

## Leitfaden

# Praxis-Leitfaden für unter- stützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern

Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden  
zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß  
§§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG

Berlin, 31. Oktober 2014

Gelöscht: 31

Gelöscht: 3

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

Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin

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

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

Ausgabe ~~3,0~~, ~~31~~, Oktober 201~~4~~

Gelöscht: 2

Gelöscht: 31

Gelöscht: 3

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	5
1 Gegenstand .....	6
2 Rechtliche Grundlagen / Regelwerke .....	7
2.1 Maßnahmen der ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG .....	7
2.2 Maßnahmen der VNB nach § 14 Abs. 1 EnWG .....	7
2.3 Verpflichtung der VNB zur Unterstützung gemäß § 14 Abs. 1c EnWG .....	8
2.4 Systemdienstleistungen / Verantwortungsbereiche .....	8
2.4.1 Frequenzhaltung .....	8
2.4.2 Spannungshaltung .....	8
2.4.3 Versorgungswiederaufbau / Wiederherstellung des Regelbetriebs .....	9
2.4.4 System-/Netzführung .....	9
2.5 Vorrang des <b>§ 11 Abs. 1 EEG 2014</b> und des § 4 Abs. 1 und 3 Satz 2 KWK-G gemäß § 13 Abs. 2a EnWG .....	9
3 Kaskade .....	11
3.1 Prinzip der Kaskadierung .....	12
3.2 Rolle der Netzbetreiber in der Kaskade .....	12
4 Operative Kaskade .....	14
4.1 Anwendungsbereich .....	14
4.2 Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade .....	14
4.2.1 Mögliche Ursachen für Anpassungsmaßnahmen .....	14
4.2.2 Grundsätzliche Handlungsabfolge .....	15
4.2.3 Szenario 1: Lokaler Netzengpass durch zu hohe Einspeisung .....	16
4.2.4 Szenario 2: Systembilanzstörung infolge Einspeiseüberschuss .....	17
4.2.5 Szenario 3: Lokaler Netzengpass durch zu hohe Netzlasten .....	18
4.2.6 Szenario 4: Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel .....	19
4.2.7 Szenario 5: Lokales Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps) .....	20
5 Informativische Kaskade .....	21
5.1 Kommunikationsmittel .....	21
5.2 Kommunikationsprozess .....	21
5.2.1 Vorabankündigung einer Maßnahme .....	22

Gelöscht: § 8 Abs. 1 EEG 2012

5.2.2	Kommunikation während der Umsetzung einer Maßnahme .....	22
5.2.3	Kommunikation bei Beendigung der Maßnahme .....	23
5.2.4	Standardformulare für die Anforderung / Aufhebung der Maßnahme .....	23
5.2.5	Externe Kommunikation .....	23
5.2.6	Stammdatenaustausch .....	23
5.2.7	Betriebsdatenaustausch .....	24
6	Durchführung der operativen Kaskade .....	25
6.1	Einspeisereduzierung .....	25
6.1.1	Einspeiseranking .....	25
6.1.2	Sensitivitätsanalyse .....	27
6.2	Lastreduzierung .....	28
6.2.1	Vorbereitung .....	28
6.2.2	Durchführung .....	29
6.2.3	Information der Netzkunden .....	30
7	Haftung .....	31
7.1	Haftung der Netzbetreiber nach dem EnWG .....	31
	Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 4 Satz 1 EnWG .....	31
7.2	Besonderheiten des EEG <b>2014</b> im Fall einer Überlastung der Netzkapazität .....	32
7.2.1	Grundsatz: Härtefallentschädigung .....	32
7.2.2	Besonderheit: Einhaltung des netztechnisch erforderlichen Minimums .....	33
7.3	Haftung der Netzbetreiber untereinander .....	33
7.3.1	Haftung des anfordernden Netzbetreibers .....	34
7.3.2	Haftung des nachgelagerten Netzbetreibers .....	34
7.3.3	Unterstützung durch anfordernden Netzbetreiber .....	34
7.3.4	Haftung bei vereinbarungsgerechter Umsetzung .....	34
	Anhang 1: Herleitung eines verfeinerten Einspeiserankings .....	35

