es schließlich erfordert, kann der NB die eigentlich geplante Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG operativ überspringen. Das gilt sowohl für § 13 Abs. 1 EnWG Maßnahmen im eigenen als auch im nachgelagerten Netz des angeforderten, ggf. bereits eine § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahme ausführenden NB.

#### Überblick über übliche Instrumente zum Erhalt der System- und Netzsicherheit

Die nachfolgende Abbildung soll mit einer vereinfachten und nicht abschließenden Darstellung aufzeigen, welche Instrumente den Netzbetreibern üblicherweise zur Behebung einer Gefährdungssituation zunächst im Rahmen von § 13 Abs. 1 EnWG und sodann im Zuge der Kaskade nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Verfügung stehen. Diese zu ergreifen kann notwendig werden, wenn etwa entweder das bilanzielle Gleichgewicht durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt (Day-Ahead oder Intra-Day) nicht mehr gewährleistet werden kann und es zu Systembilanzstörungen kommt oder wenn Störungen des Netzbetriebs dazu veranlassen.

---

<sup>5</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 3.8.1.

<sup>6</sup> Siehe dort sowie unten, unter Punkt 4.3.

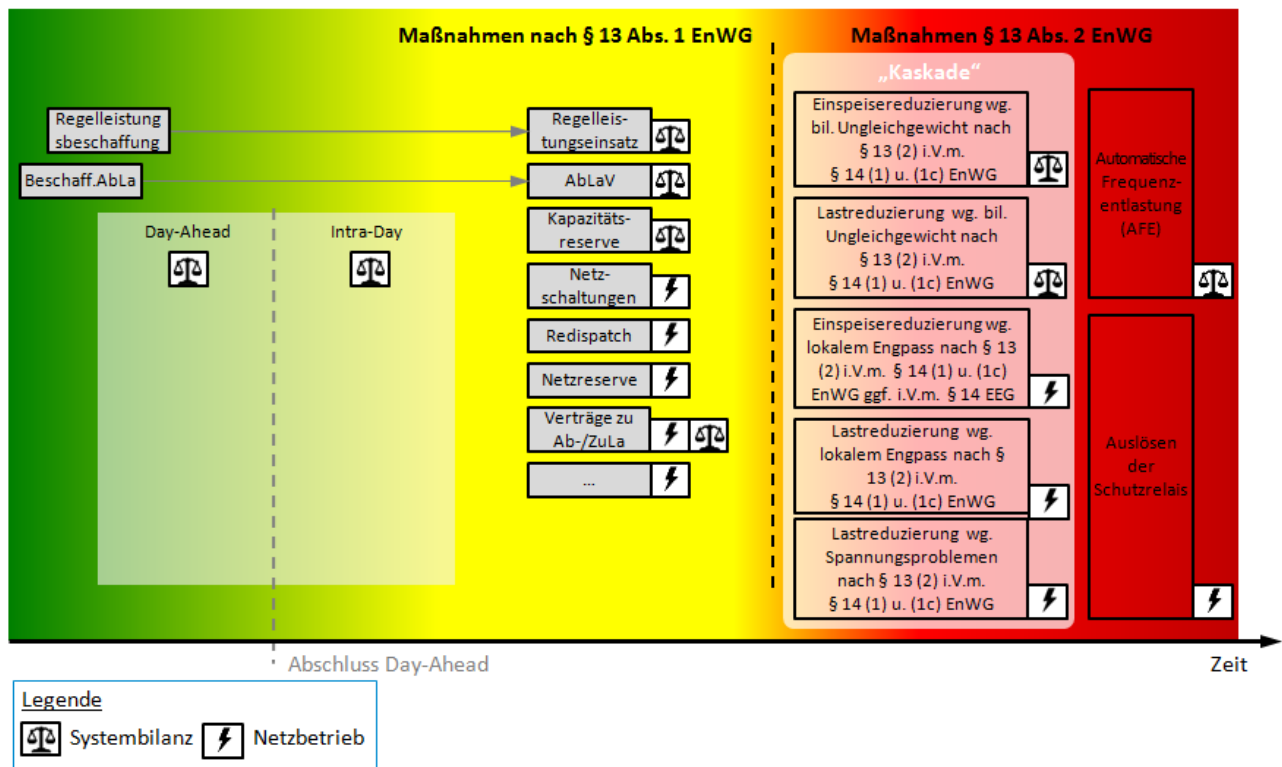


Abbildung 1: Vereinfachte, nicht abschließende Veranschaulichung zur groben Einordnung der Systemsicherheitsmaßnahmen anhand der gesetzlichen Vorgaben

#### Erläuterungen zu Abbildung 1:

Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromversorgungssystems bedarf es einer ausgeglichenen Systembilanz (bilanziell) und eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs (physikalisch). Für beides gibt es je Ampelphase Instrumente (hierbei handelt es sich nicht um eine Netzzustandsampel; die Verwendung der Ampelfarben dient lediglich der Veranschaulichung der im Gesetz vorgesehenen Gefährdungstufen).

Grün -> Strommarkt 2.0:

Am Day-Ahead- und Intra-Day-Markt werden Stromangebot und -nachfrage bilanziell zusammengebracht. Es ergibt sich ein Marktpreis im Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch.

Eine Gefährdung oder Störung für die Systembilanz oder den Netzbetrieb liegt nicht vor.

Gelb -> netz- und marktbezogene Maßnahmen nach 13 Abs. 1 EnWG:

...für eine ausgeglichene Systembilanz (bilanziell)

Zum kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen können im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen z.B. Regelleistung und abschaltbare Lasten (Industrie) nach den dafür vorgesehenen Verfahren erbracht und (je nach Produkt wöchentlich oder täglich) beschafft werden. Weitere marktbezogene Maßnahmen für eine ausgeglichene Systembilanz können u.a. der Einsatz von Kapazitätsreserve und die Nutzung vertraglich vereinbarter ab- und zuschaltbarer Lasten sein.

...für einen sicheren Netzbetrieb (physikalisch)

Maßnahmen für einen sicheren Netzbetrieb sind neben Netzschaltungen z.B. Redispatch und der Einsatz der Netzreserve durch die ÜNB.

Rot -> Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (einschließlich § 14 Abs. 1 EEG 2017):

Kaskade und ggf. automatische Sicherheitsmechanismen (AFE bzw. Schutzrelais – letztere können zum Schutz der Betriebsmittel auch schon früher und auch außerhalb von § 13 Abs. 2 EnWG Situationen greifen). Ggf. können Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG auch eher eintreten, auch wenn theoretisch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG noch möglich sind (siehe Punkt 3.2.4).

### 3.3 Die Rolle der NB in der Kaskade

Grundsätzlich ist jeder NB gesetzlich dazu verpflichtet, seine Aufgabe im Rahmen der Systemverantwortung zu erfüllen. Diese Aufgabenerfüllung erfolgt in eigener Verantwortung wie folgt<sup>7</sup>. Dabei ist

- **auslösender NB** derjenige NB, in dessen Netz die Ursache für die Gefährdung oder Störung des Energieversorgungssystems i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG liegt,
- **anfordernder NB** – auf erster Stufe der Kaskade – zunächst der auslösende NB, anschließend auch jeder nachgelagerte NB, der, wenn neben oder auch statt eigenen Maßnahmen im eigenen Netz weitere Maßnahmen notwendig sind, den Anpassungsbedarf für die an seinem Netz angeschlossenen Netzkunden und an den Übergabestellen zu den ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB ermittelt und eine daraus resultierende Anweisung zur Umsetzung an die jeweils direkt nachgelagerten NB innerhalb der Kaskade weitergibt,
- **ausführender NB** jeder NB, der eigene Maßnahmen oder vom vorgelagerten, anfordernden NB angewiesene Maßnahmen eigenständig umsetzt.

Die Verantwortung des **auslösenden vorgelagerten NB** erstreckt sich dabei zunächst auf

- die Ermittlung des operativ erforderlichen Anpassungsbedarfs im eigenen Netz und im Netz der ihm in der Kaskade nachgelagerten NB.

Die Verantwortung des **anfordernden vorgelagerten NB** umfasst

als auch auslösender NB

- die Umsetzung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen im eigenen Netz (als ausführender NB) und wenn diese Maßnahmen nicht genügen
- die Ermittlung der resultierenden Anpassungen in den nachgelagerten Netzen und
- die Weitergabe von Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB (als anfordernder NB);

als in der Kaskade dem auslösenden NB nachgelagerter NB

- die Umsetzung der an ihn gerichteten Anforderung des anfordernden vorgelagerten NB in seinem eigenen Netz (als ausführender NB) und
- die Ermittlung der resultierenden Anpassungen in den nachgelagerten Netzen und
- die Weitergabe von Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB (als anfordernder NB).

Die Verantwortung des **ausführenden nachgelagerten NB** bezieht sich auf

- die Umsetzung der an ihn gerichteten Anforderung des anfordernden vorgelagerten NB in seinem eigenen Netz (als ausführender NB) und
- ggf. die Weitergabe von Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB, sofern vorhanden (dies wiederum als anfordernder NB).

Das bedeutet, der ausführende nachgelagerte NB unterstützt den jeweils anfordernden vorgelagerten NB – und damit letztlich den auslösenden NB – bei der Erfüllung dessen gesetzli-

---

<sup>7</sup> Siehe hierzu auch VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.2.1 und 4.2.2 Seite 13 f.

cher Verpflichtung im Rahmen der Systemverantwortung durch eigenverantwortliche Entscheidungen. Der Entscheidungsspielraum des ausführenden NB beschränkt sich hierbei allerdings auf das „Wie“ der Umsetzung, auf die Wahl der in seinem Netz erforderlichen Maßnahmen gegenüber den angeschlossenen Kunden und ggf. auf die Wahl der geeigneten, seinem Netz wiederum nachgelagerten NB. Dass der jeweils nachgelagerte NB tätig werden muss, das „Ob“ bezüglich eigener Maßnahmen, ergibt sich aus seiner gesetzlichen Verpflichtung.

### **3.3.1 Sind auch Betreiber geschlossener Verteilernetze Bestandteil der Kaskade?**

Die Verpflichtungen eines Betreibers eines geschlossenen Verteilernetzes sind identisch mit denen eines Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung.

Ein Energieversorgungsnetz, mit dem Energie zum Zwecke der Ermöglichung der Versorgung von Kunden in einem geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder einem Gebiet verteilt wird, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden, gilt als geschlossenes Verteilernetz i.S.d. § 110 Abs. 2 EnWG, wenn die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Anschlussnutzer dieses Netzes aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind oder mit dem Netz in erster Linie Energie an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundene Unternehmen verteilt wird. Dabei dürfen keine Letztverbraucher, die Energie für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, über das Netz versorgt werden oder nur eine geringe Zahl von solchen Letztverbrauchern, wenn diese ein Beschäftigungsverhältnis oder eine vergleichbare Beziehung zum Eigentümer oder Betreiber des Netzes unterhalten.

Gemäß § 110 Abs. 1 EnWG finden auf die Betreiber solcher Netze auch die §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG Anwendung, so dass sie – in der Regel – auch die Rolle eines nachgelagerten ausführenden NB im Rahmen der Kaskade einnehmen. Dies gilt auch dann, wenn in dem geschlossenen Verteilernetz neben dem Betreiber keine weiteren Letztverbraucher angeschlossen sind.

### **3.3.2 Besteht die Möglichkeit, die Pflicht zur Umsetzung einer angeforderten Maßnahme im Wege einer Dienstleistung erfüllen zu lassen?**

Grundsätzlich trägt jeder NB die Netz- und Systemverantwortung für sein Netz, d.h. auch jeder VNB muss etwaige Gefahren für sein Netz überwachen, bei Eintritt einer Gefahr notwendige Maßnahmen gegenüber Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen ergreifen und dabei die gesetzlichen und behördlichen Vorgaben einhalten. Ebenso ist jeder NB verantwortlich für die Umsetzung einer angeforderten Maßnahme im Rahmen der Kaskade. Diese Verpflichtung kann der per Gesetz verantwortliche NB nicht auf andere NB oder dienstleistende Dritte übertragen, nur die Erfüllung dieser Pflicht.

Zur Erfüllung der aus den §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG erwachsenden Pflicht kann sich ein NB jedoch eines Dienstleisters bedienen, für dessen Auswahl er wiederum die Verantwortung trägt. Dieser muss nicht zwingend der vor- oder nachgelagerte NB, aber in jedem Fall fachlich zur Erfüllung der Aufgaben der Systemverantwortung geeignet sein.

Je nach Angebot können sich solche Dienstleistungen auf die Zurverfügungstellung der technisch notwendigen Geräte beziehen, auf die Einbindung in die Leitwarte bzw. in das Lastmanagement benachbarter oder vorgelagerter NB, auf die Abrechnung von Härtefallentschädigungen nach dem EEG ggü. dem verursachenden NB oder auch auf die vollumfängliche Umsetzung von Anforderungen des vorgelagerten NB für das eigene Netz. In diesem Fall muss die Einbindung eines Dienstleisters und die Kommunikation in der operativen und informativ-kaskadenförmigen Kaskade mit dem vor- und ggf. nachgelagerten NB abgestimmt und klar definiert werden. Alle Rahmenbedingungen für die Kommunikation müssen auch bei Verwendung eines Dienstleisters eingehalten werden. Möglich ist auch die vollständige Integration eines nachgelagerten Netzes in das Konzept des vorgelagerten NB. In diesem Fall halten der vorgelagerte und einer oder mehrere nachgelagerte NB ein gemeinsames Konzept vor. Darin sind unter anderem ebenso die Kommunikationswege zwischen vorgelagertem, nachgelagertem und dienstleistendem NB zu beschreiben.

Zwingend ratsam ist in jedem Fall der Abschluss eines entsprechenden Dienstleistungsvertrages, der die Aufgabe des Dienstleisters und dessen Befugnisse klar bezeichnet und abgrenzt. Dabei muss die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben, insbesondere auch in der Auswahl der zur Verfügung stehenden Maßnahmen gewährleistet sein. Auch wenn die Aufgabe, beispielsweise die Abschaltung von Lastkunden, einem Dritten übertragen wird, muss die Auswahl der abzuschaltenden Netzkunden diskriminierungsfrei und verhältnismäßig sein.

Das gilt auch für die Betreiber geschlossener Verteilernetze.

### **3.4 Das Prinzip der Kaskadierung**

Die operative Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen durch die nachgelagerten ausführenden NB muss schnell und koordiniert erfolgen. Dies ist insbesondere in betrieblichen Ausnahmesituationen zu gewährleisten.

Bei der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen sind zu jedem Zeitpunkt Wechselwirkungen und gegenseitige Beeinflussung zwischen vor- und nachgelagerten Netzen zu berücksichtigen. Zur Abwendung von Systemgefährdungen sind daher Abstimmungen zwischen den beteiligten NB notwendig.

Eine Übersicht über das allgemeine Prinzip der Kaskadierung der NB wird nachfolgend in Abbildung 2 dargestellt.

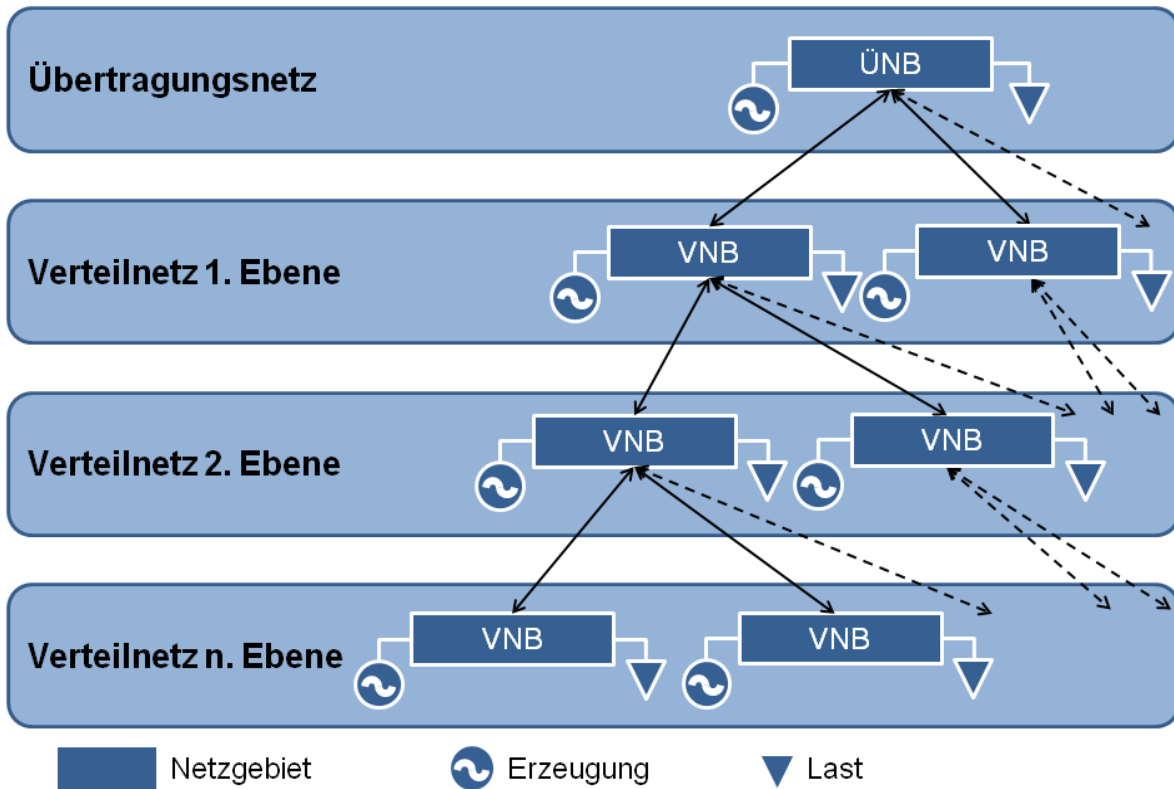


Abbildung 2: Allgemeines Prinzip der Kaskadierung

Sofern ein NB Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems bereits im Vorfeld erkennt und es zeitlich möglich ist, stimmt er sich mit den betroffenen nachgelagerten NB über mögliche präventive und operative Maßnahmen ab. Dies können u.a. sein:

- Schaltzustandsänderungen in den Netzen,
- Aussetzen geplanter Schaltmaßnahmen z. B. zur Durchführung von Netzbetriebsmittelrevisionen etc.,
- Einschalten von ausgeschalteten Netzbetriebsmitteln bzw. Netzanlagen in den betroffenen Netzen.

Unabhängig davon, in welcher Spannungs- oder Netzebene NB, Letztverbraucher oder Stromerzeuger an das jeweilige Netz angeschlossen sind, können sich netzseitige Einspeisungen und/oder Lasten auf die Systemsicherheit in der Regelzone, in welche sie technisch eingebunden sind, auswirken.

Um die angeforderten erforderlichen Anpassungsmaßnahmen des anfordernden vorgelagerten NB vorzubereiten und schließlich durchführen zu können, sind im Vorfeld Daten bzw. In-

formationen zwischen den in der Kaskade verbundenen NB auszutauschen. Dabei erfolgt der Austausch im Rahmen der **informatorischen Kaskade**<sup>8</sup>.

Im Fall notwendiger operativer Anpassungsmaßnahmen in nachgelagerten Netzen ermittelt zunächst der auslösende und jeweils anfordernde NB den erforderlichen Anpassungsbedarf für alle ihm direkt in der Kaskade nachgelagerten NB, die ausgehend von der jeweiligen Leistung im Netz einen wirksamen Beitrag zur Gefahrenbeseitigung leisten können<sup>9</sup>. Anschließend wird dieser an die jeweils direkt nachgelagerten NB innerhalb der **operativen Kaskade** weitergegeben<sup>10</sup>.

Dieser Prozess wird – unter Beachtung der Geeignetheit der Maßnahmen in der jeweils nachgelagerten Netzebene aus Sicht des anfordernden NB – über die Kaskade über alle Netzebenen fortgeführt, erforderlichenfalls bis zur untersten letzten Ebene. Gleichzeitig hat mit der Weitergabe der Anforderungen die Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen, die Ausführung in den jeweiligen Netzen zu erfolgen.

Sowohl innerhalb der operativen Kaskade als auch innerhalb der informatorischen Kaskade erfolgen die Weitergabe der Daten bzw. Informationen sowie die Anforderung von Anpassungsmaßnahmen auf Veranlassung des anfordernden NB. Die NB haben sich zum Zwecke der vollständigen Umsetzung der Kaskade zu unterstützen.

Die Abläufe sowie die Informations- und Handlungsbeziehungen zwischen den direkt verbundenen NB werden in der VDE-AR-N 4140 näher beschrieben und können überdies bilateral vereinbart werden<sup>11</sup>. Die Umsetzung gegenüber Letztverbrauchern und Erzeugern ist Sache des jeweiligen Anschluss-NB, der diesen gegenüber entsprechende Maßnahmen ausführt.

### **3.4.1 Wonach bemisst sich die Anforderung des auslösenden bzw. anfordernden NB?**

Im Fall einer nach § 13 Abs. 2 EnWG notwendigen Anpassungsmaßnahme ermittelt zunächst der anfordernde NB die operativ notwendige Leistung für sein sowie für alle ihm direkt in der Kaskade nachgelagerten Netze. Nach bzw. mit der Umsetzung eigener Maßnahmen im eigenen Netz hat mit der Weitergabe der Anforderungen die Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen in den jeweiligen nachgelagerten Netzen zu erfolgen.

Liegt eine Störung der Systembilanz vor, ermittelt der auslösende NB, üblicherweise die ÜNB gemäß VDE-AR-N 4140 die insgesamt notwendige Leistungsanpassung im „Regelblock Deutschland“<sup>12</sup>. Diese notwendige Leistungsanpassung ergibt sich aus der verbleibenden Bilanzabweichung des Regelblocks, die zunächst auf die ÜNB aufgeteilt wird. Innerhalb der

---

<sup>8</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 5, Seite 18 ff.

<sup>9</sup> Siehe dazu, wonach sich die Anforderung bemisst, nachfolgend unter Punkt 3.4.1. Ob ein Erfüllungshemmnis vorliegt, ist an dieser Stelle noch nicht zu berücksichtigen, da es dem anfordernden NB zu diesem Zeitpunkt in der Regel noch nicht bekannt sein dürfte. Von Bedeutung ist hier eher die Sensitivität bezogen auf die Wirkung der angeforderten Maßnahme; siehe zur Mindestsensitivität VDE-AR-N 4140, Kapitel 3, Seite 10 und Anhang B sowie hier unter Punkt 7.

<sup>10</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 6, Seite 23 ff, hier sind die konkreten Abläufe zwischen den NB innerhalb der operativen Kaskade geregelt.

<sup>11</sup> Siehe dazu auch die Mustervereinbarung unter Anhang 3.

<sup>12</sup> VDE-AR-N 4140, Seite 15 Nr. 4.4.1.

Regelzonen wird die Leistungsanpassung gemäß Last- bzw. Erzeugungsaufteilungsschlüssel auf den ÜNB und die direkt nachgelagerten NB bedarfsgerecht aufgeteilt. Der ÜNB teilt jedem direkt angeschlossenen NB sowie seinen direkt angeschlossenen Netzkunden in diesem Fall den jeweils umzusetzenden Anteil als MW-Wert mit.

Zur Behebung lokaler Netzengpässe kommuniziert der anfordernde NB laut VDE-AR-N 4140<sup>13</sup> an den oder die betroffenen ausführenden NB in Bezug auf die notwendigen Maßnahmen einen MW-Wert und benennt die betroffene Übergabestelle bzw. die betroffenen Übergabestellen. Hervorzuheben ist, dass es für die Kaskade bei Vorliegen eines Netzengpasses nicht auf die Erzeugungsleistung der einzelnen Anlagen beim angeforderten ausführenden NB ankommt, sondern nur auf die Leistung bzw. Wirkung an der Übergabestelle zum vorgelagerten, anfordernden NB.