Gelöscht: 2012

## Abkürzungsverzeichnis

12. BImSchV:	12. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung)
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AtG:	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren
BHKW:	Blockheizkraftwerk
BKV:	Bilanzkreisverantwortlicher
DAKS:	Digitaler Alarm- und Kommunikationsserver
EEG:	Gesetz für den <u>Ausbau Erneuerbarer Energien</u> (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG:	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G:	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
IKW-Prozesswärme:	Erzeugungsanlagen mit nachgelagerten / Industrieprozessen mit BAFA-Zulassung (bzw. Antrag) gemäß KWK-G
NB:	Netzbetreiber
TASE:	Telecontrol Application Service Element (Daten-Protokoll zur Kopplung von Netzleitstellen)
ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber
VNB:	Verteilernetzbetreiber

**Gelöscht:** Vorrang

## 1 Gegenstand

Mit den Regelungen zur Systemverantwortung in den §§ 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat der Gesetzgeber Rahmenbedingungen geschaffen, die es den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erlauben, bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone Maßnahmen zu ergreifen, die der Störung oder Gefährdung der Versorgungssysteme entgegenwirken und deren Sicherheit und Zuverlässigkeit gewährleisten. Gleiches gilt für alle den ÜNB nachgelagerte Verteilernetzbetreiber (VNB) im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihren Netzen verantwortlich sind.

Gegenstand des Leitfadens sind Maßnahmen zur Anpassung sämtlicher Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen an die Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Energieversorgungsnetze gemäß § 13 Abs. 2 EnWG. Um die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und VNB einschließlich der Betreiber weiterer nachgelagerter Verteilungsnetze zu gewährleisten, gilt es die gesetzlichen Vorgaben näher zu beschreiben. Durch eine konkrete Aufgabenverteilung an die jeweils vor- und nachgelagerten Netzbetreiber (NB) und die gegenseitige Unterstützung sollen etwaige Gefährdungen oder Störungen der Versorgungssysteme frühzeitig erkannt und diesen entgegen gewirkt werden.

Beschrieben wird die Zusammenarbeit und das Verhältnis der NB zueinander, mithin das Verhältnis des ÜNB zu einem direkt nachgelagerten VNB sowie das Verhältnis eines vorgelegerten VNB zu einem direkt nachgelagerten VNB und jeweils umgekehrt. Die Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen sollen dabei im Rahmen einer Kaskade erfolgen. Ziel der in diesem Leitfaden enthaltenen Handlungsempfehlungen ist vor allem, die operative Handlungsfähigkeit bei der Vornahme von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durch Abstimmung der NB, insbesondere in zeitkritischen Situationen, zu ermöglichen. Zu diesem Zweck werden die Verantwortlichkeiten sowie die einschlägigen technischen, kaufmännischen und rechtlichen Regeln erläutert.

Dieser Leitfaden kann als Grundlage für eine vertragliche Umsetzung der Kaskade zwischen den Netzbetreibern dienen.

Dem Leitfaden liegen die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung geltenden rechtlichen Vorgaben zugrunde. Deren Änderung kann eine Anpassung und ggf. eine Fortschreibung des Leitfadens erfordern. Erste Anpassungen wurden demgemäß im Oktober 2013 in den Kapiteln 2.1, 6.1.1, 6.1.1.2, 6.2.1, 7.1 sowie im Anhang 1 vorgenommen. [Im Oktober 2014 erfolgte in den Kapiteln 2.5, 4.1, 4.2.1, 6.1.1, 6.1.1.1, 6.1.1.2, 7.2, 7.2.1, 7.2.2 und im Anhang 1 eine weitestgehend redaktionelle Angleichung an die Vorgaben des novellierten EEG 2014.](#)

## 2 Rechtliche Grundlagen / Regelwerke

### 2.1 Maßnahmen der ÜNB nach § 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, d.h. auf allen Netzebenen – ggf. 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 im Übertragungsnetz ist gewährleistet, wenn im Netz die zulässigen technischen Parameter sowie das (n-1)-Kriterium 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, Sicherungsabschmelzung, Defekte an einer Transformatoren- oder Umspannstation) hervorrufen könnten.

Bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen sind nach § 13 Abs. 2 Satz 2 EnWG insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler soweit möglich vorab zu informieren.

§ 13 Abs. 2 EnWG stellt damit die Grundlage für durchgreifende Eilmaßnahmen des ÜNB dar, die ihm einen Beurteilungsspielraum im Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen zubilligt und hinter denen vertragliche Verpflichtungen bis zur Beseitigung der Störung oder Gefährdung zurücktreten. Bezüglich der Auswahl der Maßnahmen muss sich der ÜNB wiederum an den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG, insbesondere der Sicherheit der Energieversorgungsnetze orientieren. Der Beurteilungsspielraum des ÜNB ist durch das Verbot der Diskriminierung und den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz mit dem Ziel des geringstmöglichen Eingriffes begrenzt.

Über die Gründe von durchgeführten Anpassungsmaßnahmen sind die hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren. Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe zu belegen.

### 2.2 Maßnahmen der VNB nach § 14 Abs. 1 EnWG

§ 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.

### **2.3 Verpflichtung der VNB zur Unterstützung gemäß § 14 Abs. 1c EnWG**

Parallel dazu 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.

### **2.4 Systemdienstleistungen / Verantwortungsbereiche**

Der Umfang und die Zuständigkeiten für die Systemdienstleistungen sind im TransmissionCode 2007 (Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007) und im DistributionCode 2007 (Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, Version 1.1, August 2007) in ihrer jeweils geltenden Fassung geregelt.

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die NB für die Anschlussnehmer/Anschlussnutzer einschließlich der Betreiber von Erzeugungsanlagen zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.

Die Zuständigkeiten für die verschiedenen Systemdienstleistungen sind zwischen den ÜNB und VNB der verschiedenen Netzebenen klar aufgeteilt.

#### **2.4.1 Frequenzhaltung**

Die Systemdienstleistung "Frequenzhaltung" ist Aufgabe des zuständigen ÜNB im Rahmen seiner Verantwortung für die Regelzone. Zum Zweck der Frequenzhaltung setzen die ÜNB Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung entsprechend den Regeln des ENTSO-E Operation Handbook ein und halten dazu nach den Vorgaben von § 22 EnWG beschaffte Regelleistung im Rahmen ihrer Systemverantwortung vor.

#### **2.4.2 Spannungshaltung**

Die Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ ist unabdingbarer Bestandteil der Maßnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung, für die der zuständige NB die Verantwortung trägt. An der Spannungshaltung beteiligt sind unter Koordination des zuständigen NB das jeweilige Netz, die Betreiber der Stromerzeugungsanlagen, die am Netz angeschlossenen Letztverbraucher und die Betreiber nachgelagerter Netze (auch Betreiber geschlossener Verteilernetze). Zur Spannungshaltung in den Übertragungsnetzen sind darüber hinaus die synchron verbundenen Übertragungsnetze und die angeschlossenen Verteilernetze beteiligt.

Den NB stehen zur Spannungshaltung unter anderem Erzeugungsanlagen, Blindleistungskompensationsanlagen, die Stufung von Transformatoren und die Änderung der Netztopologie zur Verfügung.



### 2.4.3 Versorgungswiederaufbau / Wiederherstellung des Regelbetriebs

Die ÜNB koordinieren im Rahmen ihrer Systemverantwortung die Wiederherstellung der Stromversorgung in den von ihnen betriebenen Netzen nach Störungen und Eingriffen ggf. in Zusammenarbeit mit benachbarten ÜNB bzw. den nachgelagerten VNB sowie Betreibern von Stromerzeugungseinheiten.

Die NB sind im Rahmen ihrer Verantwortung für einen zuverlässigen Betrieb ihrer Netze verpflichtet, Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zur Wiederherstellung des Regelbetriebes nach Störungen bzw. Krisen zu erstellen. Soweit erforderlich, sind diese mit anderen NB abzustimmen.