### **3.4.2 Wo liegen die Grenzen des Verantwortungsbereichs der in der Kaskade handelnden NB?**

Zur Durchführung der angeforderten Maßnahmen innerhalb der Kaskade ist im jeweiligen Netzgebiet nach den gesetzlichen Vorgaben der jeweilige angeforderte nachgelagerte NB verpflichtet (§§ 11 Abs. 1, 14 Abs. 1, 19 Abs. 1 EnWG), wodurch dieser zum ausführenden NB wird. Dabei kann der betroffene NB jeweils nur in seinem Verantwortungsbereich direkt angeschlossene Verbraucher oder Erzeuger anpassen oder wiederum für den nachgelagerten VNB aggregierte Anpassungsmaßnahmen vorgeben. Der angeforderte NB ist dafür verantwortlich, dass er die Vorgaben zur Anpassung von Verbrauch bzw. Erzeugung des auslösenden bzw. anfordernden NB einhält. Dabei ist es unerheblich, ob sich der nachgelagerte NB im Bezug oder Lieferung befindet. Es muss immer vom aktuellen Arbeitspunkt aus betrachtet, der angeforderte Beitrag erbracht werden.

Das bedeutet auch, dass das unmittelbare Aktionsfeld und der Verantwortungsbereich des anfordernden NB an der Grenze zum ausführenden NB endet. Der ausführende NB hat die Anforderungen wiederum innerhalb seiner Eigentums- und Verfügungsgrenzen in eigener Verantwortung umzusetzen. Der auslösende und der jeweils anfordernde NB ist somit im Netz des ausführenden NB nur mittelbar tätig. Ausnahmsweise kann der anfordernde NB im nachgelagerten Netz des ausführenden NB auch selbst Regelungen vornehmen, wenn zwischen beiden NB entsprechende Verträge zur Erbringung von Netzdienstleistungen geschlossen wurden, nach denen der anfordernde NB die Ausführung bestimmter Aufgaben für den angeforderten (ausführenden) NB dienstleistend übernimmt (z.B. im Rahmen des Einspeisemanagements)<sup>14</sup>. Aber auch in diesem Fall sind die Regelungen auf Anweisung des auslösenden NB begründet und damit mittelbar durch ihn erfolgt.

---

<sup>13</sup> VDE-AR-N 4140, Seite 15 Nr. 4.4.2, letzter Satz.

<sup>14</sup> Siehe zur Möglichkeit der Beauftragung einer Dienstleistung Punkt 3.3.2.

## 3.5 Europäische Vorgaben

### 3.5.1 Welche aktuellen europäischen Vorgaben gibt es?

#### Network Code on Emergency and Restoration - NC ER

Parallel zur Erarbeitung der Version 4.0 des Leitfadens wurde auf europäischer Ebene der Network Code on Emergency and Restoration (NC ER<sup>15</sup>) („Netzkodex über den Notzustand und Netzwiederaufbau“) im Auftrag der Europäischen Kommission erarbeitet, der die Sicherstellung der Sicherheit und der Kontinuität der Stromversorgung in ganz Europa zum Gegenstand hat und Regeln für den Betrieb des Stromübertragungssystems festlegt<sup>16</sup>. Das Hauptziel ist es, das System in den Normalzustand zurückzubringen. Der NC ER wurde am 28. November 2017 im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Er tritt 20 Tage nach der Veröffentlichung in Kraft, d.h. am 18. Dezember 2017.

#### Network Code on Demand Connection

Der Europäische Network Code on Demand Connection (NC DCC<sup>17</sup>) („Netzkodex für den Lastanschluss“) enthält harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von Verbrauchsanlagen und Verteilernetze. Im Fokus ist der grenzüberschreitende Stromhandel. Adressiert werden z.B. das Lastmanagement, lastseitige Anpassungen und Demand Side Response. Der NC DCC ist am 7. September 2016 in Kraft getreten und bis zum 7. September 2018 durch den VDE/FNN in ein nationales Regelwerk umzusetzen. Netzbetreiber und Hersteller müssen die Vorgaben bis 17. August 2019 umsetzen.

#### Network Code on Requirement for Grid Connection of Generators

Die Verordnung zur Festlegung eines Network Code on Requirement for Grid Connection of Generators (RfG<sup>18</sup>) („Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“) ist am 17. Mai 2016 in Kraft getreten. Die Bestimmungen der RfG enthalten detaillierte Vorschriften für den Anschluss von neuen Stromerzeugungsanlagen an nationale Stromnetze. Der NC RfG ist durch VDE/FNN bis zum 17. Mai 2018 in ein nationales Regelwerk umzusetzen. Netzbetreiber und Hersteller müssen die Vorgaben bis zum 28. April 2019 umsetzen. Die Übergangsregelungen in Art. 4 und 72 sind zu beachten.

#### Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules

Die Verordnung zur Festlegung eines Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules (HVDC<sup>19</sup>) („Netzkodex mit Netzanschlussbe-

---

<sup>15</sup> [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2017.312.01.0054.01.DEU&toc=OJ:L:2017:312:TOC](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0054.01.DEU&toc=OJ:L:2017:312:TOC).

<sup>16</sup> Bereits am 1. April 2014 wurde ENTSO-E von der Europäischen Kommission damit beauftragt, eine entsprechende „Betriebsvorschrift für Elektrizität“ gemäß Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zu erarbeiten. Die nationalen technischen Regelwerke werden in erster Linie auf Ebene der Übertragungs- und Transportnetze damit durch eine weitere Kategorie technischer Regelwerke ergänzt: durch Netzkodizes nach Art. 8 VI VO 714/2009/EC und Art. 8 VI VO 715/2009/EC.

<sup>17</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>.

<sup>18</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>.

<sup>19</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>.

stimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung“) ist am 28. September 2016 in Kraft getreten. Die Bestimmungen enthalten detaillierte Regeln für die Verbindung von vor allem neuen Hochspannungs-Gleichstromsystemen für nationale Stromnetze.

#### Guideline on System Operation

Die Verordnung zur Festlegung einer Guideline on System Operation (GL SO<sup>20</sup>) („Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“) trat am 14. September 2017 in Kraft. Die Bestimmungen der GL SO schaffen einen Rahmen für die Aufrechterhaltung des sicheren europaweiten Betriebs der Übertragungsnetze. Geregelt werden ein gemeinsames Netzmodell und gemeinsame Standards und Vorgaben für ein koordiniertes Vorgehen bei besonderen Belastungssituationen.

### **3.5.2 In welchem Verhältnis stehen diese europäischen Vorgaben zu den nationalen gesetzlichen Vorgaben? Durch wen sind diese zu berücksichtigen?**

Grundsätzlich betreffen die Netzkodizes primär den grenzüberschreitenden Betrieb der europäischen Übertragungsnetze, können jedoch auch Anforderungen für die Anlagenkonfiguration bei Erzeugungsanlagen oder Letztverbrauchern bzw. für unterlagerte Netzebenen enthalten.

Netzkodizes werden durch das sog. Komitologieverfahren<sup>21</sup> zu verbindlichen Regelwerken für die NB und Netznutzer. Damit können sie „sonstige Rechtsvorschriften“ i.S.d. § 49 Abs. 1 Satz 2 EnWG sein. Im Falle eines Widerspruchs von Regelwerken i.S.d. § 49 Abs. 2 EnWG gegen die Netzkodizes gelten die Netzkodizes als europäische Regelungen vorrangig.

Den NC ER hat die Europäische Kommission beispielsweise als europäische Verordnung erlassen. Damit stellt dieser in allen Mitgliedsstaaten eine zwingende gesetzliche Regelung dar. Die Mitgliedsstaaten dürfen sodann mit eigenem Recht (d.h. durch Gesetze oder technische Regelwerke) hiervon nur abweichen, wenn dies in den europäischen Vorschriften vorgesehen ist.

Sollten neue europäische Vorgaben bzw. darauf basierende Anpassungen des EnWG<sup>22</sup> einen entsprechenden Anlass geben, wird der Leitfaden entsprechend angepasst werden.

---

<sup>20</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>.

<sup>21</sup> Auf Basis VO Nr. 182/2011 vom 16. Februar 2011. Formal gehen selbst derartige abgeleitete Rechtsvorschriften der Europäischen Union den nationalen deutschen Gesetzen, hier z.B. § 49 EnWG, vor.

<sup>22</sup> Bisher wurden solche europäischen Anforderungen an die nationalen Stromnetze über die Anforderungen in § 12 EnWG umgesetzt. § 12 EnWG konkretisiert die besonderen Pflichten und Informationsrechte der ÜNB im Verbundsystem. Die Regelung dient der Umsetzung der besonderen Anforderungen an ÜNB nach den europarechtlichen Vorgaben der Stromrichtlinie aus dem zweiten Energiebinnenmarktpaket (Art. 9 StromRI 03). Umgesetzt wurde und wird dies vor allem im Transmission Code (VDN, TransmissionCode 2007, der nun allerdings durch die VDE-AR-N 4140 abgelöst wurde) und die für den internationalen Verbund relevanten Regeln der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) und der ENTSO-E (Network Codes der European Network of Transmission System Operators for Electricity).

### 3.6 Mögliche Ursachen und Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade

Die operative Kaskade zur Durchführung von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 und 1c EnWG und ggf. i.V.m. § 14 EEG 2017 kommt dann zur Anwendung, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist und wenn zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung bereits alle rechtzeitig möglichen und geeigneten netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1, § 13a und § 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 und 1c EnWG ausgeschöpft sind. Gefährdungen oder Störungen des Elektrizitätsversorgungssystems können verschiedene Ursachen haben, auf die mit individuellen Lösungsansätzen reagiert werden muss. Die Abgrenzung der wichtigsten Anwendungsfälle wird in Abbildung 3 aufgezeigt.

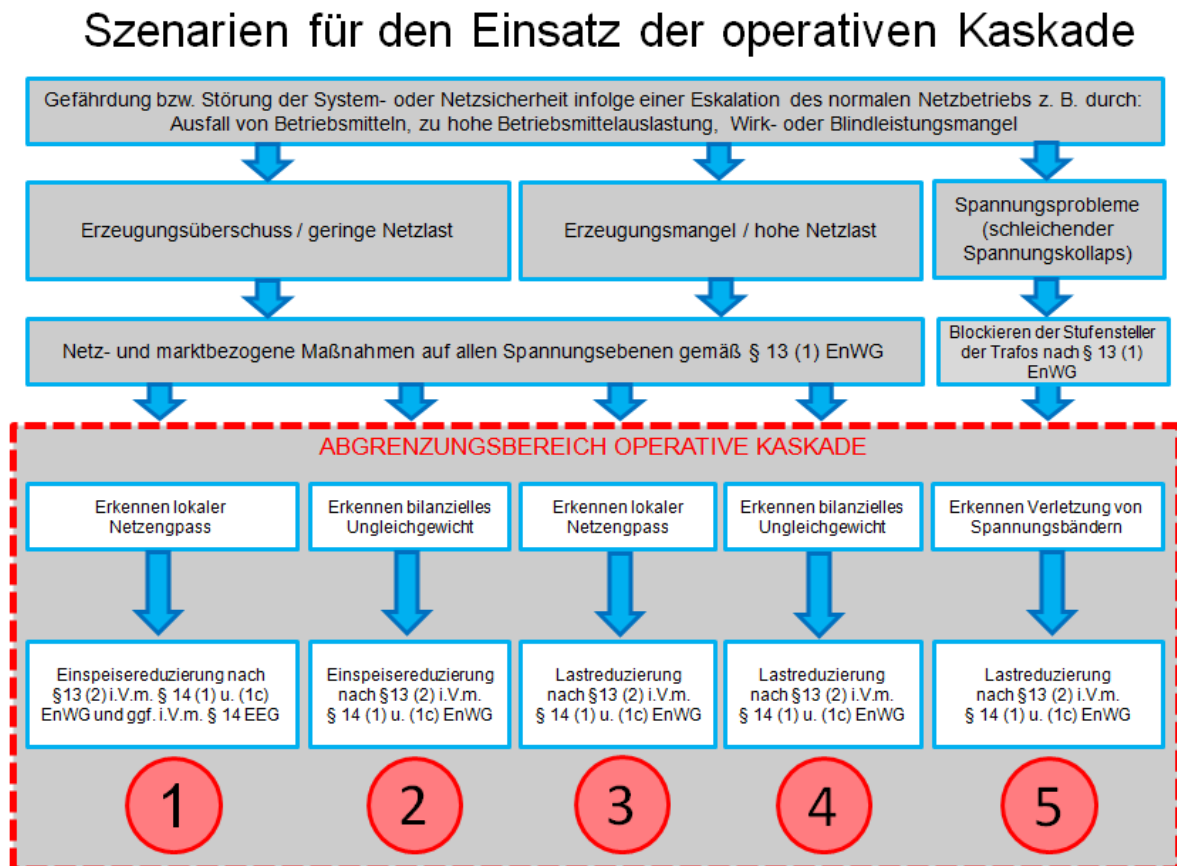


Abbildung 3: Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade

Insgesamt ergeben sich damit im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG grundsätzlich fünf Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade. Dabei grenzen sich die Fälle 2 und 4 von den Fällen 1, 3 und 5 insofern ab, als dass die Fälle 2 und 4 nur vom jeweiligen ÜNB ausgelöst werden (ausgeglichene Systembilanz). Die Fälle 1, 3 und 5 können sowohl vom ÜNB als auch vom VNB ausgelöst werden (Netzicherheit).

Die fünf Szenarien lauten demnach:

1. Lokaler Netzengpass durch Erzeugungsüberschuss / zu geringe Netzlast
2. Systembilanzstörung infolge Erzeugungsüberschuss
3. Lokaler Netzengpass durch Erzeugungsmangel / zu hohe Netzlasten
4. Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel
5. Lokales Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps)

Die konkrete Handlungsabfolge besteht in den fünf beschriebenen Szenarien aus mehreren Schritten, die eingehend in der VDE-AR-N 4140 beschrieben sind<sup>23</sup>.

Dieser Leitfaden beschäftigt sich in Kapitel 5 noch eingehender mit Fragestellungen, die im Zusammenhang mit Fällen zu hoher Einspeisung (Einspeisereduzierung) und in Kapitel 6 mit Fragestellungen, die im Zusammenhang mit Fällen zu hoher Last (Lastreduzierung) auftreten.

### **3.6.1 Wann kann ein sog. Erfüllungshemmnis vorliegen?**

Laut VDE-AR-N 4140 liegt ein Erfüllungshemmnis bei einer technisch bedingten, zum angeforderten Zeitpunkt zeitweisen Unmöglichkeit der Umsetzung einer angeforderten Maßnahme durch den NB vor<sup>24</sup>. Weiter heißt es, dass es dem ausführenden NB bei Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses ausnahmsweise nicht möglich ist, eine oder mehrere an ihn gestellte Anforderungen mit eigenen Mitteln oder nach Einbeziehen der nächsten unterlagerten NB umzusetzen<sup>25</sup>. Ein Erfüllungshemmnis liegt also etwa dann vor, wenn ein unerwartet eintretendes Ereignis zur eigenen Handlungsunfähigkeit führt (wie z.B. ein Brand in der Leitstelle) oder auch, wenn beispielsweise bei einem statischen Aufteilungsschlüssel mehr Leistungsabsenkung angefordert wird, als zum Zeitpunkt der Anforderung einspeist wird.

Ein Erfüllungshemmnis liegt jedoch nicht bereits dann vor, wenn beispielsweise einzelne angewiesene Kunden einer Anforderung nicht nachkommen, wenn stattdessen weitere Kunden geregelt bzw. angefordert werden könnten. Und auch wenn alternativ keine anderen Regelungen möglich wären, wäre in diesem Beispielsfall die zwangsweise Trennung auch solcher Kunden vom Netz vorzunehmen. Dies gilt ausnahmslos für alle Kunden. Es kommt für das Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses allein auf eine technische Unmöglichkeit an, die nicht im Regelfall auftreten darf, sondern nur in wenigen Ausnahmefällen, etwa bei Ausfall der Leitwarte. Ein Erfüllungshemmnis ist dem anfordernden NB unverzüglich mitzuteilen<sup>26</sup>.

Weitergehende Erwägungen, die keine technische Unmöglichkeit in diesem Sinne begründen (z.B. Auswirkungen auf die eigene Netzsicherheit, geringe oder gar kontraproduktive Wirkung zur Behebung der Gefährdungssituation) können allerdings bei der Beurteilung der technischen Wirkung bei der Auswahl der Kunden (etwa in Überlagerungsfällen<sup>27</sup> oder im Rahmen der Sensitivitätsanalyse<sup>28</sup>) sowie im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung eine Rolle

---

<sup>23</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, insb. Kapitel 6, Seite 23 ff.

<sup>24</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Seite 9.

<sup>25</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.3, Seite 14f.

<sup>26</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 3.6.2.

<sup>27</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 3.6.3.

<sup>28</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 7.

spielen<sup>29</sup>. So stellen auch etwaige von einem Kunden geltend gemachte Besonderheiten kein Erfüllungshemmnis dar, können aber bei der Auswahl der Kunden gleichwohl eine Rolle spielen<sup>30</sup>.

NB sind darüber hinaus auch verpflichtet, alle notwendigen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um von vornherein Erfüllungshemmnisse bei der Ausführung einer Kaskade zu vermeiden, diese also nicht eintreten zu lassen. Auch dies fällt unter die aus den §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG resultierenden Pflichten eines jeden NB.

### **3.6.2 Wie ist mit sog. Erfüllungshemmnissen umzugehen?**

Erfüllungshemmnisse entbinden den NB nicht von seiner generellen Verpflichtung aus § 14 Abs. 1c EnWG, den auslösenden bzw. anfordernden NB durch weitere eigene Maßnahmen zu unterstützen. Sollte die Erfüllung der konkret angeforderten Anpassung einer Anlage technisch nicht oder nur teilweise möglich sein, so ist der anfordernde NB hierüber unverzüglich vom ausführenden NB zu informieren, damit entsprechende alternative Maßnahmen unter Berücksichtigung der konkreten technischen Möglichkeiten ergriffen werden können.

Gemäß VDE-AR-N 4140 ist der Grund für ein solches Erfüllungshemmnis zu dokumentieren<sup>31</sup>. In der Nachricht an den anfordernden NB sollte daher das Erfüllungshemmnis detailliert dargelegt werden, wobei die angeforderte Maßnahme konkret zu benennen wäre, ebenso wie der Grund und die Art der Verhinderung, der Umfang der Verhinderung sowie die Dauer der Verhinderung.

Sofern ein angeforderter nachgelagerter – der ausführende – NB den Anforderungen wegen des Erfüllungshemmnisses nicht oder nur teilweise nachkommen kann, gleicht der anfordernde NB das entstandene Defizit selbst bzw. durch Maßnahmen in Zusammenarbeit mit seinen – sofern vorhanden – übrigen nachgelagerten NB oder Netznutzern aus, soweit alternative Maßnahmen möglich sind.

Die VDE-AR-N 4140 enthält zum Umgang mit Erfüllungshemmnissen weitere konkretisierende Vorgaben. So soll der betroffene NB zunächst eigenständig Maßnahmen definieren, um die Wirkung des Erfüllungshemmnisses zu kompensieren. Erst wenn diese zu mehr als 20 % (bezogen auf die Anforderung des anfordernden NB) erfolglos sind, ist der anfordernde NB unverzüglich – durch Meldung des Erfüllungshemmnisses – in Kenntnis zu setzen. In diesem Fall erfolgt sodann eine Anpassung der Maßnahmen bzw. der Anforderungen durch den anfordernden vorgelagerten NB<sup>32</sup>.

Obwohl weder das EnWG noch das EEG einen solchen Schwellenwert kennt, kann dieser als Wesentlichkeitsschwelle herangezogen werden, um die Abläufe innerhalb der in einer Gefährdungssituation ausgerufenen Kaskade nicht schon bei geringeren Störungen zu behindern. Angesichts des vorrangigen Ziels, die Gefährdung bzw. Störung schnellstmöglich und möglichst effizient zu beheben, erscheint dies jedenfalls ein verhältnismäßiges Mittel.

---

<sup>29</sup> Siehe dazu oben, unter Punkt 3.2.4.

<sup>30</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 6.1.

<sup>31</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.3, Seite 14f.

<sup>32</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.3, Seite 14 f.

### 3.6.3 Wann liegt ein sog. Überlagerungsfall vor?

Eine Überlagerung von Maßnahmen unterschiedlicher Netzebenen und/oder unterschiedlicher NB kann laut VDE-AR-N 4140 auftreten, wenn zeitlich und regional überlappend Anforderungen von NB aufgrund von verschiedenen Gefährdungen oder Störungen der Netz- oder Systemsicherheit vorliegen. Diese können aus Problemen in der Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsebene herrühren<sup>33</sup>.

Folgende Beispiele verdeutlichen das Auftreten solcher Überlagerungsfälle:

- (1) Überlagerung durch Naturereignisse: Eine Windkraftanlage, die sowohl im Engpassgebiet von NB 1 als auch im Engpassgebiet des vorgelagerten NB 2 liegt, könnte zunächst von NB 1 und bei Verlagerung der Windfront von NB 2 im Rahmen der Kaskade (und damit abermals über NB 1) zu einer Einspeisereduzierung aufgefordert werden.
- (2) Überlagerung durch automatisch wirkende Leistungseingriffe: Automatisch wirkende Leistungseingriffe wie die automatische Frequenzentlastung (AFE) und die automatische Leistungsanpassung infolge Spannungsabweichung können individuelle Leistungsanpassungen durch den NB beeinflussen.
- (3) Überlagerung durch gleichgerichtete Anforderungen mit unterschiedlichen Entschädigungsfolgen für die Anlagenbetreiber: Die Erzeugungsanlage könnte vom ÜNB nach § 13 Abs. 1 EnWG zu einer Redispatch-Maßnahme aufgefordert werden und zuvor, gleichzeitig oder kurz danach auch vom Anschluss-VNB zu einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 EEG 2017. Für die Redispatch-Maßnahme stünde dem AB nach § 13a Abs. 1 EnWG eine entsprechende Vergütung zu, deren Berechnung sich von der Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2017 unterscheidet.
- (4) Überlagerung durch gegengerichtete Anforderungen: Der Anschluss-NB könnte zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit eine Windkraftanlage zu einer Reduzierung der Einspeiseleistung und ein Direktvermarkter zu einer Erhöhung der Einspeiseleistung zur Erzielung von gewünschten Markteffekten auffordern.
- (5) Überlagerung mit ggf. vollständigen Entschädigungsausfall für die Anlagenbetreiber: Ein ÜNB könnte eine Windkraftanlage nach § 13 Abs. 2 EnWG zu einer Einspeisereduzierung zum Ausgleich einer Systembilanzstörung mittelbar in der Kaskade über den Anschluss-VNB auffordern, die keine finanzielle Entschädigung des Anlagenbetreibers begründet, da kein Engpass i.S.d. § 14 EEG 2017 vorliegt. Zuvor, gleichzeitig oder unmittelbar danach könnte auch der Anschluss-VNB diese Windkraftanlage zu einer Einspeisereduzierung nach § 14 EEG 2017 auffordern, für dessen Umsetzung der Anlagenbetreiber eine Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2017 fordern kann. Weiterhin verwenden die NB in diesem Fall unterschiedliche Ansätze bei der Auswahl der Erzeugungsanlagen. Während bei Systembilanzstörungen die Sensitivität der Anlagen keine Rolle spielt, ist die Sensitivität bei lokalen Engpässen zu berücksichtigen.
- (6) Überlagerung durch Umsetzung einer vom auslösenden bzw. anfordernden NB angeforderten Maßnahme durch den ausführenden NB, die aber wiederum zu einem neu-

---

<sup>33</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 6.5, Seite 39 ff.

en lokalen Netzengpass im nachgelagerten Netz führen würde und dadurch eigene Maßnahmen der nachgelagerten NB erfordert.