### 2.4.4 System-/Netzführung

Die System-/Netzführung wird vom NB seiner Zuständigkeit entsprechend in seinem Netzgebiet durchgeführt.

Die Aufgaben der System-/Netzführung sind:

- die Überwachung bzw. Einhaltung der Betriebsparameter Strom, Spannung und Frequenz (Letzteres erfolgt durch ÜNB)
- die Überwachung der Betriebsmittelzustände
- die Steuerung des Schaltzustands
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung
- die Durchführung des Einspeisemanagement nach dem EEG
- die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen nach dem EnWG
- der Netzwiederaufbau nach Störungen.

### 2.5 Vorrang des § 11 Abs. 1 EEG 2014 und des § 4 Abs. 1 und 3 Satz 2 KWK-G gemäß § 13 Abs. 2a EnWG

Bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sind gemäß § 13 Abs. 2a Satz 1 EnWG die Verpflichtungen nach § 11 Abs. 1 EEG 2014 und nach § 4 Abs. 1 und 3 Satz 2 KWK-G einzuhalten. Nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 sind die NB vorbehaltlich des § 14 EEG 2014 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Hierzu gleichrangig sind die NB nach § 4 Abs. 1 Satz 1 KWK-G verpflichtet, in KWK-Anlagen erzeugten KWK-Strom vorrangig abzunehmen. Der Vorrang für EEG- und KWK-Strom gilt auch im Rahmen der operativen Kaskade (siehe zu operativen Kaskade Kapitel 4). Die in die Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG involvierten NB müssen in jeder Ebene die vorrangige Abnahme von EEG- und KWK-Strom auch in solchen Gefährdungs- und Störungssituationen gewährleisten.

Beruhet die Gefährdung oder Störung auf einer Überlastung der Netzkapazität, so sind im Rahmen von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gemäß § 13 Abs. 2a Satz 3 EnWG die speziellen Anforderungen nach den §§ 14 und 15 EEG 2014 einzuhalten. In § 14 EEG 2014 sind die Voraussetzungen für das EEG-Einspeisemanagement geregelt. § 15 EEG 2014 sieht

Gelöscht: § 8 Abs. 1 EEG 2012

Gelöscht: § 8 Abs. 1 EEG 2012

Gelöscht: § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012

Gelöscht: § 11 EEG 2012

Gelöscht: §§ 11 und 12 EEG 2012

Gelöscht: § 11 EEG 2012

Gelöscht: § 12 EEG 2012

eine Härtefallentschädigung für die EEG- und KWK-Anlagenbetreiber im Fall der Herabregelung vor. Zur Umsetzung des Einspeisemanagements gemäß **§§ 14 und 15 EEG 2014** sind ergänzend zu diesem Leitfaden auch die Ausführungen in den BDEW-Umsetzungshilfen zum EEG und KWK-G zu beachten.

Gelöscht: §§ 11 und 12 EEG 2012

Soweit die Einhaltung der vorrangigen Abnahmepflicht von EEG- und KWK- Strom oder die Einhaltung der Voraussetzungen des Einspeisemanagements nach **§ 14 EEG 2014** die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde, kann gemäß § 13 Abs. 2a Satz 4 EnWG ausnahmsweise von ihnen abgewichen werden. Ein solcher Ausnahmefall liegt gemäß § 13 Abs. 2a 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 2014** und des § 4 Abs. 1 KWK-G 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 unterziehen 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.

Gelöscht: § 11 EEG 2012

Gelöscht: § 8 Abs. 1 EEG 2012

Solche Ausnahmen nach § 13 Abs. 2a Satz 4 und 5 EnWG sind gemäß § 13 Abs. 2a Satz 6 EnWG der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen und die besonderen Gründe nachzuweisen.

### 3 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. Der NB stellt mit Unterstützung seiner nachgelagerten NB die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems mit den geringstmöglichen Eingriffen wieder her. Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen, beginnend im Netz, in dem die Gefährdung oder Störung vorliegt.

Die operative Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen durch die nachgelagerten 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 in Abbildung 1 dargestellt.