Die aufgeführten Überlagerungsfälle können auch in Kombination auftreten.

In der Regel sind solche Überlagerungsfälle für den ausführenden NB nur schwer vorhersehbar, weswegen auch eine ggf. vorherige Information an den anfordernden NB nicht immer möglich ist. Eine frühzeitige Vorabinformation seitens des anfordernden NB ggü. dem ausführenden NB über drohende Maßnahmen stellt zunächst nur eine rechtlich unverbindliche Prognose dar. Die später eintretenden Grundlagen für eine dann angeforderte Maßnahme können sich im Vergleich zur Prognose noch verändern (z.B. Wind dreht, Sonneneinstrahlung wird durch Wolken behindert, Marktereignisse treten unerwartet ein). Ob möglicherweise ein Überlagerungsfall vorliegt, lässt sich erst im Zeitpunkt der konkreten Aufforderung des Anschluss-NB zur Durchführung der Maßnahme feststellen, da erst dann der Grund derselben fehlerfrei bestimmt werden kann.

### **3.6.4 Wie ist mit solchen Überlagerungsfällen umzugehen?**

Angesichts der gesetzlichen Wertung der Maßnahmen, die im Zuge der §§ 13, 14 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG 2017 und § 3 Abs. 1 KWKG 2016 getroffen werden<sup>34</sup>, empfehlen BDEW und VKU folgende Einordnung: die Eingriffsmaßnahmen der Anschluss-NB gehen denen der Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarktern vor. Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und § 14 EEG 2017 sowie § 3 Abs. 1 KWKG 2016 genießen jedoch unter Berücksichtigung des Sinn und Zwecks der Maßnahmen einen systembedingten Vorrang gegenüber Vorsorgemaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG.

Bei einander ausschließenden gegensätzlichen Maßnahmen mehrerer NB gehen die lokalen Notfallmaßnahmen vor, so beispielsweise, wenn ein ÜNB eine Erhöhung der Einspeisung eines Kraftwerks im nachgelagerten Netz aus Gründen der Systemsicherheit nach § 13 Abs. 1 EnWG fordert, während der Anschluss-NB das Kraftwerk aus Netzsicherheitsgründen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG zum Abschalten anweist. Der Anschluss-NB ist nach den gesetzlichen Vorgaben (zum Einspeiseranking und zur Beachtung der größtmöglichen Sensitivität) auf die Durchführung bestimmter Maßnahmen gegenüber bestimmter Anlagen angewiesen. Bei vorbeugenden Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG könnten hingegen noch eher alternative Maßnahmen gegenüber anderen Anlagen möglich sein. Zur Vermeidung einer Überlagerung marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber Anlagen im nachgelagerten Netz empfiehlt es sich daher, dass der auslösende NB, also beispielsweise der ÜNB, den betroffenen nachgelagerten NB, beispielsweise den Anschluss-NB, über die bevorstehende Maßnahme informiert, damit dieser bei Bedarf, also bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG, sein Veto dagegen erklären und eigene Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG oder § 14 EEG 2017 ergreifen kann.

---

<sup>34</sup> Siehe unter Punkt 3.2 und 5.1 sowie ausführlich in Anhang 2.

Wenn mehrere NB jeweils die von ihnen gewünschte Maßnahme anfordern können und in bestimmten Situationen auch anfordern müssen<sup>35</sup>, erfolgt die Umsetzung der Maßnahmen nach dem sog „Windhundprinzip“. Das bedeutet, dass diejenige Anforderung zuerst erfüllt wird, die zeitlich zuerst ausgesprochen wurde. Wird sie vom Auslösenden als beendet erklärt, kann der nächste NB eine andere Anforderung stellen. Führt eine Anforderung noch nicht zur vollständigen Regelung einer Anlage, könnte mit einer weiteren Anforderung eine vollständige Umsetzung erreicht werden.

Die Regelungen in der VDE-AR-N 4140 fügen sich in dieses Verfahren ein:

Danach sind zu jedem Zeitpunkt Umfang und Art der sich zeitlich und örtlich-regional überlagernden Anpassungsmaßnahme der jeweils verursachenden Anforderung zuzuordnen (Prinzip der festen Zuordnung der Anforderung zu den Anlagen)<sup>36</sup>.

Nur der anfordernde NB kann über die Leistungsfreigabe entscheiden<sup>37</sup>. Wird die Leistungsfreigabe erteilt, erfolgt bei Bedarf eine neue Verteilung der Leistungen.

Zudem ist bei Beginn oder Ende von Überlagerungsfällen (Gesamtmaßnahme) vor Durchführung der Leistungsanpassungen eine Neubewertung des Netzzustandes in Verbindung mit der Anforderung einer Einzelmaßnahme durchzuführen<sup>38</sup>.

Dieses Prinzip der festen Zuordnung kann aber bei bestimmten Netzsituationen zu keiner ausreichenden Entlastung führen. In der VDE-AR-N 4140 werden hierzu folgende Beispiele genannt:

- Einzelne Erzeugungsanlagen dominieren (z.B. kleine MS-Netzgruppe).
- Größere Erzeugungsanlage an einem Netzausläufer, an dem ein Netzengpass eintritt.
- Mehrere parallele Engpässe (z.B. in einer MS-Netzgruppe eines kleinen vermaschten Netzes)<sup>39</sup>.

Wenn in diesen Fällen durch eine Aufforderung des NB 1 zu einer teilweisen Anpassung der Leistung der Anlage die weitere – dringend notwendige gleichgerichtete – Anforderung des NB 2 durch die feste Zuordnung der Anlage durch die erste Aufforderung blockiert wäre, würde entgegen dem Interesse des NB 2 mögliches Regelungspotential verschenkt. Zur Zielerreichung der sicheren und effizienten Energieversorgung und zur Erhaltung des größtmöglichen Potentials zur Regelung im Rahmen der Netz- und System-sicherheit sprechen hier gute Gründe für eine Modifizierung der festen Zuordnung der Anlagen. In Kenntnis des möglichen Bedarfs an freien Teilleistungen, hat der Anschluss-NB deshalb zu prüfen, ob er nach seinem Können und Vermögen und seinen technischen Möglichkeiten und denen der betroffenen Anlage diese dauerhaft in mehrere Leistungspakete aufteilen kann. Jedes Leistungspaket müsste dann wie eine Erzeugungsanlage behandelt und deshalb von unterschiedlichen NB aufrufbar sein. Diese Sondersitua-

---

<sup>35</sup> Siehe Beispiel (5) unter Punkt 3.6.3.

<sup>36</sup> VDE-AR-N 4140, Kapitel 6.5.1, Seite 39.

<sup>37</sup> VDE-AR-N 4140, Kapitel 6.5.2.4, Seite 43.

<sup>38</sup> VDE-AR-N 4140, Kapitel 6.5.1, Seite 39.

<sup>39</sup> VDE-AR-N 4140, Kapitel 6.5.2.6, Seite 48.

tion wird in der VDE-AR-N 4140 als Grenze der festen Zuordnung beschrieben<sup>40</sup>. Materiell findet weiterhin eine feste Zuordnung statt, jedoch nicht der gesamten Anlage, sondern nur ihrer einzelnen Leistungspakete. Wichtig ist in diesen Fällen für eine später mögliche Erfüllung der Nachweisverpflichtung, dass der Anschluss-NB eine zeit- und ursachengerechte Zuordnung der einzelnen Leistungspakete zum anfordernden bzw. auslösenden NB und der jeweiligen Begründungen der Leistungsanforderungen der unterschiedlichen NB vornimmt, protokolliert und dokumentiert.

Der finanzielle Ausgleich der Anlagenbetreiber richtet sich nach den gesetzlichen Bestimmungen bzw. vertraglichen Regelungen. Bei jeder durchgeführten Maßnahme sind dem Anlagenbetreiber vom ausführenden NB die Gründe mitzuteilen, wer auslösender NB war und nach Möglichkeit, auf welcher Rechtsgrundlage die Maßnahme beruht. Infolge dieser Angaben kann der Anlagenbetreiber damit feststellen, ob und wie der finanzielle Ausgleich erfolgen kann.

Näheres zur rechtlichen Einordnung von Überlagerungsfällen ist in Anhang 2 beschrieben.

### **3.6.5 Kann ein Überlagerungsfall auch ein Erfüllungshemmnis sein?**

Würde die Umsetzung zu einer Verschärfung der Gefährdungssituation führen<sup>41</sup>, könnte hierin womöglich auch ein, wenn auch nicht auf einer technisch bedingten Unmöglichkeit basierendes Erfüllungshemmnis gesehen werden.

Ein Überlagerungsfall kann ein Erfüllungshemmnis i.S.d. VDE-AR-N 4140 darstellen, wenn dadurch die Umsetzung einer Anforderung technisch unmöglich ist<sup>42</sup>. Wenn z.B. ein NB einen Anlagenbetreiber bereits zur Einspeisereduzierung auf null veranlasst hatte, kann dieser Anlagenbetreiber seine Anlage nicht für den nächsten NB, auf dessen Netzengpass die Anlage auch wirkt, nochmals in der Einspeisung reduzieren. In diesem Fall ist der anfordernde und durch diesen ggf. der auslösende NB darüber zu informieren, dass seine Anforderung (zumindest zeitweise) nicht erfüllt werden kann<sup>43</sup>.

Würde die Umsetzung einer vom auslösenden bzw. anfordernden NB angeforderten Maßnahme durch den ausführenden NB zu einem neuen lokalen Netzengpass im nachgelagerten Netz führen, stellt dies zwar kein Erfüllungshemmnis i.S.d. der VDE-AR-N 4140 dar, da die Umsetzung der angeforderten Maßnahme in diesem Fall technisch noch möglich ist. Da sie aber zu einer neuen Gefährdungs- bzw. Störungssituation führen könnte, hat der ausführende NB eigenständig zu prüfen, ob er die Maßnahme durch andere Maßnahmen mit ähnlicher Wirkung im eigenen Netz oder wiederum durch alternative Maßnahmen in einem ihm nachgelagerten Netz ausgleichen kann. Erst, wenn er bei sich und/oder seinen unterlagerten NB keine Möglichkeit mehr sieht, einen wirksamen Beitrag zur Entlastung der Situation zu leisten, ist der auslösende bzw. anfordernde NB darüber zu informieren. Dieser kann sodann überprüfen, ob er zur Erreichung seines Ziels auf andere Adressaten ausweichen kann. Kann er es, wird er im gemeinsamen Interesse zur Netz- und Systemsicherheit in allen Netzen alter-

---

<sup>40</sup> VDE-AR-N 4140, Kapitel 6.5.2.6, Seite 48 f.

<sup>41</sup> Siehe Beispiel (6) unter Punkt 3.6.3.

<sup>42</sup> Siehe zu den Voraussetzungen für das Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses oben, unter Punkt 3.6.1.

<sup>43</sup> Siehe dazu oben, unter Punkt 3.6.2.

native Anforderungen an andere Adressaten nutzen. Da der anfordernde NB das Netz des ausführenden nachgelagerten NB nicht in all seinen Eigenschaften kennt, kann er nicht beurteilen, ob bzw. in welchem Maße die Durchführung der angeforderten Maßnahme im nachgelagerten Netz kritisch ist. Nur der ausführende NB kann entscheiden, ob ein Überlagerungsfall eintritt und er hierüber informieren muss.

Würde die Umsetzung der Anforderung des auslösenden vorgelagerten NB oder ausführenden nachgelagerten NB evident zu einer Verschärfung der Gefährdungssituation im nachgelagerten Netz führen, könnte hierin womöglich ein technisch bedingter (durch die Netzgefährdung) Normenkonflikt für den NB entstehen. Er ist zum einen verpflichtet, die technisch mögliche Umsetzung der Anforderung des vorgelagerten NB zu bewirken. Zum anderen ist er aber auch selbst nach §§ 13, 14 EnWG verpflichtet, eine Netz- oder Systemgefährdung in dem von ihm betriebenen Netz sicher zu vermeiden. Kann er beide Ziele nicht gleichzeitig erreichen, sondern nur das eine bei Aufgabe des anderen Ziels, besteht eine rechtliche Ausnahmesituation für den betroffenen NB. Daneben kann auch eine technische Ausnahmesituation auftreten, und zwar in dem Fall, dass die angeforderte Maßnahme bei ihrer Umsetzung dazu führt, dass das für die Maßnahme erforderliche Netz des ausführenden NB zusammenbricht und die Maßnahme damit nicht die gewünschte entlastende Wirkung erzielt. In solchen Situationen hat der betroffene NB in der Kaskade den vorgelagerten NB die besondere Gefährdungssituation mitzuteilen und ihm damit zu ermöglichen, eine andere Anforderung zu stellen. Bleibt es bei der Anforderung, muss der im Zielkonflikt befindliche NB eigenverantwortlich darüber entscheiden, ob er die Anforderung erfüllt. Er trägt die Verantwortung für seine Entscheidung und kommuniziert sie an seinen vorgelagerten NB, der sie, soweit möglich, in der Kaskade an den auslösenden NB weitergibt. Ob die Ablehnung einer angeforderten Maßnahme in der Situation eines solchen technisch bedingten Normenkonflikts rechtmäßig oder zumindest ohne Verschulden erfolgte, wäre im jeweiligen Einzelfall zu prüfen.

### **3.6.6 In welchem Fall tritt die automatische Frequenzentlastung ein?**

Die automatische Frequenzentlastung fällt als ultimo ratio Maßnahme zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebes ebenfalls unter den Anwendungsbereich des § 13 Abs. 2 EnWG. Sie stellt eine automatisiert ablaufende Letztmaßnahme zur Behebung von Störungen in Form von Systembilanzproblemen dar, die auch unabhängig von der Kaskade dann wirksam wird, wenn die Abweichung in der Systembilanz zu entsprechenden Frequenzabweichungen führt.

Nähere Vorgaben hierzu enthält der Technische Hinweis des VDE „Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung“, der die hieran zu stellenden erweiterten technischen Anforderungen unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation beschreibt<sup>44</sup>.

---

<sup>44</sup>.Siehe: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/netzbetriebsmittel/schutz-leittechnik/hinweis-frequenzentlastung#> - zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Leitfadens in der Version 4.0 ist als Nachfolgedokumente des AFE-Hinweises die VDE-AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen“ in Arbeit.

### 3.7 Beendigung der Kaskade

Die konkrete Maßnahme zur Beseitigung der Gefährdungs- bzw. Störungslage endet mit der Aufhebung der Anforderung durch den vorgelagerten auslösenden NB, wenn in dessen Netz die Gefährdung bzw. Störung behoben werden konnte<sup>45</sup>. Diese erfolgt entlang der Kaskade und hat das Ziel der Wiederherstellung des Normalbetriebs in allen Netzen. Der Gesamtprozess der Kaskade im weiteren Sinne ist damit erst abgeschlossen, wenn sämtliche Maßnahmen auch tatsächlich zurückgenommen worden sind. Die Mechanismen zur gegenseitigen Unterstützung, insbesondere der informatorischen Kaskade, greifen somit ggf. auch noch dann, wenn der Zustand des Netzes des auslösenden NB bereits wieder in den Normalzustand gebracht wurde.

Die Zusammenarbeit bezieht sich beispielsweise auch auf den Austausch notwendiger Informationen im Zuge der Abwicklung administrativer Folgepflichten, die nicht mehr der technischen Umsetzung der Kaskade zur Behebung der Gefährdungssituation dienen, wie etwa die Abrechnung der EEG-Entschädigungszahlung zwischen Anlagenbetreiber, dem ausführenden NB und dem auslösenden NB, der letztlich die Entschädigung nach § 15 EEG 2017 schuldet. Im Weiteren bestehen diverse Meldepflichten an die BNetzA, die ggf. einen weiteren Austausch der beteiligten NB erfordern. Auch die Information der betroffenen Kunden kann nach der Aufhebung der Maßnahme einen Informationsaustausch innerhalb der Kaskade bedingen.

#### 3.7.1 Wann ist die Maßnahme beim letzten NB und damit die Kaskade beendet?

Der auslösende NB prüft kontinuierlich, ob die Aufrechterhaltung von Maßnahmen weiter erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beheben. Bei Nicht-Vorliegen der Erforderlichkeit nimmt der auslösende NB die Anforderung unverzüglich zurück. Alle betroffenen nachgelagerten angewiesenen NB werden entsprechend entlang der Kaskade informiert. Denkbar ist auch eine "Teilfreigabe" für eine schrittweise Aufhebung der Maßnahmen<sup>46</sup>. Beendet ist die Kaskade schließlich, wenn die Einspeiseleistung bzw. die Last, angefangen im Netz des in der Kaskade zuletzt angewiesenen ausführenden NB bis hin zum Netz des auslösenden NB, nicht mehr aufgrund einer Anweisung des jeweiligen NB eingeschränkt ist.

#### 3.7.2 Wie ist vorzugehen, wenn ein NB aufgrund eines Erfüllungshemmnisses nicht zur Aufhebung der angeforderten Maßnahme innerhalb der dafür vorgegebenen Zeit beitragen kann? Wird dadurch die § 13 Abs. 2 EnWG Situation und mit dieser der Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 5 EnWG verlängert?

Denkbar ist neben dem Eintritt eines Erfüllungshemmnisses bei der Durchführung einer Maßnahme auch die Möglichkeit, dass der ausführende NB die angeforderte Maßnahme zunächst durchführen kann, dann aber bei der Aufhebung der Maßnahme ein Erfüllungshemmnis vorliegt.

---

<sup>45</sup> Siehe dazu auch VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.5, Seite 16.

<sup>46</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.5, Seite 16.

Grundsätzlich gelten auch hier dieselben Ausführungen wie in dem Fall, dass die Erfüllung einer angeforderten Anpassungsmaßnahme nicht oder nur teilweise möglich ist<sup>47</sup>.

Steht der Aufhebung der angeforderten Maßnahme ein Erfüllungshemmnis entgegen, kann die Maßnahme also tatsächlich nicht aufgehoben werden, ist auch die Kaskade noch nicht beendet. Zwar ist in einem solchen Fall die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, also das den § 13 Abs. 2 EnWG auslösende Ereignis behoben. Dementsprechend erfolgt die Aufhebung seitens des auslösenden NB. Da aber mit dem Eintritt eines solchen Erfüllungshemmnisses die Kaskade noch nicht endgültig beendet worden ist, hält die durch § 13 Abs. 2 EnWG bedingte Situation bei dem NB, in dessen Netz die Aufhebung auf ein Erfüllungshemmnis stößt, noch an. Das führt dann für den betroffenen NB auch zu der Rechtsfolge des § 13 Abs. 5 EnWG, wonach die Haftung ausgeschlossen ist, solange eine Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG erforderlich ist und ergriffen wird<sup>48</sup>.

### **3.8 Haftungsausschluss**

Gegenstand vieler Fragestellungen bei der Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen der §§ 13 und 14 EnWG und im Speziellen auch bei der Umsetzung einer Anforderung des vorgelagerten NB ist die Wahl der richtigen Mittel und damit letzten Endes die Frage der Haftung bei fehlerhaftem Handeln.

Rechtliche Hinweise zur Haftung zwischen Netzbetreibern sind in Anhang 1 zu finden.

#### **3.8.1 Was bedeutet der Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 5 EnWG?**

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so ist der ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG ebenso wie der nachgelagerte NB gemäß § 14 Abs. 1 i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in seiner Regelzone anzupassen oder diese Anpassung – etwa durch unterstützende Maßnahmen nachgelagerter NB – zu verlangen. Liegt also ein Fall des § 13 Abs. 2 EnWG vor, was in der Beurteilungsverantwortung des auslösenden NB liegt, müssen er sowie die ihm nachgelagerten wiederum anfordernden bzw. ausführenden NB die Gefährdungs- bzw. Störungssituation schnellstmöglich beseitigen, wozu sie mit anderen Worten sämtliche Maßnahmen gegenüber jedem Kunden ergreifen können und müssen.

§ 13 Abs. 2 EnWG stellt damit die Grundlage für durchgreifende Eilmaßnahmen jeglicher Art gegenüber jedem Kunden (Anschlussnehmer, Anlagenbetreiber, Händler etc.) dar. Dabei wird dem NB durch den Gesetzgeber im Rahmen der Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit<sup>49</sup> ein Beurteilungsspielraum in Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen zugebilligt, der allein in den Fällen eines Netzengpasses aufgrund zu hoher Einspeisung insoweit eine Konkretisierung durch das Gesetz erfährt, als dass gemäß § 13

---

<sup>47</sup> Siehe oben, unter Punkt 3.6.2.

<sup>48</sup> Siehe dazu nachfolgend, unter Punkt 3.8.

<sup>49</sup> Siehe dazu bereits oben, unter Punkt 3.2.4.

Abs. 3 EnWG die Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme von EEG- und KWK-Strom nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 und § 3 Abs. 1 und 2 KWKG 2016 einzuhalten ist<sup>50</sup>.

Diese weitreichende rechtliche Verpflichtung und Berechtigung der NB ruft bei diesen aber auch Fragen in Bezug auf die Folgen hervor, sollte die ergriffene Maßnahme zu Schäden bei den betroffenen Anschlusskunden führen. Um etwaigen Bedenken zu begegnen und um die Handlungsfähigkeit und -bereitschaft der NB nicht zu beeinträchtigen, hat der Gesetzgeber in § 13 Abs. 5 EnWG einen Haftungsausschluss geregelt.

Da gemäß § 13 Abs. 5 Satz 1 EnWG im Falle einer Anpassung nach § 13 Abs. 2 EnWG bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle in den jeweiligen Netzen hiervon betroffenen Leistungs- und Gegenleistungspflichten ruhen, können mangels Pflichtverletzung insbesondere keine Schadensersatzansprüche abgeleitet werden. Dies gilt für alle von der Anpassung betroffenen Leistungs- und Gegenleistungspflichten in den betroffenen gesetzlichen und vertraglichen Rechtsverhältnissen (z.B. Netzanschluss-, Netznutzungs-, Liefer- und Einspeiseverhältnisse). Ausgenommen ist hiervon gemäß § 13 Abs. 5 Satz 2 EnWG nur die Bilanzkreisabrechnung, die demnach auch in Fällen des § 13 Abs. 2 EnWG durch den ÜNB grundsätzlich durchgeführt werden muss.

Bei Schadensersatzansprüchen außerhalb der Leistungspflichten, die also trotz ruhender Leistungspflichten entstehen, ist der Ersatz des Vermögensschadens ausgeschlossen, vgl. § 13 Abs. 5 Satz 3 EnWG. Damit entfallen in diesen Fällen auch etwaige gesetzliche Entschädigungsansprüche. Die vertraglichen Verpflichtungen treten jedoch bis zur Beseitigung der Störung oder Gefährdung nur insoweit zurück, als sie nicht gerade die Umsetzung der Maßnahmen nach §§ 13, 14 EnWG selbst betreffen.

Gemäß § 13 Abs. 5 Satz 4 EnWG bleibt § 11 Abs. 4 EnWG im Übrigen unberührt<sup>51</sup>. Demnach richtet sich im Niederspannungsbereich die Haftung im Falle von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG im Netzanschluss-/ Anschlussnutzungsverhältnis niederspannungsseitig nach § 18 NAV, bei Netznutzungsverhältnissen nach § 25a StromNZV i.V.m. § 18 NAV, ansonsten nach den vertraglich bestehenden Haftungsregelungen in den jeweils betroffenen energierechtlichen Verträgen.