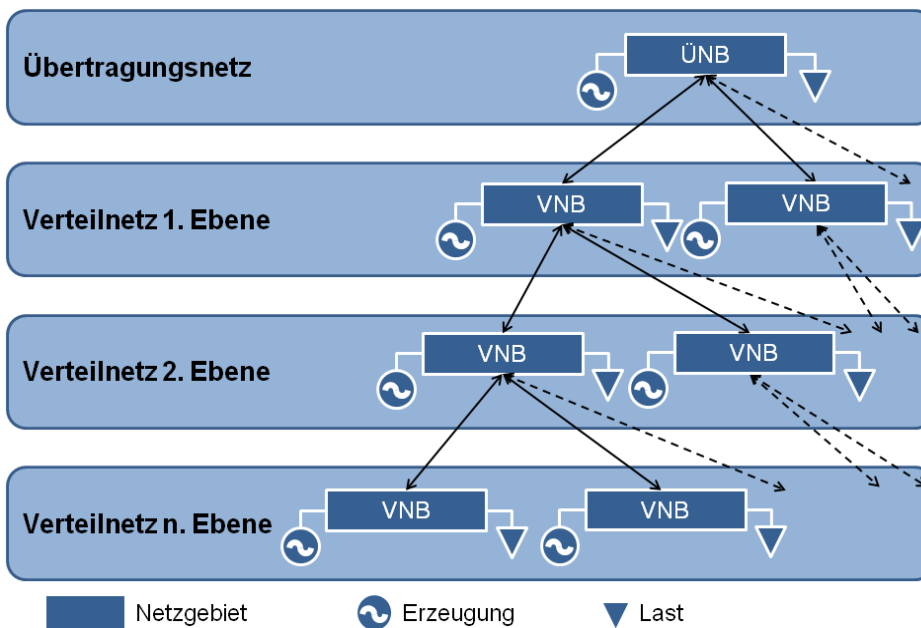


Abbildung 1: Allgemeines Prinzip der Kaskadierung

### 3.1 Prinzip der Kaskadierung

Sofern ein NB Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems bereits im Vorfeld erkennt, 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 erforderlichen Anpassungsmaßnahmen des anfordernden NB vorzubereiten und schließlich durchführen zu können, sind im Vorfeld Daten bzw. Informationen zwischen den in der Kaskade verbundenen NB auszutauschen. Dabei erfolgt der Austausch im Rahmen der informatorischen Kaskade gemäß Kapitel 5.

Im Fall operativer Anpassungsmaßnahmen ermittelt zunächst der anfordernde NB den operativ erforderlichen Anpassungsbedarf für alle ihm direkt in der Kaskade nachgelagerten NB. Anschließend wird dieser an die jeweils direkt nachgelagerten NB innerhalb der operativen Kaskade weitergegeben.

Dieser Prozess wird bis zur untersten letzten Ebene der Kaskade fortgeführt. Gleichzeitig hat mit der Weitergabe der Anforderungen die Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen in den jeweiligen Netzen zu erfolgen. Die konkreten Abläufe zwischen den NB sind innerhalb der operativen Kaskade gemäß Kapitel 4 geregelt.

Sowohl innerhalb der operativen Kaskade (Kapitel 4) als auch innerhalb der informatorischen Kaskade (Kapitel 5) erfolgen die Weitergabe der Daten bzw. Informationen sowie die Anforderung von Anpassungsmaßnahmen auf Veranlassung des anfordernden NB. Die NB werden sich zum Zwecke der vollständigen Umsetzung der Kaskade unterstützen.

Die Abläufe sowie die Informations- und Handlungsbeziehungen werden zwischen den direkt verbundenen NB bilateral vereinbart. Die Umsetzung gegenüber Letztverbrauchern und Erzeugern ist Sache des jeweiligen NB.

### 3.2 Rolle der Netzbetreiber in der Kaskade

Grundsätzlich ist jeder NB gesetzlich dazu verpflichtet, seine Aufgabe im Rahmen der Systemverantwortung zu erfüllen. Diese Aufgabenerfüllung erfolgt regelmäßig in eigener Verantwortung.