Von Bedeutung für den Haftungsausschluss ist, dass die Voraussetzungen für ein Handeln nach § 13 Abs. 2 EnWG aus ex-ante Sicht des NB (also zum Zeitpunkt der Entscheidung) vorlagen, also Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 ggf. i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG nicht mehr genügten, die Gefahrensituation zu beheben, und der NB seine Sorgfaltspflichten bei der Prüfung der Voraussetzungen nicht verletzt hat.

Gemäß § 14 Abs. 1 EnWG gilt § 13 EnWG und damit der grundsätzliche Haftungsausschluss für VNB entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Sofern die VNB nach § 14 Abs. 1c EnWG im

---

<sup>50</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 5.1.

<sup>51</sup> Von der in § 11 Abs. 4 EnWG angelegten Möglichkeit, die Haftung vollständig auszuschließen hat der Verordnungsgeber bislang keinen Gebrauch gemacht. Mithin bleibt die Haftung für Personen- und Sachschäden bei der Umsetzung von Maßnahmen bestehen. Sie ist aber im Umfang entsprechend begrenzt.

Rahmen der Unterstützung für vorgelagerte NB tätig sind, gilt der vorstehend beschriebene Haftungsausschluss ebenfalls.

Grundsätzlich besteht damit sowohl für den auslösenden als auch für den jeweils nachgelagerten anfordernden wie ausführenden NB in Fällen des § 13 Abs. 2 EnWG kein Haftungsrisiko, vorausgesetzt, dass sie „die richtigen Entscheidungen“ treffen, das Verhalten des jeweiligen NB mithin verhältnismäßig und diskriminierungsfrei ist.

### **3.8.2 Welche Besonderheit gilt bei EEG- und KWK-Anlagen?**

Eine Besonderheit gilt gemäß § 13 Abs. 3 EnWG, wenn es sich bei der zu regelnden Anlage um eine EEG- oder KWK-Anlage handelt und diese unter den Voraussetzungen des § 14 Abs. 1 EEG 2017 herab geregelt wird<sup>52</sup>. Zentrale Voraussetzung für eine Herabregelung nach Maßgabe des sog. EEG-Einspeisemanagements ist, dass andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich der vorgelagerten Netze ein Netzengpass entstünde. In diesem Fall – und nur in diesem Fall, nicht so etwa bei einer Einspeisereduzierung aufgrund von betriebsbedingten Maßnahmen, beispielsweise Wartungs- und Reparaturarbeiten oder einer Systembilanzstörung (die eine Herabregelung nach dem EnWG mit sich brächte) – steht dem Anlagenbetreiber ein gesetzlicher Entschädigungsanspruch nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu, der ihm den Ersatz der entgangenen gesetzlichen EEG-Vergütungen bzw. -Förderung oder des KWK-Zuschlags gewährt.

§ 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sieht dabei vor, dass zunächst derjenige NB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber entschädigen muss. Da der NB, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 liegt (der auslösende NB), aber letztlich verantwortlich ist, hat er dem die Härtefallentschädigungen auszahlenden NB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, gemäß § 15 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 die Kosten für die Entschädigung zu erstatten.

Dazu, wie diese Entschädigung bei den jeweiligen Erzeugungsarten zu berechnen ist, hat die BNetzA einen Leitfaden veröffentlicht<sup>53</sup>.

---

<sup>52</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 5.1.

<sup>53</sup> Version 2.1 (zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Leitfadens konsultiert die BNetzA eine überarbeitete Version ihres Leitfadens in der Version 3.0):

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html).

## 4 Informationsaustausch

Im Rahmen der Vorbereitung bzw. der Durchführung von kaskadierenden Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ist über alle Netzebenen hinweg die Einhaltung standardisierter Verfahrensweisen sicherzustellen. Grundlegende Empfehlungen zur Kommunikation innerhalb der Kaskade enthält die VDE-AR-N 4140<sup>54</sup>, die nachfolgend in einigen Punkten erläutert werden.

### 4.1 Information der NB untereinander

Zentrale Bedeutung kommt zunächst der Kommunikation der beteiligten NB untereinander zu. Im Sinne eines koordinierten Vorgehens ist es beispielsweise notwendig, dass die miteinander verbundenen NB ihre Kontaktdaten untereinander austauschen und die in der VDE-AR-N 4140 vorgegebenen standardisierten Vorgänge einhalten. Soweit nach Auffassung der beteiligten NB erforderlich, können der Kontaktdatenaustausch sowie das Einhalten ebendieser standardisierten Vorgänge auch vertraglich vereinbart werden.

#### 4.1.1 Wie erfolgt der Stammdatenaustausch zwischen den NB und welche Daten sind hiervon umfasst?

Die Grundsätze zum Stammdatenaustausch zwischen den NB werden in der VDE-AR-N 4140 näher beschrieben<sup>55</sup>.

Um dem vorgelagerten NB zu ermöglichen, Vorausberechnungen zur theoretisch bzw. tatsächlich beeinflussbaren Einspeiseleistung/Netzlast durchzuführen, ist es sinnvoll, im Vorfeld Daten bzw. Informationen an den vorgelagerten NB zu übermitteln<sup>56</sup>.

Der Datenaustausch sollte im Regelfall, soweit nicht bilateral anders vereinbart, mindestens jährlich bis zum 1. Juni (Im Anschluss an die Abgabe der Daten für den Monitoringbericht der BNetzA) bezogen auf den Stichtag 31. Dezember des Vorjahres erfolgen. Bei der Meldung der EEG-Stammdaten und der Direktvermarktungsdaten der EEG-Anlagen an den regelverantwortlichen ÜNB wird davon ausgegangen, dass mit einer monatlichen Datenübermittlung der Forderung des Gesetzgebers nach unverzüglicher Meldung Genüge getan wird. Ob in bestimmten Fällen für die unterjährige Datenübermittlung auf den monatlichen Rhythmus verzichtet werden kann, muss mit dem regelzonenverantwortlichen ÜNB abgestimmt werden. Ein jährlicher Rhythmus ist unzulässig, da er der gesetzlichen Forderung nach unverzüglicher Datenlieferung nicht genügt<sup>57</sup>.

Der nachgelagerte NB übermittelt an den jeweils vorgelagerten NB die installierte Wirkleistung in MW aller Erzeugungsanlagen, Speicheranlagen und Kompensationsanlagen in sei-

---

<sup>54</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 5 Seite 18 ff.

<sup>55</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 5.1.2 Seite 18 f.

<sup>56</sup> Zu beachten sind bei der Datenmeldung künftig auch die Vorgaben der GL SO (siehe oben, unter Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Auch die ENTSO-E "Generation and Load Data Provision Methodology" (GLDPM) beschreibt notwendige Datenaustausche für ein europäisches Netzmodell und Meldepflichten, die sowohl Daten von großen Erzeugungsanlagen und Lasten als auch Daten aus Hochspannungsverteilernetzen umfassen. Soweit aufgrund dieser oder weiterer Vorgaben Daten bereits untereinander ausgetauscht werden, können die NB in Gefährdungssituationen nach § 13 Abs. 2 EnWG auch darauf zurückgreifen. Doppelmeldungen können so vermieden werden.

<sup>57</sup> Näheres zu EEG- und KWK-Datenmeldungen in den BDEW-Umsetzungshilfen zum EEG sowie der BDEW-Umsetzungshilfe zum KWKG.

nem Netz. Bei Anlagen mit Leistungen bis zu 50 MW, erforderlichenfalls auch bei einer geringeren Grenze, genügt ein Summenwert der Wirkleistung. Sowohl die Meldung von Einzelwerten bei großen Anlagen, als auch die Meldung von Summenwerten bei kleineren Anlagen erfolgt bezogen auf die Übergabestelle bzw. Übergabestellen zum vorgelagerten NB gruppiert nach Erzeugungsanlagen ohne gesetzlichen Einspeisevorrang, KWK Anlagen im Ausschreibungsverfahren, sonstige Anlagen mit gesetzlichem Einspeisevorrang und PV-Anlagen mit einer installierten Leistung bis höchstens 100 kWp. Sollte eine Zuordnung zu einzelnen Übergabestellen nicht möglich sein, erfolgt der Bezug auf das vorgelagerte Netzgebiet bzw. die Netzgruppe. Soweit eine Einzeldatenweitergabe wegen nicht vollständig vorhandener Datenbasis unzweckmäßig ist, ermittelt der nachgelagerte NB jeweils auf die Übergabestelle bezogene Summenwerte unter Zuhilfenahme von Referenzmesswerten.

Folgende Unterscheidung ist vorzunehmen:

- Konventionelle Anlagen (ohne gesetzlichen Einspeisevorrang),
- KWK-Anlagen im Ausschreibungsverfahren,
- bei EEG- und KWK-Anlagen nach den Leistungsklassen > 100 kW,
- PV-Anlagen zwischen 100 kW bis 30 kW und < 30 kW,
- durch den NB steuerbare bzw. unter Einspeisemanagement stehende Anlagen,
- durch den NB nicht steuerbare Anlagen.

Darüber hinaus kann auch eine Meldung zu weiteren Anlagen, so beispielsweise zu Notstromaggregaten, opportun sein. Die Meldung von Notstromaggregaten, die zur Lastführung zur Verfügung stehen, kann jährlich erfolgen. Diese Meldung sollte auch Kunden-Notstromaggregate beinhalten, die durch vertragliche Regelungen in das Lastmanagement des NB integriert sind<sup>58</sup>. Da das „Wie“ der Maßnahmen jedoch immer dem ausführenden NB obliegt, sind solche Meldungen nicht zwingend erforderlich.

Verfügen NB über weitere Anlagen, die Einfluss auf die Einspeiseleistung oder die Netzlast nehmen können, so z.B. im Bereich der Wasserversorgung über die Leistung von Pumpenanlagen, sollten diese Anlagen in die jährliche Meldung integriert werden. So können Pumpstationen in der Wasserversorgung in Abhängigkeit ihrer Fahrweise möglicherweise für die Lastführung in beide Richtungen in Anspruch genommen werden, wenn dies nicht bereits im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG erfolgt ist.

Schließlich hat eine Meldung der Jahreshöchstlast als Ausgangspunkt für den Aufteilungsschlüssel an den jeweils vorgelagerten NB zu erfolgen<sup>59</sup>.

Der nachgelagerte NB erfüllt seine Obliegenheit mit der Weitergabe der ihm seinerseits zur Verfügung gestellten Daten. Soweit er wiederum von dem ihm nachgelagerten NB nur stati-

---

<sup>58</sup> Zu achten ist jedoch auch hier darauf, dass der NB stets darüber informiert sein sollte, inwieweit der Kunde in der konkreten Situation ggf. bereits auf ein solches Aggregat zugegriffen hat und dieses damit u.U. nicht mehr bzw. nicht mehr im vollen Umfang zur Verfügung steht; siehe auch unten, unter Punkt 6.1.1.

<sup>59</sup> Siehe zum Aufteilungsschlüssel VDE-AR-N 4140, Anhang D 2 bis D 2.2.

sche Daten erhält, können diese daher nicht etwa als dynamische Daten zum vorgelagerten NB kommuniziert werden.

Mit diesem Datenaustausch erhält der vorgelagerte NB allerdings nicht gleichzeitig das Recht, die Daten für eine unmittelbare Regelung von Anlagen nachgelagerter Netze zu nutzen. Die Daten dienen ausschließlich seinem Verständnis und der Planung etwaiger Anforderungen in der Kaskade an nachgelagerte NB.

#### **4.1.2 Welche Funktion erfüllt das von der BNetzA geführte Marktstammdatenregister?**

Mit dem Marktstammdatenregister als zentraler Datenplattform für die Energiewirtschaft sollen bereits vorhandene Datenmeldeportale, wie u.a. das PV-Meldeportal und das EEG-Anlagenregister ersetzt und alle zentralen Stammdaten in einem Register erfasst und zusammengeführt werden. Das Register soll durch die BNetzA als online-basierte Datenbank betrieben werden und die Transparenz des gesamten Energiemarktes erhöhen<sup>60</sup>.

Das Marktstammdatenregister erfasst dabei erstmals alle wesentlichen Marktakteure. Registrierungspflichtig sind alle NB (auch Betreiber geschlossener Verteilernetze), Messstellenbetreiber, Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche im Strom- und Gasbereich sowie nahezu alle Betreiber von Erzeugungsanlagen – erneuerbar und konventionell, Neuanlagen und Bestandsanlagen, Strom und Gas –, Speicherbetreiber sowie bestimmte Verbrauchseinrichtungen (Großverbraucher an Hochspannungs- bzw. Fernleitungsnetzen). Damit einher gehen Meldepflichten für nahezu sämtliche Marktteilnehmer. Verstöße gegen die Meldepflichten können u.a. mit dem möglichen Verlust der EEG-Förderung oder des KWK-Zuschlags sanktioniert werden.

Vor dem Hintergrund des in den vergangenen Jahren erfolgten Zuwachses vor allem an Stromerzeugungsanlagen soll mit dem Marktstammdatenregister die Datengrundlage für die Energiewirtschaft umfassend verbessert werden. Mit dem neuen Register soll ein Instrument geschaffen werden, das sämtliche wesentliche Akteure der Bereiche Strom und Gas erfasst und damit dem Energiemarkt als Ganzes dient<sup>61</sup>.

Die Nutzung des Marktstammdatenregisters wird gestaffelt erfolgen. Nachdem sich vorerst alle Neuanlagen dort registrieren müssen, wird sukzessive die Übertragung der Daten von Bestandsanlagen, zunächst aus dem PV-Meldeportal und dem EEG-Anlagenregister erfolgen. Zuletzt müssen alle weiteren Daten von Bestandsanlagen spätestens bis zum 30. Juni 2019 übernommen, überprüft und ggf. nachgemeldet worden sein.

Bis zu diesem Zeitpunkt wird zu klären sein,

---

<sup>60</sup> Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Leitfadens ist der Start des Marktstammdatenregisters für Sommer 2018 vorgesehen. Den verbindlichen Termin für den Start kündigte die BNetzA an, am 1. Februar 2018 zu veröffentlichen.

<sup>61</sup> Weitere Informationen können auch auf der BDEW homepage (<https://www.bdew.de/internet.nsf/id/stammdaten-und-marktstammdatenregister-d?open&VDEW-AJ2MXQ>) sowie der auf der Webseite der BNetzA ([https://www.bundesnetzagentur.de/clin\\_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/MaStR/MaStR\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/clin_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/MaStR/MaStR_node.html)) abgerufen werden.

- ob das Marktstammdatenregister alle für die Kaskade benötigten Stammdaten enthält,
- ob und inwieweit die hierin registrierten Daten jedem NB sofort, unter Berücksichtigung welcher Anforderungen an die Datensicherheit verfügbar sind und
- ob Anlagen den NB der verschiedenen Spannungsebenen klar zugeordnet werden können,
- ob sich hierdurch etwas an der Meldung von Stammdaten der NB ändert<sup>62</sup>.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Datenmeldungen innerhalb der informatorischen Kaskade eine Zuordnung zu den jeweiligen NB innerhalb der Kaskade bzw. zu der jeweiligen Topologie der NB erfordert. Überdies bedarf es im Rahmen von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG der Meldung von Summenwerten. Dies müsste das Marktstammdatenregister ermöglichen.

#### **4.1.3 Wie erfolgt der Betriebsdatenaustausch?**

Weiterreichende betriebliche Informationen, die über die bereits vorliegenden Stammdaten hinausreichen, sind bilateral abzustimmen. Ein Online-Betriebsdatenaustausch zwischen vor- und nachgelagertem NB kann zur Minimierung der Reaktionszeiten im Rahmen der Umsetzung der operativen Kaskade beitragen.

#### **4.1.4 Welche Möglichkeiten der Vorabinformation im Vorfeld der Ankündigung einer Maßnahme gibt es?**

Der, sofern zeitlich möglich, vorab erfolgenden Information, noch vor der konkreten Ankündigung einer Maßnahme und damit noch vor der Einleitung der operativen Kaskade gemäß VDE-AR-N 4140, kommt insbesondere in Anbetracht der neuen zeitlichen Vorgaben große Bedeutung zu<sup>63</sup>.

Gemäß VDE-AR-N 4140 sollten Vorbereitung und Umsetzung stets so schnell wie möglich zum angeforderten Zeitpunkt erfolgen. Als Obergrenze für die Kaskadenstufenzeit werden demnach grundsätzlich 12 Minuten für jeden einzelnen in der Kaskade beteiligten ausführenden NB vorgegeben, wobei die Vorbereitungszeit nicht länger als 6 Minuten betragen darf. Insgesamt sollen die ersten drei Stufen einer Kaskade innerhalb einer Kaskadenzeit von maximal 18 Minuten umgesetzt werden.

Hinreichende Vorabinformationen seitens des auslösenden und des anfordernden NB können den ausführenden NB dabei unterstützen, diese Vorgaben für das Handeln in der Kaskade einzuhalten. Die Informationsbereitstellung sollte daher, sofern die Gefährdungssituation hinreichend vorhersehbar ist, bereits vor Beginn der Kaskade erfolgen, damit sich alle nachgelagerten NB des betroffenen Netzbereichs von vornherein auf mögliche Maßnahmen einstellen können. Ziel einer Vorabinformation über vorhersehbare Maßnahmen zur Netzstabilisierung ist es, alle betroffenen NB in die Lage zu versetzen, bei tatsächlicher Auslösung der Kaskade rechtzeitig handlungsfähig zu sein. Soweit sich aus den Prognosen des auslösenden NB bzgl. der Gefährdungssituation und des Maßnahmenumfangs weiterer Bedarf für Maßnah-

---

<sup>62</sup> Siehe oben, unter Punkt 4.1.1.

<sup>63</sup> Siehe dazu im Detail VDE-AR-N 4140, Kapitel 4.6 Seite 17 f.

men in den nachgelagerten Netzen abzeichnet, empfiehlt es sich im Interesse aller NB an einer schnellstmöglichen Behebung der Störung bzw. Gefahr, die davon betroffenen NB so zeitnah wie möglich (wenn möglich) hierüber zu informieren.

Ein Beispiel findet dieses Vorgehen im EEG 2017. Nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 müssen NB Betreiber von Anlagen im Vorfeld einer Einspeisemanagementmaßnahme über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer einer Regelung unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist<sup>64</sup>. Lässt der auslösende NB diese Informationen gleichzeitig auch den nachgelagerten NB zukommen, könnten sich diese auf eine etwaige Engpasssituation entsprechend rechtzeitig einstellen. Denkbar wäre hierbei die Veröffentlichung entsprechender Informationen auf der Internetseite des auslösenden NB und die Information der nachgelagerten NB per push-Benachrichtigung, die diese wiederum ihrerseits einrichten können. Hierauf könnten auch betroffene direkt angeschlossene Betreiber von Erzeugungsanlagen zugreifen. Es ginge damit nicht darum, neue Prozesse zu schaffen, sondern vorhandene Prozesse zu nutzen und auf einfachem Wege auszuweiten. Jedoch ist hierbei zu beachten, dass solche Daten nur vorläufig veröffentlicht würden und rein informativer Art sind. Eine Umsetzung entsprechender Maßnahme muss nicht zwangsläufig erfolgen. Der konkrete Weg einer solchen Vorabinformation könnte auch vertraglich zwischen den NB vereinbart werden<sup>65</sup>.

Auch im Fall der Lastreduzierung wären ausreichende Vorabinformationen im Vorfeld konkreter Anforderungen von Nutzen. So kann etwa für die Entscheidung, nach welchem Verfahren ein NB Lastkunden abschaltet bzw. für die Auswahl von Abschaltgruppen<sup>66</sup> auch der Aufteilungsschlüssel der ÜNB ausschlaggebend sein. Der ÜNB ermittelt anhand eines Aufteilungsschlüssels den jeweils notwendigen MW-Wert einer Lastreduzierung (oder Erzeugungsreduzierung) in den Netzgebieten der direkt an den ÜNB angeschlossenen Netzkunden und NB<sup>67</sup>. Um alle Möglichkeiten zur Beeinflussung der Netzlast über alle Netzebenen auszuschöpfen könnte es ebenfalls hilfreich sein, die nachgelagerten NB hierüber unverbindlich vorab zu informieren. Ausgehend von den Prognosen durch die ÜNB erhielten alle nachgelagerten NB auf der Basis des aktuellen Aufteilungsschlüssels annähernd realistische Werte über die abzuschaltende Netzlast in ihren Netzgebieten. Die nachgelagerten NB könnten diese Information als Anhaltspunkt nutzen, um ihre Maßnahmen zur Lastbeeinflussung im Rahmen der Vorsorge entsprechend vorzubereiten.

Da eine Vorabinformation jedoch nicht in jedem Fall garantiert werden kann<sup>68</sup>, müssen sich alle NB auch ohne eine solche soweit technisch und organisatorisch vorbereiten, damit im Falle einer Kaskade auch ohne diese die Umsetzungszeiten eingehalten werden können.

---

<sup>64</sup> Siehe hierzu auch den „BDEW- Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen“ (<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/leitfaden-zur-informationsbereitstellung-bei-einspeisemanagementmassnahmen/>).

<sup>65</sup> Siehe Punkt 4.3.

<sup>66</sup> Siehe dazu unten, unter Punkt 6.1.1.

<sup>67</sup> Siehe dazu ausführlich VDE-AR-N 4140, Anhang D.

<sup>68</sup> Auch in der VDE-AR-N 4140 ist dies nicht vorgesehen; gleichwohl empfiehlt sie sich aus den angeführten Erwägungen.

## 4.2 Standardformulare für die Anforderung / Aufhebung der Maßnahme

Die Kommunikation erfolgt nach Maßgabe der VDE-AR-N 4140<sup>69</sup>. Wichtig ist die jeweilige Abstimmung der miteinander verbundenen NB hierüber. Ggf. können Mittel und Wege auch vertraglich vereinbart und entsprechende Standardformulare festgelegt werden.

Die im Rahmen der Kommunikation verwendeten Formulare sollten dabei inhaltlich mit den in der VDE-AR-N 4140<sup>70</sup> enthaltenen, folgenden Mindestanforderungen übereinstimmen:

- Art des Problems (Nennung des Szenarios gemäß Kapitel 3.6),
- Identifikationsnummer (geeignet zu wählen, um Dokumentation sicherzustellen, gleichbleibend innerhalb eines Vorgangs),
- fortlaufende Nummerierung von Formularen zu einem Vorgang,
- Name des betroffenen, nachgelagerten NB,
- Art und Umfang und ggf. Wirkungsort der Maßnahme,
- Grund der Maßnahme (kann auch Anpassung einer bestehenden Anforderung sein),
- Beginn und falls absehbar voraussichtliches Ende der Maßnahme,
- (optional) Bestätigung des Empfangs (durch den nachgelagerten NB auszufüllen)<sup>71</sup>,
- Meldung eines Erfüllungshemmnisses (durch den nachgelagerten NB auszufüllen),
- Bearbeiter.

Die VDE-AR-N 4140 enthält hierfür die folgenden vier Standard-Formulare:

- Ankündigung,
- Anforderung (ggf. mehrere nacheinander),
- Teilfreigabe (optional, ggf. mehrere nacheinander),
- Aufhebung.

## 4.3 Vertragliche Vereinbarung

Die Verpflichtung zur Behebung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergibt sich unmittelbar aus dem Gesetz (§§ 13 Abs. 2 i.V.m. 14 Abs. 1 EnWG), ebenso wie die Verpflichtung, dabei im Rahmen einer Kaskade zusammenzuarbeiten (§ 14 Abs. 1c EnWG). So gesehen bedarf es keiner vertraglichen Regelung, um diese Verpflichtung untereinander zusätzlich zu vereinbaren. Der Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung ist daher im Gesetz auch nicht zwingend vorgesehen, jedoch aus den folgenden Gründen zu empfehlen.