Die Verantwortung des anfordernden NB erstreckt sich dabei auf

- die Ermittlung des operativ erforderlichen Anpassungsbedarfs im eigenen Netz und im Netz der ihm in der Kaskade nachgelagerten NB,
- die Weitergabe der Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB sowie
- die Umsetzung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen in seinem eigenen Netz.

Die Verantwortung des nachgelagerten NB bezieht sich auf

- die Umsetzung der an ihn gerichteten Anforderung des anfordernden, vorgelagerten NB in seinem eigenen Netz und
- die Weitergabe der Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB.

Das bedeutet, der nachgelagerte NB unterstützt den anfordernden NB bei der Erfüllung dessen gesetzlicher Verpflichtung im Rahmen der Systemverantwortung durch eigenverantwortliche Entscheidungen. Sein Entscheidungsspielraum beschränkt sich hierbei allerdings auf das „Wie“ der Umsetzung, auf die Wahl der in seinem Netz erforderlichen Maßnahmen. Dass der nachgelagerte NB tätig werden muss, das „Ob“ bezüglich eigener Maßnahmen, ergibt sich aus seiner gesetzlichen Verpflichtung (siehe dazu Kapitel 2.3).

Abweichend hiervon wäre es möglich, dass der nachgelagerte NB nur als Bote handelt, indem er lediglich Anweisungen des anfordernden NB unverändert an Netzkunden übermittelt. Dies ist allerdings nur in Fällen möglich, in denen der anfordernde NB dies wünscht. Überdies bedürfte das Auftreten lediglich als Bote einer vertraglichen Vereinbarung der beteiligten NB.

## 4 Operative Kaskade

### 4.1 Anwendungsbereich

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 2014 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, 1a und 4a i. V. m. § 14 Abs. 1 und 1c EnWG ausgeschöpft sind. Die Abgrenzung der wichtigsten Anwendungsfälle wird in Abbildung 2 aufgezeigt.

Gelöscht: § 11 EEG 2012

### 4.2 Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade

#### 4.2.1 Mögliche Ursachen für Anpassungsmaßnahmen

Gefährdungen oder Störungen des Elektrizitätsversorgungssystems können verschiedene Ursachen haben, auf die mit individuellen Lösungsansätzen reagiert werden muss. Dieser Praxis-Leitfaden beschreibt die Vorgehensweise bei den hier dargestellten Szenarien, wenn in der letzten Eskalationsstufe Anpassungsmaßnahmen erforderlich sind.

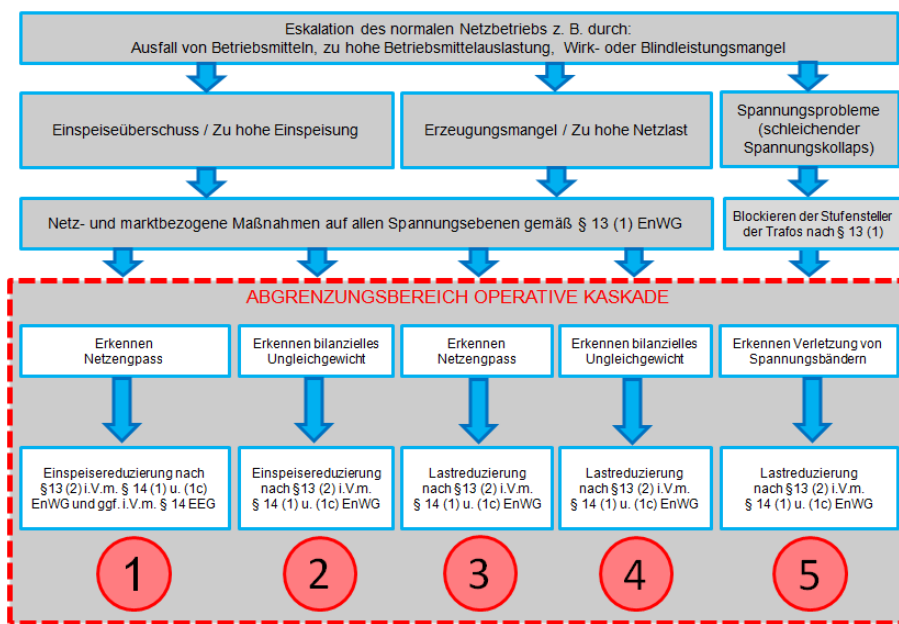
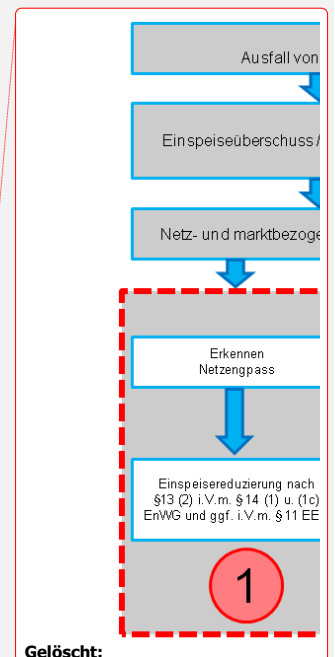


Abbildung 2: Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade



Gelöscht:

Insgesamt ergeben sich 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 (vgl. Kapitel 2.4.1 zur Frequenzhaltung).  
Die Fälle 1, 3 und 5 können sowohl vom ÜNB als auch vom VNB ausgelöst werden.

Die fünf im Folgenden betrachteten Szenarien lauten demnach:

1. Lokaler Netzengpass durch zu hohe Einspeisung
2. Systembilanzstörung infolge Einspeiseüberschuss
3. Lokaler Netzengpass durch zu hohe Netzlasten
4. Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel
5. Lokales Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps)

#### 4.2.2 Grundsätzliche Handlungsabfolge

Die konkreten Handlungsabfolgen gemäß den Kapiteln 4.2.3 bis 4.2.7 bestehen aus jeweils sieben Schritten. Diese sieben im Rahmen der operativen Kaskade zu durchlaufenden Schritte sind in ihrem zeitlichen Ablauf in Abbildung 3 dargestellt. Der Abbildung ist außerdem die Einbeziehung der nachgelagerten NB in die einzelnen Handlungsschritte zu entnehmen. Es ist ersichtlich, dass lediglich die Problemerkennung im ersten Schritt der Handlungsabfolge auf einen NB beschränkt ist. Alle weiteren Schritte bedürfen einer koordinierten Vorgehensweise unter Berücksichtigung der jeweils nachgelagerten betroffenen NB.

Soweit möglich, ist der nachgelagerte NB gemäß Kapitel 5.2.1 vorab zu informieren.

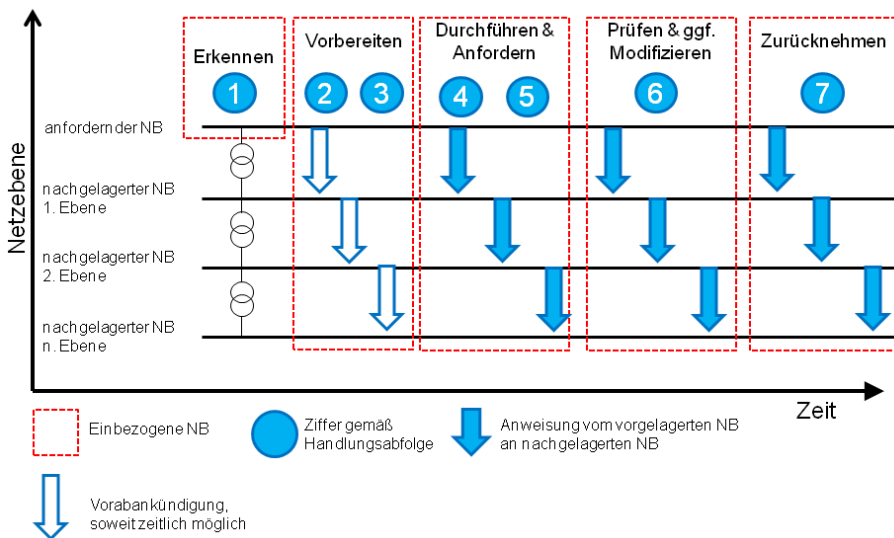


Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf der Handlungsabfolge im Rahmen der operativen Kaskade