Eine vertragliche Vereinbarung kann die erforderliche Zusammenarbeit der NB innerhalb der Kaskade vereinfachen, indem Fragen des Ablaufs und der Umsetzung angeforderter Maßnahmen, ggf. unter Berücksichtigung von Besonderheiten bei den beteiligten NB geregelt werden. Damit wird gleichzeitig dokumentiert, dass die beteiligten NB das nach Branchenansicht Erforderliche getan haben, um den im Verkehr erforderlichen Sorgfaltspflichten nachzu-

---

<sup>69</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 5 Seite 18 ff.

<sup>70</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Kapitel 5 Seite 22.

<sup>71</sup> Der Empfang wird laut Musterformular in der VDE-AR-N 4140 nur bestätigt, wenn der vorgelagerte NB dies vorab vereinbart hat.

kommen. Insoweit empfiehlt sich der Abschluss eines Vertrages, der Regelungen zu folgenden Punkten beinhalten sollte:

- Kommunikationswege,
- Darlegung von Erfüllungshemmnissen,
- Haftung,
- Entschädigung,
- Datenaustausch und Bildung des Aufteilungsschlüssels,
- Dokumentation,
- Umgang mit Rechtsanpassungen,
- Übergangsregelungen,
- Kontaktdaten,
- Anlagen (Formblätter für Ankündigung, Anforderung, Teilfreigabe und Aufhebung von Anforderungen nach Maßgabe der VDE-AR-N 4140<sup>72</sup>).

Ein Muster für eine solche vertragliche Vereinbarung enthält der diesem Leitfaden beigefügte Anhang 3.

#### **4.4 Externe Kommunikation**

Die Kommunikation an externe Dritte, insbesondere an Bundesbehörden wie die BNetzA erfolgt durch jeden von der Maßnahme betroffenen NB unverzüglich unter Berücksichtigung der Veröffentlichungspflichten. Externe Dritte in diesem Sinne sind auch die von den durchgeführten Anpassungsmaßnahmen unmittelbar betroffenen Netzkunden. Unter Umständen – nur mittelbar – betroffene Kunden des Netzkunden fallen nicht hierunter. Der auslösende bzw. anfordernde NB stellt den nachgelagerten NB baldmöglichst die zur externen Kommunikation notwendigen Informationen zur Verfügung.

##### **4.4.1 Welche Informations- bzw. Meldepflichten gelten ggü. der Regulierungsbehörde?**

Gemäß § 13 Abs. 7 Satz 1 und § 14 Abs. 1 EnWG sind die NB verpflichtet, die Regulierungsbehörde über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen nach § 13 EnWG zu informieren. Diese Informationspflicht umfasst unter anderem generelle Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ebenso wie Maßnahmen des EEG-Einspeisemanagements nach § 13 Abs. 2a Satz 3 EnWG i.V.m. § 14 EEG 2017. Im Falle der Anforderung derartiger Maßnahmen sind von allen beteiligten NB die Informationen darüber der BNetzA zu übermitteln. Eine Meldung an die Landesregulierungsbehörden ist nicht notwendig.

Mit den auf ihrer Internetseite veröffentlichten Erhebungsbögen ("Ad-hoc-Meldung zu System- und Netzsicherheitsmaßnahmen" und "Quartalsweise Meldung von Einspeisemanagementmaßnahmen und sonstigen Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG aufgrund von Netz-

---

<sup>72</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Anhang E.

engpässen")<sup>73</sup> hat die BNetzA ihre Datenerhebung im Zusammenhang mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG verfeinert. Die erforderlichen Daten können seit dem ersten Quartal 2015 mit diesen beiden Erhebungsbögen gemeldet werden, die die Möglichkeit einer differenzierteren Datenmeldung und damit auch der realitätsnäheren Abbildung solcher Maßnahmen bieten, die die NB im Rahmen ihrer System- bzw. Netzverantwortung durchführen müssen.

Da die NB zum Zeitpunkt der Anforderung von Anpassungsmaßnahmen regelmäßig noch nicht über eine umfassende Datenlage verfügen, hat die BNetzA ein zweistufiges Verfahren zur Übermittlung der erforderlichen Informationen eingeführt. In einem ersten Schritt sollen die betroffenen NB der Behörde die Anforderungen im jeweiligen Netzgebiet übermitteln, sobald entsprechende Maßnahmen ergriffen werden (sog. Ad-hoc-Meldungen). Die Übermittlung soll bis 16:00 Uhr des folgenden Werktages erfolgen. In einem zweiten Schritt sollen die NB quartalsweise die Ad-hoc-Meldungen vervollständigen. Diese quartalsweisen Meldungen beziehen sich jedoch nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelte Arbeit und die voraussichtlichen Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 15 EEG 2014. Die Übermittlung des Erhebungsbogens für das jeweilige Quartal hat bis zum 1. Werktag des übernächsten Quartals zu erfolgen.

#### **4.4.2 Welche Informationspflichten gelten ggü. den Anlagenbetreibern gemäß EEG 2017?**

Gemäß den speziellen Vorgaben des EEG (§ 14 Abs. 2 EEG 2017) ist der NB im Fall der Herabregelung von EEG- und KWK-Anlagen verpflichtet, den Anlagenbetreibern spätestens am Vortag über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist. Hat der NB keine gesicherte Kenntnis darüber, ob am Folgetag eine Regelungsnotwendigkeit bestimmter Anlagen im Rahmen des Einspeisungsmanagements nach § 14 EEG 2014 eintreten wird, hat er den Anlagenbetreiber unverzüglich über die zu erwartende Einspeisemanagementmaßnahme zu unterrichten, sofern diese vorhersehbar ist, er also ausreichend Kenntnis über die eine solche Maßnahme begründenden Umstände hat. Der NB muss den Anlagenbetreiber also unverzüglich bei Vorhersehbarkeit der Einspeisemanagementmaßnahme unterrichten, spätestens aber am Vortag. Ist dies nicht möglich, entfällt die Verpflichtung zur Meldung. Eine kurzfristige Information für den Fall eines überraschend erforderlich werdenden Eingriffs am selben Tag ist hingegen nicht vorgesehen. Liegt beispielsweise Kenntnis an einem Montag darüber vor, dass zwei Tage später, am Mittwoch, eine Einspeisemanagementmaßnahme erforderlich wird, hat der NB den Anlagenbetreiber noch am Montag „unverzüglich“ zu unterrichten. Lässt sich die Notwendigkeit einer Maßnahme hingegen bis Dienstag, also „spätestens am Vortag“ nicht vorhersehen, erfolgt keine Unterrichtung des Anlagenbetreibers (in solchen Situationen hat die Umsetzung der Gefährdungs- bzw. Störungsabwehr Vorrang). In Netzgebieten mit einer Vielzahl von Einspeiseanlagen kann anstelle einer Anlagenbetreiber-individuellen Un-

---

73

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz\\_Systemsicherheit/Meldeverfahren/Meldeverfahren\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Meldeverfahren/Meldeverfahren_node.html).

terrichtung am Vortag auch eine Information an alle Anlagenbetreiber eines möglicherweise betroffenen Netzgebietes sinnvoll und ausreichend sein.

Darüber hinaus sind die Anlagenbetreiber gemäß § 14 Abs. 3 EEG 2017 über den tatsächlichen Zeitpunkt, den Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung zu informieren. Eine individuelle Unterrichtung aller betroffenen Anlagenbetreiber ist dabei nicht erforderlich. Es genügt, dass der NB auf seiner Internetseite den Zeitpunkt, den Umfang, die Dauer und die Gründe der konkreten Regelungsmaßnahme darstellt und die Anlagenbetreiber per E-Mail, RSS-Feeds oder bei Vornahme der Entschädigungszahlung darauf hinweist.

Auf Verlangen müssen die NB innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können. Zu diesem Zweck sind insbesondere die nach § 14 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2017 verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion vorzulegen.

Abweichend von § 14 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 müssen die NB Betreiber von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat. Diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen.

#### **4.4.3 Wie erfolgt die Information der betroffenen Netzkunden im Fall der Einspeisereduzierung bzw. der betroffenen Betreiber von EEG- und KWK-Anlagen in Fällen, in denen kein Einspeisemanagement vorliegt?**

Gemäß § 13 Abs. 2 Satz 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG hat der NB bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler – soweit möglich – vorab zu informieren. Dies umfasst auch die Vorabinformation von Einspeisern, sofern dies zeitlich möglich ist. Denkbar wäre hierbei auf die Instrumente zurückzugreifen, die im Zuge der Verpflichtungen aus dem EEG 2017 zur Information der EEG-Einspeiser genutzt werden, in der Regel also eine Information über Veröffentlichungen im Internet, ggf. mit der Möglichkeit einen RSS-Feed zu nutzen.

§ 13 Abs. 7 EnWG sieht darüber hinaus auch die Verpflichtung vor, im Nachhinein die hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu informieren. Auf Verlangen sind die vorgelegten Gründe auch zu belegen.

#### **4.4.4 Wie erfolgt die Information der Netzkunden im Fall der Lastabschaltung?**

Soweit zeitlich möglich, sollten die von einer Lastabschaltung voraussichtlich betroffenen Netzkunden sowie die Öffentlichkeit, also die Einwohner des betroffenen Netzgebietes, aber auch die öffentlichen Stellen bzw. zuständigen Behörden frühzeitig über bevorstehende Lastabschaltungen informiert werden.

Dies ergibt sich mittelbar auch aus § 13 Abs. 2 Satz 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG. Danach sind bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen zwar in erster Linie die betroffenen NB und Stromhändler, soweit möglich, vorab zu informieren. Ergibt sich darüber hinaus aber auch die weitergehende Möglichkeit, dass jeder NB Einspeiser und Lastabnehmer innerhalb seines Verantwortungsbereichs informiert, empfiehlt sich unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit auch hiervon Gebrauch zu machen.

Mit den für die Gefahrenabwehr zuständigen Behörden kann die Art und Weise der Information der Netzkunden auch im Vorfeld abgestimmt werden. Dabei gilt es insbesondere, ggf. vorhandene behördliche Notfall- bzw. Krisenpläne zu berücksichtigen und die eigene Informationsbereitstellung daran zu orientieren.

Kündigen sich Engpässe im Netz bzw. eine Mangelsituation bei der Strombereitstellung und damit eine Systembilanzstörung mit ausreichender Vorlaufzeit an, kann die Information der Netzkunden grundsätzlich stufenweise erfolgen, indem erst allgemein über möglicherweise eintretende Abschaltungen informiert wird, sofern sich diese abzeichnen, darauf folgend die maximal zu erwartende Abschaltzeit konkretisiert und in einer letzten Stufe der genaue Abschaltzeitpunkt, die Dauer und die Gebiete bzw. Gruppen benannt werden:

**Stufe 1:**

Möglichst frühzeitige allgemeine Information zu möglichen Abschaltungen mit Darstellung der Vorgehensweise, Vorwarnzeiten und Bekanntmachungswegen in Abstimmung mit den zuständigen Behörden (Information über regionale Presse, Rundfunk, Fernsehen, Hotline, Internet).

**Stufe 2:**

Möglichst mit ein bis zwei Tagen Vorlaufzeit Information über maximal zu erwartende Abschaltungen (Information über regionale Presse, Rundfunk, Fernsehen, Hotline, Internet).

**Stufe 3:**

Am Vortag konkrete Information über Abschaltzeitpunkt, Abschaltdauer und Abschaltgebiete (Information über regionale Presse, Rundfunk, Fernsehen, Hotline, Internet).

Bei kürzeren Vorlaufzeiten müssen ggf. die Stufen 1 und 2 übersprungen werden. Wenn eine Lastreduzierung ohne Vorankündigung sofort umgesetzt werden muss, müssen Lastabschaltungen ohne vorherige Information der Netzkunden durchgeführt werden.

Die Information der Kunden sollte in der Regel immer nur erfolgen, wenn eine Anpassungsmaßnahme konkret bevorsteht bzw. vorhersehbar ist. Inwieweit dies zu welchem Zeitpunkt möglich ist, ist abhängig von der jeweiligen Gefährdungssituation zu beurteilen. In der Regel folgt die konkrete Kenntnis hierüber auch dem Informationsfluss in der Kaskade, denn regelmäßig liegen erst nach der erfolgten Ankündigung bzw. Anforderungen von Lastabschaltungen hinreichende Informationen vor, die an die Kunden weitergegeben werden können und dann auch sollten. Für eine vorbeugende Information der Kunden, dass es theoretisch zu Anpassungsmaßnahmen kommen kann, besteht aber keine gesetzliche Verpflichtung, weswegen dies, auch zur Vermeidung unnötiger Verunsicherungen bei den Kunden, nicht als sinnvoll erachtet wird.

## 5 Einspeisereduzierung

### 5.1 Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK

Bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sind gemäß § 13 Abs. 3 Satz 1 EnWG die Verpflichtungen nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 und nach § 3 Abs. 1 und 3 Satz 2 KWKG 2016 einzuhalten. Nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sind die NB vorbehaltlich des § 14 EEG 2017 verpflichtet, den gesamten Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2017 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Hierzu gleichrangig sind die NB nach § 3 Abs. 1 Satz 1 KWKG 2016 verpflichtet, in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugten KWK-Strom vorrangig abzunehmen. Der Vorrang für EEG- und KWK-Strom gilt auch im Rahmen der operativen Kaskade. Die in die Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG involvierten NB müssen auf jeder Ebene die vorrangige Abnahme von EEG- und KWK-Strom auch in solchen Gefährdungs- und Störungssituationen gewährleisten.

### 5.2 Das EEG-Einspeisemanagement

Beruhet die Gefährdung oder Störung auf einer Überlastung der Netzkapazität, so sind im Rahmen von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gemäß § 13 Abs. 3 Satz 3 EnWG die speziellen Anforderungen nach den §§ 14 und 15 EEG 2017 einzuhalten. In § 14 EEG 2017 sind die Voraussetzungen für das EEG-Einspeisemanagement geregelt. § 15 EEG 2017 sieht eine Härtefallentschädigung für die EEG- und KWK-Anlagenbetreiber im Fall der Herabregelung vor. Zur Umsetzung des Einspeisemanagements gemäß §§ 14 und 15 EEG 2017 können ergänzend zu diesem Leitfaden auch die Ausführungen in den BDEW-Umsetzungshilfen zum EEG und KWKG herangezogen werden.

Soweit die Einhaltung der vorrangigen Abnahmepflicht von EEG- und KWK-Strom oder die Einhaltung der Voraussetzungen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde, kann gemäß § 13 Abs. 3 Satz 4 EnWG ausnahmsweise von ihnen abgewichen werden. Ein solcher Ausnahmefall liegt gemäß § 13 Abs. 3 Satz 5 EnWG insbesondere vor, soweit die ÜNB, bzw. i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG auch die VNB, zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen sind (netztechnisch erforderliches Minimum). Grundsätzlich bedarf die Sicherstellung der Energieversorgung einer Stromversorgung aus Erzeugungsanlagen, die – unabhängig insbesondere von Wind und Sonneneinstrahlung – kontinuierlich Strom produzieren können. Das bedeutet, dass in der Gesamtheit des Netzes die ausschließliche Regelung dargebotsunabhängiger Erzeugungsanlagen und die größtmögliche Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengas physikalisch nicht immer möglich sind. Das heißt, die Berücksichtigung des § 11 Abs. 1 EEG 2017 und des § 3 Abs. 1 Satz 1 KWKG 2016 kann nicht zu einer vollständigen Abregelung von sog. must-run-units führen. Im Rahmen ihrer Entscheidung, ob die Netzüberlastung allein durch die Regelung von Anlagen der konventionellen Stromerzeugung behoben wird, um die vorrangige Abnahme des Stroms aus Erneuerbaren Energien, KWK und Grubengas zu gewährleisten, oder ob bzw. ab welchem Zeitpunkt EEG- und KWK-Anlagen einer Maßnahme des Einspeisemanagements zu unter-

ziehen sind, steht den NB auf der Grundlage des Gebots der Versorgungssicherheit des § 1 EnWG ein Beurteilungsspielraum zu. Bei der Einschätzung der Situation müssen die NB berücksichtigen, dass dargebotsunabhängige Grundlastkraftwerke, soweit sie das aktuell zur Daseinsvorsorge notwendige Maß an Stromerzeugung sichern, dabei nur auf das technisch zum Betrieb der Anlage notwendige Maß reduziert werden können.

Die privilegierte Behandlung von must-run-units gemäß § 13 Abs. 3 Satz 5 EnWG ist nach Vorgabe der ÜNB sicherzustellen.

Der Regulierungsbehörde sind solche Ausnahmen nach § 13 Abs. 3 Satz 4 und 5 EnWG gemäß § 13 Abs. 3 Satz 6 EnWG unverzüglich anzuzeigen und die besonderen Gründe nachzuweisen.

### **5.2.1 Was bedeutet Einspeiseranking?**

Wichtig ist es für jeden NB, sich bereits vor Eintreten einer entsprechenden Netzengpasssituation ein Bild darüber zu machen, wie viele Anlagen welcher Erzeugungsart sich an welchem Verknüpfungspunkt am Netz befinden. Hat sich der NB einen Überblick hierüber verschafft, gilt es, diese Anlagen mit entsprechenden Kriterien zu bewerten und eine Rangfolge für deren Abschaltung unter Berücksichtigung der Sensitivität<sup>74</sup> für den jeweiligen Gefährdungs- oder Störfall im Vorhinein festzulegen. Dies wäre auch ein Beleg dafür, dass der NB bei der Wahl der herab zu regelnden Erzeugungslagen nicht willkürlich, sondern unter Zugrundelegung eines zuvor erstellten Einspeiserankings vielmehr diskriminierungsfrei und verhältnismäßig gehandelt hat.

Das Einspeiseranking beschreibt die durch die NB zu berücksichtigende Reihenfolge, in der die Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit von den jeweiligen Erzeugungstechnologien und ggf. den jeweils eingesetzten Energieträgern abgeregelt werden sollen. Im Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement hat die BNetzA unter Position 1 die Rangfolge von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG (alt)<sup>75</sup> und § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKG festgelegt<sup>76</sup>.

### **5.2.2 Nach welchen gesetzlichen Vorgaben orientiert sich das grobe Einspeiseranking?**

Der Gesetzgeber sieht im EnWG, EEG sowie KWKG einen Vorrang für die Einspeisung und Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus KWK vor. Der Vorrang wird durch § 11 Abs. 1 EEG 2017 und § 3 Abs. 1 KWKG 2016 gemäß § 13 Abs. 3 EnWG definiert<sup>77</sup>.

---

<sup>74</sup> Siehe dazu auch unter Punkt 7.

<sup>75</sup> Entspricht § 11 Abs. 3 und § 14 Abs. 1 EEG 2017.

<sup>76</sup> Version 1.0, Stand: 29. März 2011 -

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html). Eine Version 2.1 des Leitfadens enthält weitere Vorgaben zur Berechnung der Entschädigungshöhe, eine Version 3.0 wird zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Version 4.0 dieses Leitfadens noch konsultiert; an der behördlich vorgegebenen Rangfolge sind jeweils keine Änderungen oder Ergänzungen vorgenommen worden bzw. vorgesehen.

<sup>77</sup> Siehe oben, unter Punkt 5.1.

Neu, durch die jüngste Novellierung des KWKG hinzugekommen und damit erforderlich ist die Unterscheidung bei KWK-Anlagen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKG 2016. Danach ist der Strom solcher KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW (§ 5 Abs. 1 Nr. 2 KWKG 2016), die im Wege der Ausschreibung Zuschlagszahlungen nach § 8a KWKG 2016 oder eine finanzielle Förderung nach § 8b KWKG 2016 in Anspruch nehmen, nachrangig zu anderen Anlagen mit vorrangigem Einspeiseanspruch nach § 11 EEG 2017 abzunehmen. Das bedeutet, im Einspeiseranking sind diese KWK-Anlagen direkt nach den konventionellen Anlagen und vor den EEG-Anlagen bzw. den hocheffizienten KWK-Anlagen mit gesetzlich vorgegebener Zuschlagshöhe und den sonstigen vorrangberechtigten KWK-Anlagen (mit Inbetriebnahme vor dem KWKG 2016) zu regeln. Damit erhält das gesetzliche (grobe) Einspeiseranking eine neue (weitere) Gruppe. Allerdings kann gemäß § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKG hiervon ausnahmsweise auch abgewichen werden, wenn dies zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mindestens gleich geeignet und volkswirtschaftlich effizienter ist.

Ebenfalls zu beachten gilt die Regelung des § 3 Abs. 3 KWKG 2016, wonach der Anlagenbetreiber ggü. dem Anschluss-NB einen Anspruch auf vorrangige Behandlung seines KWK-Stroms nicht geltend machen darf, soweit er sich ggü. dem ÜNB zur Reduzierung seiner Erzeugung nach Maßgabe des § 13 Abs. 6a EnWG vertraglich verpflichtet hat. Für den Fall eines Abrufs durch den ÜNB auf Basis der Vereinbarung mit dem Anlagenbetreiber nach § 13 Abs. 6a EnWG finden die einschränkende Regelung zur Inanspruchnahme von KWK-Anlagen nach § 14 EEG 2017 und die Entschädigungsregelung nach § 15 EEG 2017 keine Anwendung.

Grundsätzlich ergibt sich damit aus dem Gesetz ein grobes Einspeiseranking, wie es in nachfolgender Tabelle 1 dargestellt ist.

Unter Gruppe 1 fallen die Erzeugungsanlagen, die im Falle eines notwendigen Eingriffs in die Erzeugungsleistung vorrangig abgeregelt werden. Darunter fallen alle Erzeugungsanlagen, die über keinen Anspruch auf vorrangige Abnahme verfügen.

Unter Gruppe 2 fallen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKG 2016 solche KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW, die an der Ausschreibung teilnehmen.

Unter Gruppe 3 fallen alle EEG- und sonstige KWK-Anlagen, die über einen vorrangigen Abnahmeanspruch gemäß EEG oder KWKG verfügen, ausgenommen PV-Anlagen mit einer installierten Nennleistung von höchstens 100 kWp.

Unter Gruppe 4 fallen PV-Anlagen mit einer installierten Nennleistung von höchstens 100 kWp. Diese Anlagen werden gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 im Bedarfsfall nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen abgeregelt.

Tabelle 1: Einspeiseranking verschiedener Stromerzeugungstechnologien

Erzeugungsanlage	Gruppierung
Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	<b>Gruppe 1</b>
Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
Spitzenstromerzeugungsanlagen	
Konvention. Kraftwerke (ohne KWK) und nicht hocheffiziente KWK-Anlagen	
KWK-Anlagen in der Ausschreibung mit 1 bis 50 MW	<b>Gruppe 2</b>
Wasser ohne Schwallbildung	<b>Gruppe 3</b>
Windenergie	
Geothermie	
Bio-/Deponiegas	
Biomasse ohne KWK	
Photovoltaik (über 100 kWp)	
Hocheffiziente BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
Hocheffiziente KWK-Anlagen (wenn nicht Gruppe 2)	
Wasser mit Schwallbildung	
Biomasse mit KWK (wenn nicht Gruppe 2 <sup>78</sup> )	
Hocheffiziente IKW - Prozesswärme <sup>79</sup>	
Kleine Photovoltaik (mit höchstens 100 kWp)	<b>Gruppe 4</b>

### 5.2.3 Nach welchen Kriterien kann ein verfeinertes Einspeiseranking vorgenommen werden?

Außer dem groben, sich an den gesetzlichen Vorgaben orientierenden Einspeiseranking ist eine weitere Verfeinerung der verschiedenen Erzeugungstechnologien innerhalb der vier Gruppen unter Berücksichtigung allgemeiner energiewirtschaftlicher Grundsätze möglich. Ein solches Vorgehen ist insbesondere dann sinnvoll, wenn folgende Fälle vorliegen:

- Bei einem lokalen Netzengpass haben mehrere Erzeugungsanlagen der gleichen Gruppe eine annähernd gleiche Sensitivität auf den Engpass.

<sup>78</sup> Nach § 1 Abs. 2 KWKG unterfallen Biomasseanlagen auch dem KWKG 2016. Solche Anlagen können, wenn sie keine Förderung nach dem EEG 2017 in Anspruch nehmen (§ 1 Abs. 3 KWKG 2016/2017) nach dem KWKG 2016 gefördert werden und damit in der entsprechenden Größenklasse an der Ausschreibung teilnehmen. In diesem Fall unterliegen sie der o.a. Regelung nach § 3 Abs. 2 Satz 2 KWKG 2016 und damit der Gruppe 2.

<sup>79</sup> Erzeugungsanlagen mit nachgelagerten / Industrieprozessen mit BAFA-Zulassung (bzw. Antrag) gemäß KWKG.

- Bei einer Systembilanzstörung infolge eines Einspeiseüberschusses sind zahlreiche regelbare Erzeugungsanlagen der gleichen Gruppe vorhanden.

In diesen beiden Fällen machen der Gesetzgeber oder die Regulierungsbehörde keine weiteren Vorgaben für die Rangfolge der verschiedenen Erzeugungsanlagen innerhalb einer Gruppe. Um dennoch strukturiert vorzugehen und nicht willkürlich in den Anlagenbetrieb eingreifen zu müssen, empfiehlt sich gleichwohl die Einbeziehung weiterer Kriterien für die Bewertung der verschiedenen Stromeinspeisungen.

Kriterien nach denen ein verfeinertes Einspeiseranking erfolgen kann sind z. B.:

- Versorgungssicherheit
- Versorgungszuverlässigkeit
- Kosteneffizienz des Maßnahmeneinsatzes
- Verpflichtungen zur Bereitstellung von Prozess- und Fernwärme
- Verbraucherfreundlichkeit
- Umweltverträglichkeit

Eine solche Vorgehensweise entspricht auch den allgemeinen energierechtlichen Grundsätzen des § 1 EnWG.

Ein weiteres Kriterium für ein verfeinertes Einspeiseranking könnte ein anteiliger Einsatz Erneuerbarer Energien i.S.d. § 3 Nr. 21 EEG 2017, vor allem in Müllverbrennungsanlagen bzw. Anlagen zur thermischen Abfallentsorgung sein. Gemäß § 14 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 müssen die NB sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, was zu einer entsprechenden Einstufung solcher Anlagen im Einspeiseranking führt.

Nach Bildung von Kriterien für jede Erzeugungsanlage entsprechend diesen Bewertungskriterien kann die Abschaltreihenfolge der Erzeugungsanlagen und die Bildung von Abschaltgruppen noch wie folgt verfeinert werden. Treffen dabei mehrere Kriterien auf eine Erzeugungsanlage zu, wäre der jeweils geringere Rang anzunehmen. In dem in Tabelle 2 dargestellten Beispiel<sup>80</sup> für ein mögliches Einspeiseranking wurden die Anlagen in fünf Gruppen eingeteilt.

---

<sup>80</sup> Zu beachten ist bei diesem Beispielfall, dass regionale Besonderheiten zu jeweils abweichenden Rankings einzelner NB führen können. So kann es neben technischen und energiewirtschaftlichen Erwägungen auch kommunalrechtliche Gründe geben, die es zu beachten gilt. Einen konkreten, für alle Netzbetreiber gleichermaßen geltenden, einheitlichen Vorschlag für ein verfeinertes Einspeiseranking gibt es daher nicht.

Tabelle 2: Verfeinertes Einspeiseranking von Erzeugungstechnologien

Rang	Erzeugungsanlage	Gruppierung
1	Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	<b>Gruppe 1</b>
2	Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
3	Spitzenstromerzeugungsanlagen	
4	Konvention. Kraftwerke (ohne KWK) und nicht hocheffiziente KWK-Anlagen	
5	Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK) mit anteiligem EE-Strom i.S.d. § 5 EEG 2017	<b>Gruppe 2</b>
6	KWK-Anlagen in der Ausschreibung mit 1 bis 50 MW	
7	Wasser ohne Schwallbildung	<b>Gruppe 3</b>
8	Windenergie	
9	Geothermie	
10	Bio-/Deponiegas	
11	Biomasse ohne KWK	
12	Photovoltaik (über 100 kWp)	<b>Gruppe 4</b>
13	Hocheffiziente BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
14	Hocheffiziente KWK-Anlagen (wenn nicht Gruppe 2)	
15	Wasser mit Schwallbildung	
16	Biomasse mit KWK	
17	Hocheffiziente IKW - Prozesswärme	
18	Kleine Photovoltaik (mit höchstens 100 kWp)	<b>Gruppe 5</b>

Das Gesetz enthält keine konkreten Vorgaben für die Reihenfolge der Anlagen innerhalb der gebildeten Gruppen. Die BNetzA hat zwar eine gesetzliche Festlegungsbefugnis, gemäß § 85 Abs. 2 Nr. 2 a bis c EEG 2017 zu bestimmen, in welcher Reihenfolge die verschiedenen von einer Maßnahme nach § 14 EEG 2017 betroffenen EEG- und KWK-Anlagen geregelt werden sollen und nach welchen Kriterien der NB über diese Reihenfolge entscheiden muss. Von dieser Befugnis hat die Regulierungsbehörde allerdings bislang noch keinen Gebrauch ge-

macht. Vor diesem Hintergrund stellt die Reihenfolge in Tabelle 2 eine Empfehlung unter Berücksichtigung der im Folgenden aufgezeigten gesetzlichen Anhaltspunkte dar<sup>81</sup>.

Gesetzlich normiert ist der höchste Rang der kleinen Photovoltaik-Anlagen unter 100 kWp. Tendenziell ist zu erkennen, dass Erzeugungsanlagen in Verbindung mit Folgeprozessen, wie z. B. der Bereitstellung von Fern- oder Prozesswärme, infolge des mit der Stromerzeugung einhergehenden Mehrwertes sowie den bei einer etwaigen Leistungsreduzierung auftretenden weitreichenden Folgen und Kosten hohen Rängen zugeordnet werden. Wenn die betreffenden Erzeugungsanlagen nur mit großen Zeitverzögerungen auf eine Aufforderung zur Leistungsreduzierung reagieren können (Sicherheit, Abfahrgeschwindigkeit), verstärkt sich die hochrangige Einordnung.

Schnell reagierende Anlagen ohne Einfluss auf Verbundprozesse (z. B. Windenergieanlagen) werden relativ niederrangig eingeordnet.

Für EEG-Anlagen mit vergleichsweise sehr hohen Vergütungssätzen ergeben sich mittlere Ränge.

Ein Zwischenrang ist aufgrund der gesetzlichen Vorgaben<sup>82</sup> den KWK-Anlagen, die über Ausschreibungsverfahren bezuschlagt wurden, einzuräumen.

Da die NB gemäß § 14 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 sicherstellen müssen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, sind Anlagen, die nur zu einem bestimmten Anteil Erneuerbare Energien i.S.d. § 5 Nr. 14 EEG 2017 einsetzen, nachrangig zu Anlagen aus Gruppe 1 abzuregeln, sofern eine anteilige Abregelung technisch möglich ist und der Anlagenbetreiber gegenüber dem NB den Einsatz nachweisen kann. In denselben Rang finden sich wegen der gesetzlichen Vorgaben<sup>83</sup> nicht hocheffiziente KWK-Anlagen.

Erzeugungsanlagen ohne gesetzlichen Anspruch nehmen hauptsächlich aufgrund ihrer gesetzlich fehlenden Nachrangigkeit gegenüber anderen Anlagen die niedrigsten Ränge ein.

Einen weiteren Aspekt kann die Berücksichtigung von KWK-Anlagen mit einer gekoppelten Wärmeversorgung für die Bevölkerung darstellen. Bei der Leistungsanpassung von KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung sind auch die Gefährdung der Versorgungssicherheit und das Schadenspotential der angeschlossenen Wärmekunden angemessen zu berücksichtigen.

---

<sup>81</sup> Siehe ausführlich zur Herleitung eines Einspeiserankings und in diesem Zusammenhang zur Aufstellung und Gewichtung von Kriterien die Ausführungen in Schöne, Vertragshandbuch Stromwirtschaft (VWEW Energieverlag), Kapitel 5D, Seite 1201 ff.

<sup>82</sup> Siehe oben, unter Punkt 5.2.2.

<sup>83</sup> Siehe oben, unter Punkt 5.2.2.

## 6 Lastreduzierung

Ebenso wie bei der Einspeisereduzierung kann der NB in Fällen der Lastreduzierung die Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit seiner Entscheidung dadurch untermauern, dass er die Lastkunden bereits im Vorfeld in bestimmte Kundengruppen unterteilt, diese mit Kriterien bewertet und daraus bestimmte Abschaltgruppen unterteilt, deren Größe ebenso wie die Länge zuvor errechneter Abschaltintervalle variabel und von Netz zu Netz unterschiedlich sein können.

### 6.1 Abzuschaltende Kunden

Wichtig ist, dass die NB im Fall des § 13 Abs. 2 EnWG im Rahmen des Lastmanagements dazu berechtigt und verpflichtet sind, – neben sämtlichen Stromeinspeisungen und Stromtransiten – „sämtliche Stromabnahmen“ anzupassen oder die Anpassung zu verlangen. § 13 Abs. 2 EnWG sieht somit keinerlei Ausnahme für eine bestimmte Gruppe von Stromabnehmern vor. Es kommen damit grundsätzlich alle Abnehmer für eine solche Maßnahme in Betracht. Einschränkungen können sich allenfalls nach den rechtlichen Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit ergeben<sup>84</sup>.

#### 6.1.1 Nach welchen Kriterien kann eine sachgerechte Einteilung von Kundengruppen erfolgen?

Bei der Ausgestaltung ihres Lastmanagements steht den NB ein Beurteilungsspielraum im Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen sowie in Hinblick auf die abzuschaltenden bzw. anzupassenden Netz- bzw. Lastkunden zu, wobei sie sich an den Zielvorgaben des § 1 Abs. 1 EnWG orientieren können (sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität). Begrenzt ist der Beurteilungsspielraum auch hier durch das Verbot der Diskriminierung und den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz. Die Wahl der Maßnahmen und der davon betroffenen Lastkunden muss daher sachgerecht sein.

Liegen sachliche Gründe vor, die eine Besonderheit bestimmter Kundengruppen rechtfertigen, etwa weil eine Kundenanlage ein erhöhtes Gefahrenpotential aufweist, das sich bei einer Abschaltung realisieren könnte, kann dies im Lastmanagement berücksichtigt werden. Berücksichtigt werden kann aber auch der Umstand, dass bestimmte Kundengruppen, gerade weil sie ein gewisses Gefahrenpotential aufweisen, bereits von sich aus Vorkehrungen treffen oder sogar treffen müssen, um der Gefahr eines Stromausfalls bzw. einer Abregelung vorzubeugen und insofern eine netzunabhängige Eigenversorgung aufgebaut haben. Die Eigenversorgung und die Folgen deren Inanspruchnahme können im jeweiligen Einzelfall jedoch aufgrund verschiedener tatsächlicher Gegebenheiten, aber auch aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben unterschiedlich zu bewerten sein, weswegen eine Betrachtung der jeweiligen spezifischen Besonderheiten im Vorfeld zu empfehlen ist.

Ein weiterer Aspekt in der Einteilung von Kundengruppen kann z.B. auch sein, inwieweit bei der Abschaltung von Teilnetzen (beispielsweise von Mittelspannungsabgängen oder HS/MS-

---

<sup>84</sup> Siehe oben, unter Punkt 3.2.4.

Transformatoren) nicht nur Last-, sondern gleichzeitig auch Erzeugungskunden betroffen wären, denen womöglich sogar eine netzstützende Funktion zukommt. Das Gesetz enthält keine konkreten Vorgaben dazu, ob die Gefährdung oder Störung eher durch eine Lastreduzierung oder eine Einspeiseerhöhung bzw. in einem solchen Fall durch die Beibehaltung der Einspeiseleistung beseitigt werden soll.

In die Erwägungen einzubeziehen sind auch ordnungspolitische Vorgaben, beispielsweise behördliche Havariepläne – soweit vorhanden –, die möglicherweise Regeln für eine kurzfristige und lückenlose Gefahrenbeseitigung enthalten. In diesem Zusammenhang ist es auch ratsam, sich mit der zuständigen Katastrophenschutzbehörde bzw. der Feuerwehr und/oder Polizei auszutauschen.

Letztendlich sind es aber vor allem netztechnische Überlegungen, die ausschlaggebend sind und im Ergebnis dem Ziel dienen müssen, die Situation so schnell wie möglich zu bereinigen. Auch dies ist im Rahmen des Beurteilungsspielraums des NB zu beachten.

Wichtig ist eine entsprechende Vorbereitung und Planung, welche Maßnahmen wem gegenüber zuerst ergriffen werden sollten und wie sich dies mit objektiven Kriterien mit Blick auf die Wirksamkeit der Maßnahme und unter den Gesichtspunkten der Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit begründen lässt. Es empfiehlt sich dabei auch, dies in entsprechenden Anweisungen, Handbüchern etc. unternehmensintern zu dokumentieren und die betroffenen Mitarbeiter hierüber zu informieren, ggf. auch zu schulen. Voraussetzung dafür ist die Bewertung und Einteilung der Einspeise- wie auch der Lastkunden anhand nachvollziehbarer Kriterien in bestimmte Kundengruppen. Hierzu kann ein Informationsaustausch mit den größeren Kunden auch im Vorhinein sinnvoll sein. Entscheidend ist, dass der NB nachweisen kann, sich auf den Eintritt einer etwaigen Gefahrensituation vorbereitet gemacht zu haben. Eine entsprechende Vorplanung wäre ein Indiz dafür, dass eine Abschaltung bei Eintritt einer Gefährdung im Sinne des § 13 Abs. 2 EnWG nicht willkürlich und völlig unüberlegt erfolgte.

Anders als bei der Einspeisereduzierung kann es aber sein, dass dem NB nicht alle relevanten Daten aller Lastkunden bzw. möglicherweise zu berücksichtigende Besonderheiten bekannt sind. Hier kann es ggf. angezeigt sein, sich insbesondere bei größeren oder der Allgemeinheit dienenden Lastkunden beispielsweise über deren Möglichkeiten, sich in einem Notfall selbst mit Strom zu versorgen, zu erkundigen. Auch kann ein solcher Informationsaustausch im Nachhinein ein Indiz dafür sein, dass der NB eine Abschaltung nicht ohne entsprechende Vorkenntnis und Vorbereitung vorgenommen hat. Sinnvoll erscheint es in diesem Zusammenhang auch, solche Kunden darauf hinzuweisen, dass sie den NB über etwaige Änderungen ihrer Bezugs- oder auch ihrer eigenen Notversorgungssituation unterrichten, damit dieser dies in seinen Erwägungen mit einbeziehen kann. Ebenso kann eine im Vorfeld ggf. vorgenommene Abstimmung mit den zuständigen Ordnungsbehörden als Nachweis für ein überlegtes Handeln des NB in der konkreten Krisensituation dienen. Entsprechende Vorplanungen oder Abstimmungen sollten daher dokumentiert werden.

### **6.1.2 Können technische Vereinbarungen mit Lastkunden abgeschlossen werden?**

Soweit dies technisch sinnvoll und diskriminierungsfrei möglich ist, können beispielsweise mit industriellen Großkunden technische Sondervereinbarungen über die Beteiligung am Last-

management getroffen werden (z. B. hinsichtlich Abschaltdauer, Abschaltzeitpunkt und Abschaltleistung). In Analogie zu § 13 Abs. 6 EnWG würden z.B. Vereinbarungen als technisch sinnvoll gelten, bei denen Abschaltungen für eine Mindestlastgröße von 10 MW unverzüglich herbeigeführt werden können.

## 6.2 Beispiel rollierendes Verfahren

Um im Falle zu hoher Netzlasten infolge von Systembilanzstörungen bzw. Erzeugungsmangel die erforderliche Lastreduzierung möglichst diskriminierungsfrei zu gestalten, könnte beispielsweise eine rollierende Lastabschaltung im betroffenen Netzgebiet eine geeignete Methode sein.

Bei nur lokalen Engpässen sieht die VDE-AR-N 4140 allerdings kein rollierendes Verfahren vor. Hierbei müssen zunächst diejenigen Lasten abgeschaltet werden, die am stärksten auf den Engpass wirken<sup>85</sup>. Gibt der vorgelagerte NB im Falle eines lokalen Netzengpasses eine Übergabestelle zum nachgelagerten NB für die Lastabschaltung vor, ist hier eine Sensitivitätsanalyse der abzuschaltenden Lasten – ähnlich der Vorgehensweise beim Einspeisemanagement – durchzuführen, um den geforderten Entlastungsbetrag möglichst effektiv zu erreichen. Der Kunde bzw. die Kundengruppe mit der größten Wirkung auf den Engpass wäre dann eher zu schalten oder bei diesen wäre ein größerer Anteil abzusenken. Ggf. sind hierbei auch Aspekte der erweiterten Sensitivität zu prüfen.

Denkbar wäre jedoch, je Engpass nur eine Abschaltgruppe festzulegen und damit nur mit jedem erneut eintretenden Engpass und nicht innerhalb eines Engpasses zwischen den festgelegten Gruppen zu wechseln.

Wichtig ist in jedem Fall, auch bei der Bildung von Abschaltgruppen, im Vorhinein sachgerechte Kriterien zu bilden<sup>86</sup>.

Die Realisierung eines Lastmanagements auf Basis rollierender Lastabschaltungen erfordert in der Regel:

- die Unterteilung des Netzgebietes eines NB in mehrere Abschaltgruppen,
- die Einrichtung von ausreichend vielen Abschaltgruppen, um eine stufenweise Lastreduzierung in ausreichend kleinen Schritten zu ermöglichen, wobei die einzelnen Abschaltgruppen ähnlich große Leistungswerte aufweisen sollten,
- die Fernsteuerbarkeit der Leistungsschalter, über die die einzelnen Abschaltgruppen ab- und wieder zugeschaltet werden,
- die Fähigkeit des NB, jederzeit (auch nachts und an Wochenenden) handlungsfähig zu sein.

Je nach Größe des Netzgebietes und abhängig von den technischen Gegebenheiten kann die Lastreduzierung entweder durch das rollierende Abschalten von Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren oder durch das rollierende Abschalten von Mittelspannungsabgängen in Umspannwerken erfolgen. Sofern die Ab- und Wiedereinschaltungen nicht

---

<sup>85</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Tabelle 5, Seite 32.

<sup>86</sup> Siehe oben, unter Punkt 6.1.1.

automatisiert durch das Leitsystem erfolgen, müssen entsprechende Abschaltpläne oder -listen in den Netzleitstellen vorgehalten werden. Mit entsprechender Leitsystemunterstützung sind aber auch weitere Konzeptlösungen möglich.

Abhängig von der geforderten Höhe der Lastreduzierung werden bei der rollierenden Lastabschaltung entweder nur eine oder mehrere Abschaltgruppen gleichzeitig abgeschaltet. Werden bei hoher Lastreduzierung mehrere Abschaltgruppen gleichzeitig abgeschaltet, verringert sich die Zeit zwischen zwei Abschaltungen beim einzelnen Netzkunden.

Um auch bei kürzeren Lastreduzierungszeiträumen die Diskriminierungsfreiheit sicherzustellen, müssen die Lastabschaltungen in fortlaufender Reihenfolge der Abschaltgruppen erfolgen, d. h. nach einer Unterbrechung der Lastreduzierungsanforderung muss bei der nächsten Lastreduzierung mit der nächstfolgenden Abschaltgruppe begonnen werden. Die gleiche Abschaltgruppe darf erst dann erneut abgeschaltet werden, wenn alle anderen Abschaltgruppen bereits von einer Abschaltung betroffen waren. Über einen längeren Zeitraum hinweg sind dann alle Abschaltgruppen gleichermaßen von Abschaltungen betroffen.

Eine Option wäre auch die rollierende Abschaltung von Mittelspannungsabgängen oder HS/MS-Transformatoren. So kann etwa bei kleineren NB, deren Netz über Ortsnetzstationen an das Mittelspannungsnetz oder über einzelne Mittelspannungsabgänge an das Umspannwerk eines vorgelagerten NB angeschlossen ist, aus operativen Gründen und wegen der geforderten Diskriminierungsfreiheit der Lastabschaltungen die Integration in das Lastmanagement eines dritten NB eine sinnvolle Lösung darstellen. Hierzu bedarf es jedoch der vorherigen Abstimmung zwischen vor- und nachgelagertem NB, vor allem über die vorgesehenen Schaltzeiten (vertragliche Vereinbarungen sind empfehlenswert).

Denkbar ist aber auch, dass die rollierende Abschaltung von Lastkunden aufgrund spezifischer technischer bzw. organisatorischer Gegebenheiten oder wegen der geringen Größe bzw. Struktur eines Netzgebietes nicht geeignet ist, ein effizientes Lastabschaltmanagement zu ermöglichen. Dies liegt letztlich wiederum in der Einschätzungsprärogative des jeweiligen NB und kann nur im Einzelfall bewertet werden.

Unabhängig von der ausgewählten Methode der Lastabschaltung ist durch den NB sicherzustellen, dass es bei der Verlagerung der Lastabsenkung auf andere Abschaltgruppen nicht zu Leistungssprüngen kommt. Die insgesamt im Netzgebiet abgesenkte Leistungsmenge ist im Moment des Abschaltgruppenwechsels möglichst konstant zu halten. Dies ist realisierbar, indem in den Abschaltgruppen die Trafos bzw. MS-Abgänge einzeln nacheinander und nicht gleichzeitig geschaltet werden.

## 7 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse dient zur Ermittlung der Auswirkungen von Last-/Einspeiseänderungen und Spannungsanpassungsmaßnahmen an einzelnen Netzelementen bzw. Netzknoten<sup>87</sup>. Das Ergebnis dieser Analyse beinhaltet eine Sortierung nach Wirksamkeit der jeweiligen Anpassungsmaßnahmen auf die Netzelemente oder Netzknoten und dient somit der Auswahl der geeignetsten und effektivsten Maßnahmen für das jeweilige Szenario. Dabei empfiehlt sich, bei der Anwendung einen stationären Betriebszustand als Ausgangszustand zu betrachten. Dieses Vorgehen wird von vielen Estimationsverfahren angewendet. Das Festlegen von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten für den Eingriff in Erzeugungsanlagen erscheint dabei sinnvoll.

Bei der Wahl zwischen zwei gleichermaßen geeigneten Maßnahmen muss der NB diejenige auswählen, die geringere Auswirkungen auf den Betrieb der in Summe in Betracht kommenden Anlagen hat. Die Angabe der Wirksamkeit erfolgt mit der sogenannten Sensitivität der einzelnen Anlage auf das Engpasselement (z.B. Trafo oder Leitung). Die Sensitivität ist damit das Verhältnis einer Leistungsänderung an einem beliebigen Punkt bezogen auf ein bestimmtes Zweigelement. Der Stromteilerfaktor beschreibt dabei den Effekt bezogen auf den Verknüpfungspunkt. Anlagen sind entsprechend ihrer Sensitivität (Anlagen mit höherer Sensitivität vor Anlagen mit niedrigerer Sensitivität) in der Einspeisung zu reduzieren. Erst unterhalb der Mindestsensitivität kann ein Netzkunde von entsprechenden Maßnahmen ausgenommen werden.

Die Sensitivitätsanalyse hat vor jeder Anforderung einer Einspeisereduzierung oder Lastregelung bezogen auf einen Netzengpass zu erfolgen. Die Prüfung wird durch eine im Vorfeld einer Maßnahme durchgeführte Betrachtung vereinfacht. Insbesondere bei statischen Strahlen- oder Strangnetzen kann die Ermittlung der Sensitivität einmalig im Vorfeld bzw. bei größeren Änderungen des Netzzustandes erfolgen. Bei dynamischen, vor allem vermaschten Netzen mit sich ändernden Schaltzuständen und Netzzuständen ist eine IT-technische Unterstützung bei der Prüfung und Bestimmung der Sensitivität der Anlagen sinnvoll, wenn nicht faktisch sogar notwendig.

Beispiel:

Wenn der NB insgesamt 5 MW Einspeiseleistung reduzieren möchte/muss und auf den Netzengpass 2 Windparks (WP) mit je 10 MW Einspeiseleistung wirken, muss der NB zunächst die Wirksamkeit der Anlagen auf den Netzengpass berücksichtigen.

Angenommen er würde den WP 1 um 10 MW reduzieren und die Entlastung auf den Engpass würde 5 MW bewirken, hätte der WP 1 eine Wirksamkeit (Sensitivität) von 0,5. Weiterhin wird angenommen, dass der WP 2 bei seiner Reduzierung um 10 MW am Netzengpass eine Entlastung von 4 MW bewirkt.

Der NB hätte also die Entscheidung zu treffen, ob er zur Bewirkung des Reduzierungsziels von 5 MW auf den Engpass den WP 2 um 10 MW reduziert, um eine Entlastung um 4 MW zu bewirken und zusätzlich den WP 1 um 2 MW reduziert, um das dann fehlende 1 MW

---

<sup>87</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Anhang B.

Entlastung zu erzielen oder alternativ zur Sicherstellung der weiterhin größtmöglichen Einspeisung der in Betracht kommenden beiden WP zum Netzengpass nur den WP 1 um 10 MW reduziert und somit das Reduzierungsziel von 5 MW direkt erreicht. Unter Berücksichtigung der Sensitivität darf der NB sich nicht dafür entscheiden, die vermeidbare Reduzierung von 2 MW (am WP 1) anzufordern.

## **7.1 Sensitivitätsanalyse im Rahmen des Einspeisemanagements**

Beim Einspeisemanagement könnte mittels der Sensitivitätsanalyse die Abschaltreihenfolge der Anlagen innerhalb der gesetzlich vorgegebenen Abschaltgruppen (gemäß dem groben Einspeiseranking<sup>88</sup>) gebildet werden, wobei diese sich je nach Engpass (Ort, Art, Umfang etc.) auch jeweils verändern kann.

### **7.1.1 Worin findet die Sensitivitätsanalyse im Rahmen des Einspeisemanagements ihre gesetzliche Grundlage?**

Nach § 14 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 hat der NB bei Regelungen im Rahmen des Einspeisemanagements sicherzustellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

Die gesetzliche Regelung begründet eine zwingende Verpflichtung des NB und damit keine Option eines alternativ zulässigen Verhaltens. Diese Verpflichtung trifft jeden NB, unabhängig von der Spannungsebene und unabhängig davon, ob er der auslösende, der anfordernde oder der ausführende NB ist. Mit der Anforderung von Einspeisereduzierungen nach § 14 EEG 2017 greift der NB in den Betrieb der betroffenen Anlage ein und steuert sie zur Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit. Als sog. Notfallmaßnahme darf der NB dieses gesetzliche Recht nur nutzen, wenn und soweit es notwendig ist, um das Ziel (den sicheren Netzbetrieb) zu erreichen.

Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung ist im Weiteren die Regelung in § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 zu beachten, wonach NB unmittelbar und mittelbar angeschlossene Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements regeln dürfen und müssen. Die Verpflichtung, die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und KWK abzunehmen, betrifft damit sowohl unmittelbar als auch mittelbar angeschlossene Anlagen. Die Sensitivitätsbetrachtung hat damit neben den Anlagen im eigenen Netz (unmittelbar angeschlossene Anlagen) auch die Anlagen in nachgelagerten Netzen (mittelbar angeschlossene Anlagen) zu berücksichtigen. Diese Regelung ist gesamtwirtschaftlich sinnvoll und entspricht anderen Regelungen im EEG 2017, in denen nicht nach dem Eigentum von Anlagen unterschieden wird (z.B. im Rahmen der Bestimmung des gesamtwirtschaftlichen Netzverknüpfungspunktes oder der Zusammenfassung von Anlagen). Um Anlagen in nachgelagerten Netzen hinreichend berücksichtigen zu können, ist der NB darauf angewiesen, dass ihm die Betreiber nachgelagerter Netze regelmäßig (z.B. jährlich und bei wesentlichen Änderungen) zumindest die summierte Einspeiseleistung je Erzeugungsgruppe an den Netzverknüpfungspunkten (Netzüber-

---

<sup>88</sup> Siehe oben, unter Punkt 5.2.2.

gabestellen) der vor- und nachgelagerten Netze mitteilen. Die Aufforderung mittelbar angeschlossener Anlagen würde dann über die Kaskade zum Anschluss-NB erfolgen.

### **7.1.2 Welche Einschränkungen gelten bei der auf Grundlage der Sensitivitätsanalyse folgenden Abschaltung?**

Eingeschränkt wird der Sensitivitätsgrundsatz von den gesetzlichen Prioritäten zur Einspeisereduzierung, die das grobe Einspeisemanagement begründen<sup>89</sup>. Das bedeutet, die Sensitivität wird jeweils nur innerhalb der gleichen Priorität berücksichtigt. Erst wenn alle Anlagen einer niedrigeren Priorität, die auf den Netzengpass wirken, vollständig reduziert wurden, darf eine Einspeisereduzierung in einer höheren Priorität erfolgen.

### **7.1.3 Welche Bedeutung kommt der sog. negativen Sensitivität zu?**

Je nach Lastflussrichtung kann eine Anforderung (z.B. zur Einspeisereduzierung) in Ausnahmefällen auch zur Verstärkung des Netzengpasses führen (negative Sensitivität). Dies kann etwa dann eintreten, wenn die zu regelnde Anlage in Lastflussrichtung hinter dem Netzengpass liegt und die angeforderte Einspeisereduzierung das Netzproblem ausweitet.

Wenn in solchen Sondersituationen nicht der Anschluss-NB, der sein Netz, die dort angeschlossenen Anlagen und die aktuell wirkenden Schaltungen und somit die Lastflussrichtungen kennt, sondern ein Dritter, beispielsweise ein Direktvermarkter ohne Kenntnis der negativen Sensitivität, Regelungen an einer solchen hinter dem Engpass liegenden Anlage vornimmt<sup>90</sup>, sind Fälle einer engpassverstärkenden Wirkung bei einer Einspeisereduzierung aufgrund der negativen Sensitivität nicht sicher auszuschließen. Nimmt in diesem Beispiel der Direktvermarkter die Regelung ohne Kenntnis des Anschluss-NB vor, ist auch keine Gegensteuerung durch eine entsprechende Leistungserhöhung möglich.

Dieser Effekt könnte dadurch vermieden werden, wenn der betroffene Anschluss-NB über alle Leistungsregelungen in seinem Netz informiert wird und solche Regelungen eines Dritten idealerweise auch über den jeweiligen Anschluss-NB gemäß der Kaskade erfolgen.

---

<sup>89</sup> Siehe oben, unter Punkt 5.2.2.

<sup>90</sup> Siehe zu solchen Überlagerungsfällen auch oben, unter Punkt 3.6.3.

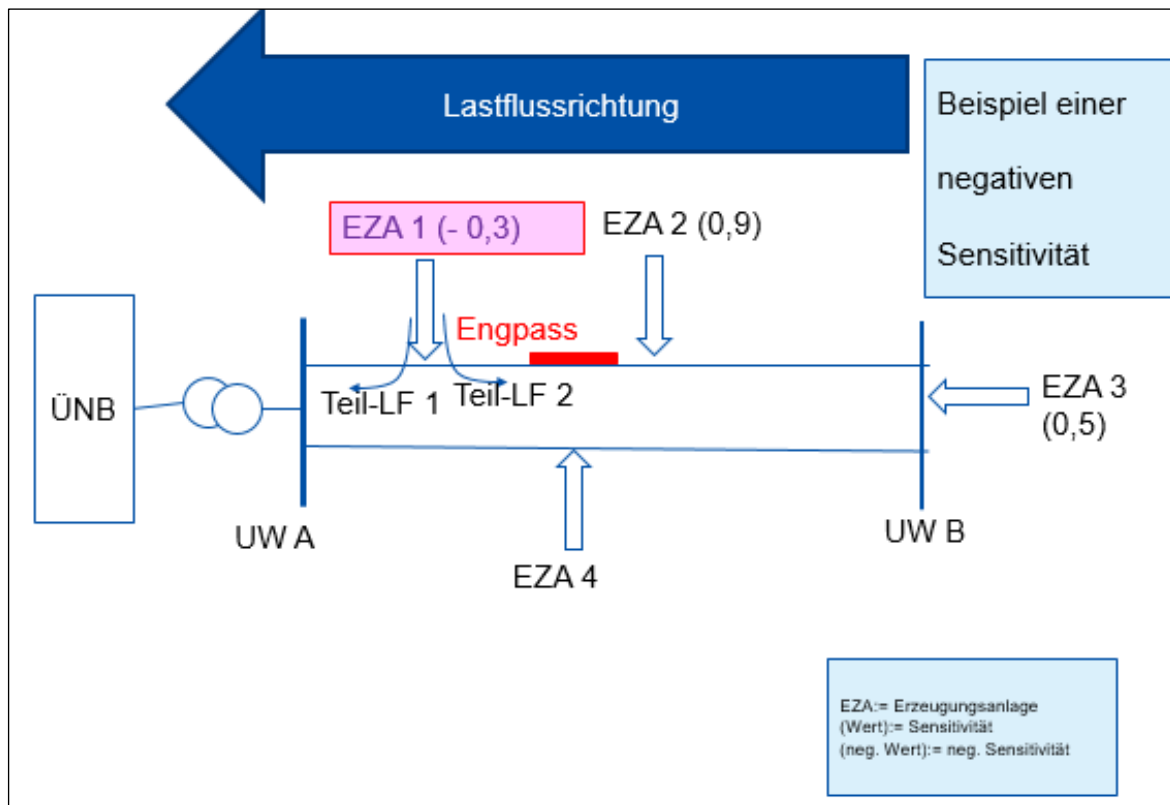


Abbildung 4: Vereinfachtes Beispiel zur Veranschaulichung der negativen Sensitivität, in dem die Erzeugungsanlage (EZA) – was in Einzelfällen vorkommt – nicht am Umspannwerk (UW), sondern an der Leitung angeschlossen ist.

## 7.2 Festlegung von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten

In der VDE-AR-N 4140 wird aufgeführt, dass die Festlegung von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten für den Eingriff in Erzeugungsanlagen sinnvoll ist<sup>91</sup>.

Das Gesetz gibt keine ausdrückliche Mindestsensitivität vor, ab der es als zulässig gelten würde, gar keinen Eingriff in die Einspeisung einer Anlage vorzunehmen. Dies bedeutet aber nicht, dass Eingriffe auch bei geringsten Sensitivitäten gesetzlich gewollt oder gar geschuldet sind. Unter Berücksichtigung des § 1 EnWG hat die Energieversorgung u.a. verbraucherfreundlich, effizient und preisgünstig zu erfolgen. Das wäre sie nicht, wenn große Leistungen geregelt werden, aber nur kleinste Entlastungen eintreten können, obwohl andere Anlagen (z.B. in einer anderen Priorität) mit geringeren Eingriffen zu höheren Entlastungen führen. Dabei geht es nicht um die Sensitivitätsbetrachtung an sich (die immer zu erfolgen hat), sondern nur um den Schwellenwert, ab dem eine Anlage in der Sensitivitätsprüfung erstmalig Berücksichtigung findet.

Schwierig ist allerdings zu bestimmen, bei welcher Sensitivität die Grenze des Geschuldeten zum Unbilligen überschritten wird. Im Zivilrecht (insbesondere im Werkvertragsrecht) und in

<sup>91</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Anhang B, Punkt B 2.

der Praxis üblich ist z.B. eine 10%-Grenze. Im Werkvertragsrecht begründet sie eine erhebliche Abweichung. Eine erhebliche Abweichung ist aber rechtlich nicht gleichzusetzen mit der Überschreitung einer Zumutbarkeitsschwelle. Die begründbare Mindestsensitivität könnte deshalb auch unterhalb der 10 % (also einer Sensitivität von 0,1) liegen.

Schließlich ist im Rahmen der Netz- und Systemsicherheit der Zweck der Regelung zu beachten. Eine Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit kann nur sichergestellt werden, wenn eine ausreichende Zahl von Anlagen vom NB regelbar ist. Eine hohe Mindestsensitivität ist zwar kundenfreundlich, aber nicht zwingend für die Stabilität des betroffenen oder gefährdeten Netzes. Da der NB sein Netz am besten kennt und unterschiedliche Netze auch unterschiedliche Werte zur Stabilität haben können, ist es nachvollziehbar und effizient, den exakten Wert für das einzelne zu prüfende Netz durch den jeweiligen NB festsetzen zu lassen. In der Praxis hat sich eine Mindestsensitivität von 0,05 bewährt.

Bei der Bestimmung der Mindestsensitivität könnte es sich um eine technische Mindestanforderung des NB nach § 19 EnWG handeln. Nach § 19 Abs. 1 EnWG hat der NB die technischen Mindestbedingungen an die Auslegung und den Betrieb von Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung, Verteilernetzen und Anlagen direkt angeschlossener Kunden festzulegen. So könnten die im Netz zur Regelung benötigten Anlagen zur Sicherstellung eines ausreichenden Potentials im Rahmen der Netz- und Systemsicherheit durch die Definition der Mindestsensitivität des NB bestimmt und damit eine technische Mindestanforderung begründet werden. Dann müsste der NB die Mindestsensitivität für das von ihm betriebene Netz im Internet nach den Vorgaben des § 19 EnWG entsprechend veröffentlichen.

Beispiel:

Der NB möchte 4 MW Einspeisereduzierung bewirken und fragt sich, ob er dazu zunächst Anlage 1 mit einer Einspeiseleistung von 2 MW vollständig absenken muss, obwohl sie nur eine Sensitivität von 0,05 besitzt und so nur eine Entlastung von 100 kW bewirkt oder ob er gleich Anlage 2 mit 8 MW Einspeiseleistung und einer Sensitivität von 0,9 (max. Wirksamkeit damit 7.200 kW) auffordern darf, um die Reduzierung von 4 MW zu erzielen (mit einer Reduzierung auf 60 % Einspeiseleistung und damit 4.800 kW).

Der NB ist in dieser Situation ohnehin auf die Reduzierung der Anlage 2 auf 60 % angewiesen, weil die Entlastung durch die Reduzierung der Anlage 1 nur einen sehr geringen Nutzen hat (100 kW).

Je nach der vom NB festgelegten Mindestsensitivität wäre Anlage 1 zu berücksichtigen und damit vollständig in der Einspeisung zu reduzieren oder aufgrund der zu geringen Sensitivität auszulassen. Hier wäre Anlage 1 zu berücksichtigen, wenn der NB zumindest eine Sensitivität von 0,05 fordert.

### **7.3 Erweiterte Sensitivität**

In der VDE-AR-N 4140 wird aufgeführt, dass zur Identifizierung der abzuregelnden Leistung bei einem Netzengpass wegen zu hoher Netzlast nicht mit der einfachen Netzengpassentlas-

tung abgeschlossen werden kann, sondern diese so lange weitergeführt wird, bis eine doppelte Entlastungswirkung bestimmt wurde<sup>92</sup>.

Die erweiterte Sensitivität ist jedoch nicht anwendbar in den Fällen, in denen gesetzlich eine zwingende Reihenfolge zur Abregelung vorgegeben ist, wie unter anderem aufgrund des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 und dem folgend durch das grobe Einspeiseranking<sup>93</sup>. Hier bestimmen in erster Linie die gesetzlich bedingten Abschaltgruppen und erst innerhalb dieser die Sensitivität der Anlage die Abschaltreihenfolge.

Die erweiterte Sensitivität wird vielmehr dort benötigt, wo ein Wechsel der von der Aufforderung betroffenen Netzkunden erfolgen kann und nach Ermessen des NB erfolgen soll. Diese Situation kann etwa dann eintreten, wenn der NB nach § 13 Abs. 2 EnWG Lasten steuern muss, gesetzlich oder behördlich keine Regelungsreihenfolge dafür bestimmt ist und der NB die technischen Gegebenheiten und die Kundeninteressen zu berücksichtigen hat. Zu den zu berücksichtigenden technischen Gegebenheiten zählen die Wirkungsweisen der Verbrauchs- und Notstromanlagen am Netz. In der Praxis hat sich gezeigt, dass diese mit Regelungszeiträumen von ca. 1,5 Stunden schadensfrei arbeiten können und bei längeren Regelungszeiten Gefahren und Schäden für Menschen und Maschinen eintreten können. Um den Grundsatz nach § 1 EnWG (verbraucherfreundlich, effizient und sicher) zu entsprechen, kommt ein Wechsel der von einer Anforderung betroffenen Kunden in Betracht. Dies setzt dann voraus, dass die alternative Gruppe der zu einer Maßnahme aufgeforderten Kunden den gleichen Entlastungsbeitrag leistet. Wenn man unterstellt, dass die erste Gruppe der aufgeforderten Kunden diejenigen waren, die die höchste Sensitivität zur Beseitigung des Regelungserfordernisses hatten, muss die alternativ aufgeforderte Kundengruppe die dann folgende höchste Sensitivität und damit die um das Doppelte erweiterte Sensitivität besitzen.

Beispiel:

Am Engpass im UW A soll eine Last um 24 MW reduziert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, können die Anlagen A und B mit jeweils 10 MW und einer Sensitivität von 0,9 (zusammen 18 MW) sowie die Anlage C mit 10 MW und einer Sensitivität von 0,6 (6 MW) reduziert werden.

Alternativ können unter Einbeziehung der erweiterten Sensitivität auch die Anlagen D und E mit jeweils 20 MW und einer Sensitivität von 0,5 (20 MW) sowie die Anlagen F mit 10 MW und einer Sensitivität von 0,4 (4 MW) reduziert werden. In der Variante 1 hätte der NB 30 MW geregelt und in der Variante 2 schon 50 MW. In beiden Varianten wird das Reduzierungsziel von 24 MW erreicht.

---

<sup>92</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Anhang B, Punkt B 4.

<sup>93</sup> Siehe oben, unter Punkt 5.2.2.

## **Anhang 1: Rechtliche Hinweise zur Haftung der NB untereinander**

Die nachfolgenden Ausführungen sind rein deklaratorischer Art und zielen allein darauf, die Gesetzeslage zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Leitfadens wiederzugeben. Konkrete Haftungsfragen sind stets im Einzelfall zu beurteilen und lassen sich mit den nachfolgenden Hinweisen nicht abschließend beantworten.

Grundsätzlich gilt bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG auch im Verhältnis der NB untereinander, also auch im Rahmen der Kaskade, der Haftungsausschluss des § 13 Abs. 5 EnWG. Liegen die Voraussetzungen für die Kaskade allerdings nicht vor oder treten innerhalb der Kaskade durch einzelne NB verursachte Fehler auf, richtet sich die Haftung der NB untereinander nach den gesetzlichen Regelungen, soweit sie vertraglich nicht zulässigerweise etwas anderes vereinbaren. Abhängig von der jeweiligen Einspeise- und/oder Lastsituation wird es womöglich nicht in allen Fällen in der Praxis gelingen, eine Anweisung eins zu eins umzusetzen. Abweichungen in gewissem Umfang könnten insoweit in Kauf zu nehmen sein. Allerdings ist anzuraten, sich hierüber mit dem jeweils vorgelagerten, im Notfall anfordernden sowie potentiell auslösenden NB im Vorfeld auszutauschen, solche Besonderheiten zu dokumentieren und auch vertraglich abzubilden.

### **1 Haftung des auslösenden bzw. anfordernden NB**

Der auslösende NB haftet gegenüber den nachgelagerten ausführenden NB (auch mehrfach nachgelagerten NB) z. B. dann, wenn er Maßnahmen zur Unterstützung nach § 13 Abs. 2 EnWG (i.V.m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG) von den nachgelagerten NB verlangt, die Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG aber aus ex-ante Sicht (also zum Zeitpunkt der Entscheidung) nicht vorlagen und der auslösende NB seine Sorgfaltspflichten bei der Prüfung der Voraussetzungen verletzt hat. Ein Verschulden kann bei mehrfach nachgelagerten NB auch den die Anforderung des vorgelagerten NB weitergebenden anfordernden NB im Rahmen der Unterstützung nach § 14 Abs. 1c EnWG treffen, soweit er die angeforderte Maßnahme eigenverantwortlich umsetzt und die Fehlerhaftigkeit der Anforderung des auslösenden bzw. anfordernden NB hätte erkennen können, oder wenn er selbst die angeforderte Maßnahme fehlerhaft umsetzt.

In Fällen der Haftung des auslösenden bzw. des anfordernden NB können die nachgelagerten NB eine Freistellung von etwaigen berechtigten Ansprüchen der Marktteilnehmer (VNB, Stromhändler, Bilanzkreisverantwortliche, Betreiber von Erzeugungsanlagen, Letztverbraucher) verlangen.

### **2 Haftung des nachgelagerten ausführenden NB**

Der nachgelagerte ausführende NB haftet gegenüber dem auslösenden bzw. anfordernden NB, wenn er einer den Vorgaben des § 13 Abs. 2 EnWG entsprechenden Aufforderung des anfordernden NB schuldhaft nicht oder in fehlerhafter Weise nachkommt, etwa indem er zu viel oder zu wenig Leistung regelt.

### **3 Unterstützung durch anfordernden NB**

Wird ein ausführender NB auf Schadensersatz in Anspruch genommen, empfiehlt sich folgendes Vorgehen: Der ausführende NB wird den auslösenden und anfordernden NB hierüber informieren. Der auslösende und der anfordernde NB werden den in Anspruch genommenen NB auf dessen Wunsch im Rahmen seiner Möglichkeiten und Eigensorgfalt bei der Abwehr unberechtigter Ansprüche unterstützen. Der nachgelagerte NB, der auslösende NB und der anfordernde NB werden sich hierzu gegenseitig unverzüglich sämtliche erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen.

Der auslösende und der anfordernde NB haben im Falle eines Klageverfahrens gegen den nachgelagerten NB diesen nach bestem Können und Vermögen zu unterstützen. Hierzu kann der betroffenen NB dem auslösenden und dem anfordernden NB ggf. den Streit verkünden.

### **4 Haftung bei vereinbarungsgerechter Umsetzung**

Soweit ein nachgelagerter ausführender NB im Falle einer vertraglichen Absprache trotz vereinbarungsgerechter Umsetzung einer durch den auslösenden bzw. den anfordernden NB zulässigerweise veranlassten Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG durch weiter nachgelagerte oder durch Dritte in Anspruch genommen wird, empfiehlt sich wie folgt vorzugehen: Der nachgelagerte ausführende NB darf sich über Ansprüche nicht ohne vorherige Zustimmung des auslösenden bzw. des anfordernden NB vergleichen, den Anspruch anerkennen oder sich mit dem Anspruchsteller in ähnlicher Weise einigen. Die vorherige Zustimmung ist auch für das Einlegen von Rechtsmitteln erforderlich, soweit nicht das Verstreichen von Rechtsmittelfristen droht. In diesem Fall kann die Zustimmung nachträglich erteilt werden. Der nachgelagerte NB ist auch nicht berechtigt, ohne Zustimmung Versäumnisurteil gegen sich ergehen zu lassen. Andernfalls droht der Verlust der Rückgriffsmöglichkeiten des nachgelagerten NB gegen den auslösenden bzw. anfordernden NB nach den allgemeinen zivilrechtlichen Vorschriften.

## **Anhang 2: Überlagerungsfälle – Rechtliche Einschätzung**

(Erläuterungen zu Punkt 3.6.4)

### **1 Gesetzliche Grundlage**

Nach § 13 EnWG sind die ÜNB und nach § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend auch die VNB für die Netz- und Systemsicherheit ihres Netzes verantwortlich. Damit ist jeder NB verpflichtet, in einer entsprechenden Netzsituation geeignete und notwendige Maßnahmen zu Sicherung bzw. Wiederherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen. Es ist dabei nicht ausgeschlossen und in der Praxis bereits eingetreten, dass sich verschiedene Anforderungen unterschiedlicher NB überschneiden oder gar vollständig überlagern.

Konkrete gesetzliche Regelungen, wie in diesen Überlagerungsfällen generell vorzugehen ist, finden sich weder im EnWG noch im EEG 2017 oder KWKG 2016.

### **2 Bedeutung des § 3 Abs. 3 KWKG**

Lediglich in § 3 Abs. 3 KWKG 2016 wird ein zwischen zwei NB bestehender möglicher Überlagerungsfall angesprochen. Nach § 3 Abs. 3 KWKG 2016 gelten die Regelungen der § 3 Abs. 1 und § 3 Abs. 2 KWKG 2016 nicht, soweit der Betreiber der KWK-Anlage mit dem ÜNB ausnahmsweise unter § 13 Abs. 6a EnWG (power to heat) eine abweichende vertragliche Vereinbarung abschließt. Dies bedeutet, dass eine Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG die generellen Verpflichtungen nach § 3 Abs. 1 und Abs. 2 KWKG 2016 außer Kraft setzt. Nach § 3 Abs. 1 KWKG 2016 besitzt der Anschluss-NB eine vorrangige Abnahmeverpflichtung des KWK-Stroms und der AB eine Verpflichtung zur Teilnahme am Einspeisemanagement nach § 14 EEG. In § 3 Abs. 2 KWKG 2016 ist die nachrangige Abnahmeverpflichtung des KWK-Stroms bei finanzieller Förderung nach den §§ 8a und 8b KWKG 2016 zu sonstigem KWK- und EEG-Strom geregelt. Infolge des Abschlusses einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG fallen diese KWK-Anlagen jedoch lediglich aus der Regelung zur vorrangigen Behandlung des KWK-Stroms heraus, soweit der Anlagenbetreiber sich ggü. dem ÜNB zur Reduzierung seiner Einspeiseleistung verpflichtet hat. Weitere Einschränkungen ergeben sich aus § 3 Abs. 3 KWKG 2016 nicht. Insbesondere fallen die Anlagen nicht aus dem Einspeisemanagement heraus, so dass der Anschluss-NB sie weiterhin für Notfallmaßnahmen heranziehen kann. Durch die in § 13 Abs. 6a EnWG angesprochene Vereinbarung des Anlagenbetreibers mit dem ÜNB wird jedoch eine alternative Nutzung des erzeugten, lokal überschüssigen Stroms ermöglicht.

Eine Gefährdung des Netzes des Anschluss-NB (Überlastung) durch einen Abruf der Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG kann weiterhin zur Notwendigkeit des Eingriffs des Anschluss-NB nach § 13 Abs. 2 EnWG führen, die nach dem Vorrang der Sicherung des lokalen Netzes (nach einem Ausfall des Anschlussnetzes steht die Zusatzlast dem abrufenden ÜNB ebenfalls nicht zur Verfügung) abzuarbeiten ist.

Gleichzeitig hat sich der Gesetzgeber mit der Regelung des § 3 Abs. 3 KWKG 2016, nach dem bei Abschluss des Vertrages nach § 13 Abs. 6a EnWG die Pflicht nach § 3 Abs. 1

KWKG 2016 zur vorrangigen Aufnahme des KWK-Stroms und insoweit auch die §§ 14, 15 EEG 2017 nicht anwendbar sind, dafür entschieden, der Umsetzung einer Regelung nach § 13 Abs. 6a EnWG als spezielle marktbezogene Maßnahme zwischen dem Anlagenbetreiber und dem ÜNB einen generellen Vorrang vor spezifischen Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017, insbesondere auch im Hinblick auf die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2017, zu geben. Dies setzt natürlich voraus, dass die gesetzlichen Voraussetzungen für diese Verträge erfüllt sind, insbesondere sich die betroffene KWK-Anlage mit einer installierten Leistung von 500 kW in einem Netzausbauggebiet nach § 36c Abs. 1 EEG 2017 befindet und der Anschluss-NB Kenntnis von diesem Vertrag hat.

Keinesfalls hat eine Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG zur Folge, dass der Anschluss-NB im Falle eines Netzengpasses seinerseits nicht in die Fahrweise der Anlage nach §§ 14, 15 EEG 2017 eingreifen darf. Die Reichweite der Regelung des § 3 Abs. 3 KWKG 2016 erstreckt sich ausschließlich darauf, dass der Anlagenbetreiber gegenüber dem Anschluss-NB einen Anspruch auf vorrangige Behandlung seines KWK-Stroms nicht geltend machen darf, soweit er sich gegenüber dem ÜNB zur Reduzierung seiner Erzeugung vertraglich verpflichtet hat und dass für den Fall des Abrufes durch den ÜNB auf Basis der Vereinbarung mit dem Anlagenbetreiber nach § 13 Abs. 6a EnWG die einschränkenden Regelungen zur Inanspruchnahme eines Anlagenbetreibers nach § 14 EEG 2017 und die Entschädigungsregelung nach § 15 EEG 2017 keine Anwendung finden.

Eine entsprechende gesetzliche Entscheidung für den Vorrang anderer marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG wie dem Redispatch vor Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG einschließlich dem Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 hat der Gesetzgeber für Überlagerungsfälle nicht getroffen. Demzufolge greifen in der Praxis Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG wie dem Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 in vermarktete Produkte wie Regelleistungen ein und können diese zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit ins Leere laufen lassen. Es fragt sich somit, ob hier eine nicht gewollte Regelungslücke anzunehmen ist, die z.B. entsprechend durch Auslegung zu schließen wäre, oder eine gewollte Entscheidung nur für eine Sonderregelung für Fälle nach § 13 Abs. 6a EnWG. Zur Entscheidung ist der Normzusammenhang und der Sinn und Zweck der Regelungen zu berücksichtigen.

Während der NB alternativlos Notfallmaßnahmen ergreifen muss, bieten die netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG dem NB eine Chance, rechtzeitig Maßnahmen ergreifen zu können, um Notfallmaßnahmen zu verhindern. Der NB, der nach § 13 Abs. 1 EnWG Maßnahmen nutzen möchte, hat ggf. auch Möglichkeiten vergleichbar wirksame Maßnahmen außerhalb des Netzgebietes zu nutzen, in dem der andere NB zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit seines Netzes darauf angewiesen ist, Notfallmaßnahmen zu ergreifen. Das Regelungsbedürfnis des VNB zu Einspeisemanagement-Maßnahmen ist in diesem Fall somit höher als das Regelungsbedürfnis des ÜNB zu marktbezogenen Maßnahmen<sup>94</sup>.

---

<sup>94</sup> vgl. BNetzA-Papier vom 5. April 2017 zur Flexibilität im Stromversorgungssystem.

Zum anderen reduziert sich mit dem Ausschluss bestimmter Anlagen aus dem allgemeinen System zur verpflichtenden Teilnahme am Netzsicherheitsmanagement die Gruppe der Adressaten dieser Regelungen und damit das Potential zur erfolgreichen Umsetzung dieser Notfallmaßnahmen. Im Zweifel nutzt dem geschlossenen Kreis der möglichen Adressanten von Regelungsmaßnahmen in einem Netz eine hohe Fluktuation von großen regelbaren Anlagen nichts, sondern erhöht dort das Risiko eines lokalen Blackouts, das dann auch die nach § 13 Abs. 6a EnWG regelbare Anlage erfassen würde. Um dieses Risiko nicht unnötig zu erhöhen, ist es sinnvoll, die Ausnahmefälle wie § 13 Abs. 6a EnWG zu beschränken.

Schließlich ist zu beachten, dass nach § 13 Abs. 6a Satz 2 Nr. 1 a.E. EnWG in der vertraglichen Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG zu verankern ist, dass die Maßnahmen aufgrund dieser Vereinbarung nur nachrangig zu anderen (geeigneten) marktbezogenen Maßnahmen gezogen werden dürfen und Maßnahmen anderer NB nach §§ 14, 15 EEG 2017 dann ohne Härtefallentschädigung nicht ausschließen.

### **3 Bedeutung der §§ 1 und 2 EnWG**

Wenn spezielle Regelungen die Überlagerungsfälle nicht klären, kann eine Lösung dieser Fälle aus den generellen Regelungen abgeleitet werden. Energieversorgungsunternehmen, zu denen nach § 3 Nr. 18 EnWG neben den Stromhändlern auch die NB zählen, sind nach § 2 Abs. 1 EnWG zu einer Energieversorgung nach § 1 EnWG verpflichtet. Nach § 1 Abs. 1 EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas anzustreben, die zunehmend auf erneuerbare Energien beruht. Nach § 2 Abs. 2 EnWG bleiben die Regelungsmöglichkeiten nach §§ 13, 14 EnWG auch im Rahmen des EEG und KWKG unberührt. Damit kommt der Verantwortung der NB zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit eine besondere Bedeutung zu. Interessen der AB als auch der Händler treten im Kollisionsfall zu Erfordernissen der NB nach §§ 13, 14 EnWG zurück. Dieses ist nachvollziehbar und sinnvoll, weil im Zweifel auch kein AB oder Händler im Netz agieren kann, wenn dieses vom NB nicht gesichert werden konnte und deshalb in einen Blackout gerät.

### **Anhang 3: Mustervereinbarung**

Der Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung ist im Gesetz nicht zwingend vorgesehen. Die Verpflichtung zur Behebung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergibt sich bereits unmittelbar aus den §§ 13 Abs. 2 i.V.m. 14 Abs. 1 EnWG und damit direkt aus dem Gesetz; ebenso die Verpflichtung, im Rahmen einer Kaskade zusammenzuarbeiten, § 14 Abs. 1c EnWG. Vor diesem Hintergrund bedarf es keiner „zusätzlichen“ vertraglichen Regelung, um diese Verpflichtung untereinander zu vereinbaren.

Eine vertragliche Vereinbarung ist jedoch sinnvoll, um die erforderliche Zusammenarbeit der NB innerhalb der Kaskade klar zu regeln, indem insbesondere Fragen des Ablaufs und der Umsetzung angeforderter Maßnahmen, ggf. unter Berücksichtigung von Besonderheiten bei den beteiligten NB geregelt werden. Darüber hinaus kann mit dem Abschluss einer Vereinbarung die Umsetzung der Anforderungen an die im Verkehr erforderliche Sorgfalt der betreffenden NB dokumentiert werden. So gesehen empfiehlt sich der Abschluss eines Vertrages zwischen den in der Kaskade miteinander verbundenen NB nach dem nachfolgenden Muster, das keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt und lediglich Anregungen enthält und daher insbesondere vor dem Hintergrund der spezifischen Netzsituation ggf. weiterer Ergänzungen und individueller Anpassungen durch die Parteien bedarf. Der Mehrwert eines solchen Vertrages liegt dabei nicht nur darin, die gegenseitigen Ansprechpartner zu benennen und sich auf Kommunikationswege und -mittel zu verständigen, sondern auch dazu, Rechtsicherheit und ein gemeinsames Verständnis zu schaffen. Zudem schärft eine Vereinbarung das Bewusstsein bei allen NB für die Bedeutung der Kaskade bei der Behebung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG.

# **Vereinbarung**

## **nach BDEW/VKU-Muster**

**zwischen**

**Muster-VORGELAGERTER NETZBETREIBER GmbH**  
**Muster Straße 1**  
**12345 Musterstadt 1**

- nachfolgend „anfordernder vorgelagerter Netzbetreiber“ genannt -

**und**

**Muster-NACHGELAGERTER NETZBETREIBER GmbH**  
**Muster Straße 2**  
**98765 Musterstadt 2**

- nachfolgend „ausführender nachgelagerter Netzbetreiber“ genannt -

- nachfolgend gemeinsam auch „Vertragspartner“ genannt -

über die Zusammenarbeit bei der Umsetzung der Systemverantwortung  
gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG

## 1. Präambel

Der Leitfaden des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und des Verbands Kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) für die Zusammenarbeit der Stromnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade in der jeweils geltenden Fassung unterstützt die Vertragspartner bei der Vornahme von Maßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung nach den §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG und gibt in Ergänzung sowie als Kommentierung der am 1. Februar 2017 in Kraft getretenen Anwendungsregel des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zur "Kaskadierung von Maßnahmen für die Sicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen" (VDE-AR-N 4140) rechtliche wie regulatorische Hinweise für die jeweils vor- und nachgelagerten Netzbetreiber zur Umsetzung der gesetzlich vorgesehenen Handlungskaskade.

Gegenstand der vorliegenden Vereinbarung sind in Anlehnung an die beiden genannten Dokumente spezifische Regelungen zwischen dem anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber und dem ausführenden nachgelagerten Netzbetreiber zur Umsetzung der operativen und informatorischen Kaskade.

## 2. Unterstützung bei der Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben der §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG

Der anfordernde vorgelagerte Netzbetreiber und der ausführende nachgelagerte Netzbetreiber verpflichten sich, sich bei einer Gefährdung oder Störung der Netzsicherheit oder Systemstabilität gegenseitig zu unterstützen und sich dabei an den Grundsätzen des BDEW-/VKU-Leitfadens zu orientieren<sup>95</sup>.

Der ausführende nachgelagerte Netzbetreiber wird die angeforderten Anpassungsmaßnahmen in seinem Netz eigenverantwortlich durchführen. Er kann sich geeigneter Dienstleister zur Durchführung der angeforderten Anpassungsmaßnahme bedienen. Im Falle von erforderlichen Lastreduzierungen entfällt die Pflicht zur Durchführung eines eigenen Lastabschaltmanagements, wenn der ausführende nachgelagerte Netzbetreiber bei Wahrung der erforderlichen Diskriminierungsfreiheit der Lastabschaltungen in das Lastmanagement des anfordernden vorgelagerten Netzbetreibers integriert ist.

Der ausführende nachgelagerte Netzbetreiber wird den anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber unverzüglich darüber informieren, wenn er eine Anpassungsmaßnahme nicht oder nur teilweise umsetzen kann.

Sofern ein ihm nachgelagerter Netzbetreiber oder Netznutzer den Anforderungen nicht oder nur teilweise nachkommt, wird der anfordernde vorgelagerte Netzbetreiber das entstandene Defizit selbst bzw. durch Maßnahmen in Zusammenarbeit mit seinen – sofern vorhanden – übrigen nachgelagerten Netzbetreibern oder Netznutzern ausgleichen. Dies geschieht jedoch

---

<sup>95</sup> In dem Leitfaden beispielhaft aufgeführte Maßnahmen dienen dem jeweiligen Netzbetreiber als Orientierungshilfe. Soweit nichts Abweichendes vereinbart wird, entscheidet er eigenverantwortlich, ob er im konkreten Einzelfall die beispielhaft aufgeführte oder eine andere Maßnahme in eigener Verantwortung umsetzt.

nur, soweit alternative Maßnahmen möglich sind, und entbindet den seiner Anpassungsanforderung nicht nachgekommenen nachgelagerten Netzbetreiber bzw. Netznutzer – sofern kein Erfüllungshemmnis vorliegt – nicht von seiner Verpflichtung, die Anweisung nach § 13 Abs. 2 EnWG umzusetzen, und den aus der Nichtumsetzung ggf. resultierenden Haftungsfolgen<sup>96</sup>.

### 3. Kommunikationswege

Die Kommunikation im Rahmen der Kaskade zwischen dem anfordernden vorgelagerten und dem ausführenden nachgelagerten Netzbetreiber erfolgt per [E-Mail, Telefon mit Sprachaufzeichnung, Kopplung der Netzleittechniksysteme, fernsteuerbare Anlagen mit GSM Empfänger o.ä.]<sup>97</sup>, wobei die Kommunikation innerhalb der Kaskade sowohl von oben nach unten (anfordernder vorgelagerter Netzbetreiber informiert ausführenden nachgelagerten Netzbetreiber) als auch von unten nach oben (ausführender nachgelagerter Netzbetreiber informiert anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber) erfolgt.

Das Überspringen eines Netzbetreibers in der Kaskade ist bei der Informationsweitergabe auszuschließen. Sofern eine Bestätigung des Eingangs vereinbart wird<sup>98</sup> und der ausführende nachgelagerte Netzbetreiber dem anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber den Eingang der Information nicht bestätigt, ist nach Ziffer 2 Absatz 4 zu verfahren.

Die Anlage 1 zu dieser Vereinbarung enthält die für die Kommunikation zur Verfügung stehenden Kontaktdaten der Vertragspartner. Über die Kontaktdaten ist eine jeweils rund um die Uhr besetzte Stelle – ggf. auch eines Dienstleisters – erreichbar.

### 4. Reaktionszeiten

Über die vereinbarten Kommunikationswege erfolgen die Ankündigung, die Anforderung, die Freigabe und die Aufhebung von Anpassungsmaßnahmen durch den anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber an den ausführenden nachgelagerten Netzbetreiber<sup>99</sup>.

Die Umsetzung einer angeforderten Anpassungsmaßnahme hat innerhalb der Umsetzungszeit bzw. zum auf der Anforderung angegebenen Zeitpunkt zu erfolgen<sup>100</sup>. Die erfolgte Umsetzung der Maßnahme oder ggf. vorhandene Erfüllungshemmnisse teilt der ausführende nachgelagerte Netzbetreiber dem anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber unverzüglich über die vereinbarten Kommunikationswege mit.

Die gleichen Reaktionszeiten gelten bei der Aufhebung von Anpassungsmaßnahmen.

---

<sup>96</sup> Die in Anhang 1 zum Leitfaden beschriebenen Haftungsfolgen können auch vertraglich konkretisiert bzw. zum Ausdruck gebracht werden.

<sup>97</sup> Das Kommunikationsmittel ist zwischen den Vertragspartnern individuell festzulegen.

<sup>98</sup> Die Empfangsbestätigung durch den nachgelagerten Netzbetreiber ist optional und bei Bedarf individuell zu vereinbaren.

<sup>99</sup> Die Empfangsbestätigung durch den nachgelagerten Netzbetreiber ist optional und bei Bedarf individuell zu vereinbaren.

<sup>100</sup> Konkrete Zeiträume enthält die VDE-AR-N 4140.

## 5. Darlegung von Erfüllungshemmnissen

Sollte die Erfüllung der durch den anfordernden vorgelagerten Netzbetreiber angeforderten Anpassungsmaßnahmen nicht oder nur teilweise möglich sein, ist der anfordernde vorgelagerte Netzbetreiber hierüber unverzüglich vom ausführenden nachgelagerten Netzbetreiber telefonisch zu informieren, damit entsprechende alternative Maßnahmen unter Berücksichtigung der konkreten technischen Möglichkeiten ergriffen werden können. Nachfolgend sind die Erfüllungshemmnisse schriftlich unverzüglich detailliert darzulegen. Inhalte sind:

- Benennung der angeforderten Maßnahme
- Grund und Art der Verhinderung
- Umfang der Verhinderung
- Dauer der Verhinderung

## 6. Dokumentation

Die Anpassungsmaßnahmen sind schriftlich oder elektronisch geeignet zu dokumentieren<sup>101</sup>. Alle verschickten Dokumente sind zu archivieren.

## 7. Laufzeit der Vereinbarung

Diese Vereinbarung tritt am [...] in Kraft und wird auf unbestimmte Zeit geschlossen. Sie kann schriftlich mit einer Frist von sechs Monaten gekündigt werden<sup>102</sup>.

Eine Kündigung dieser Vereinbarung aus wichtigem Grund bleibt davon unberührt. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere vor, wenn die entsprechende Vereinbarung des anfordernden vorgelagerten Netzbetreibers mit dem ihm seinerseits vorgelagerten Netzbetreiber beendet wurde.

Die Verpflichtung zur Vorhaltung einer Kommunikationsstruktur im Rahmen der §§ 13 und 14 EnWG bleibt auch im Falle einer Kündigung bestehen.

Änderungskündigungen sind vorab rechtzeitig anzukündigen, um die Umsetzung in der Kaskade zu ermöglichen.

## 8. Salvatorische Klausel

Sollten einzelne Bestimmungen dieser Vereinbarung unwirksam oder undurchführbar sein oder werden oder sollte sich in dieser Vereinbarung eine Regelungslücke herausstellen, so wird die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen der Vereinbarung davon nicht berührt. Die

---

<sup>101</sup> Siehe VDE-AR-N 4140, Seite 51.

<sup>102</sup> Ein Zeitpunkt, zu dem die Kündigung wirksam wird, kann individuell vereinbart werden.

unwirksame Bestimmung ist dann durch eine ihr im rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Ergebnis möglichst gleichkommende wirksame Regelung zu ersetzen. Zur Ausfüllung der Regelungslücke ist eine wirksame Regelung zu vereinbaren, die dem am nächsten kommt, was die Vertragspartner nach Sinn und Zweck dieser Vereinbarung vereinbart hätten, wenn ihnen die Lückenhaftigkeit dieser Vereinbarung bei deren Abschluss bewusst gewesen wäre.

## 9. Rechtsanpassung

Den Vertragspartnern ist bekannt, dass regelmäßig gesetzliche Regelungen des Energiewirtschaftsrechts auf nationaler und europäischer Ebene überarbeitet oder neu eingefügt werden. Die Vertragspartner werden, unabhängig davon, ob eine der dabei vorgenommenen Änderungen oder Ergänzungen bereits heute bekannt sind, Gespräche über eine dadurch ggf. erforderliche Anpassung dieser Vereinbarung aufnehmen.

## 10. Übergangsregelung<sup>103</sup>

Diese Vereinbarung tritt an die Stelle der zwischen den Vertragsparteien am [...] geschlossenen Vereinbarung über die Anwendung des BDEW/VKU-Praxis-Leitfadens für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern.

## 11. Anlagen<sup>104</sup>

Anlage 1: Formblatt: „Kontaktdaten“

Anlage 2: Formblatt „Ankündigung zur Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

Anlage 3: Formblatt „Aufforderung zur Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

Anlage 4: Formblatt „Teilfreigabe zur Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

Anlage 5: Formblatt „Aufhebung der Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

---

<sup>103</sup> Die Übergangsregelung kann entfallen, wenn zwischen den Vertragsparteien bislang keine Vereinbarungen geschlossen wurden.

<sup>104</sup> Die Anlagen 2 bis 5 entsprechen den Mustern in der VDE-AR-N 4140, Anhang E, Seite 62 ff. und werden daher hier nicht erneut zur Verfügung gestellt.

Anlage 6: Formblatt „Information der Betroffenen nach § 13 Abs. 6 EnWG über die Gründe für  
Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG“

Anlage 7: Formblatt „Übermittlung der Stammdaten“<sup>105</sup>

..... , den .....                      ..... , den .....

.....

(anfordernder vorgelagerter Netzbetreiber)

(ausführender nachgelagerter Netzbetreiber)

---

<sup>105</sup> Die Inhalte ergeben sich aus der VDE-AR-N 4140.

**Ansprechpartner BDEW:**

Herr Dr. Sandu-Daniel Kopp  
Telefon: +49 30 300199-1111  
[sandu-daniel.kopp@bdew.de](mailto:sandu-daniel.kopp@bdew.de)

Herr Dr. Michael Koch  
Telefon: +49 30 300199-1530  
[michael.koch@bdew.de](mailto:michael.koch@bdew.de)

**Ansprechpartner VKU:**

Frau Stephanie Risch  
Telefon +49 30 58580-198  
[risch@vku.de](mailto:risch@vku.de)