#### 4.2.3 Szenario 1: Lokaler Netzengpass durch zu hohe Einspeisung

Ablauf:

- 1) Der **vorgelagerte NB** erkennt einen lokalen Netzengpass im eigenen Netz aufgrund zu hoher Einspeisung von Erzeugungsanlagen.

*Soweit möglich, ist der nachgelagerte NB gemäß Kapitel 5.2.1 vorab zu informieren.*

- 2) Der **vorgelagerte NB** bestimmt Höhe und ggf. Zeitdauer der erforderlichen Einspeisereduzierung (als Leistungswert) zur Beseitigung des Netzengpasses.
- 3) Der **vorgelagerte NB** ermittelt notwendige Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung sowohl von Erzeugungsanlagen, die im eigenen Netz angeschlossen sind, als auch von Einspeiseleistung, die über Übergabestellen vom **nachgelagerten NB** in das eigene Netz wirken. Grundlage hierfür sollte eine Sensitivitätsanalyse gemäß Kapitel 6.1.2 unter Berücksichtigung eines Einspeiserankings gemäß Kapitel 6.1.1 sein.
- 4) Der **vorgelagerte NB** führt die erforderliche Reduzierung der Einspeiseleistung in seinem Netz durch und verlangt Anpassungsmaßnahmen vom **nachgelagerten NB**, jeweils unter Angabe der betroffenen Übergabestelle(n) sowie von Anfangszeitpunkt, Umfang und ggf. Dauer der Reduzierung. Die Umsetzung der Reduzierung sollte dabei unverzüglich und innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens erfolgen.
- 5) In Analogie zu den Ziffern 3 und 4 erfolgt die Umsetzung auf den nachgelagerten Netzebenen.
- 6) Der **vorgelagerte NB** überprüft die Wirksamkeit der Maßnahmen und fordert ggf. eine Modifikation der eingeleiteten Maßnahmen (weitere Einspeisereduzierung oder teilweise Rücknahme der Reduzierung) an.
- 7) Sobald der **vorgelagerte NB** feststellt, dass die Ursachen für den lokalen Netzengpass beseitigt sind, werden die Anpassungsmaßnahmen vom **vorgelagerten NB** über die gleiche Kaskade zurückgenommen.



#### 4.2.4 Szenario 2: Systembilanzstörung infolge Einspeiseüberschuss

Ablauf:

- 1) Der **vorgelagerte NB** erkennt eine Systembilanzstörung aufgrund von Einspeiseüberschuss mit potenzieller Gefährdung der Systemstabilität.

*Soweit möglich, ist der nachgelagerte NB gemäß Kapitel 5.2.1 vorab zu informieren.*

- 2) Der **vorgelagerte NB** bestimmt die Höhe und ggf. Zeitdauer der erforderlichen Einspeisereduzierung von Erzeugungsanlagen (als Leistungswert oder als Prozentwert einer zu vereinbarenden Bezugsgröße) in seiner Regelzone zur Beseitigung der Systembilanzstörung.
- 3) Der **vorgelagerte NB** ermittelt notwendige Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung sowohl von Erzeugungsanlagen, die im eigenen Netz angeschlossen sind, als auch von Einspeiseleistungen, die über Übergabestellen vom **nachgelagerten NB** in das eigene Netz wirken. Grundlage hierfür sollte ein Einspeiseranking gemäß Kapitel 6.1.1 sein.
- 4) Der **vorgelagerte NB** führt die erforderliche Reduzierung der Einspeiseleistung in seinem Netz durch und verlangt Anpassungsmaßnahmen vom **nachgelagerten NB**, jeweils unter Angabe von Anfangszeitpunkt, Umfang und ggf. Dauer der Reduzierung. Die Umsetzung der Reduzierung sollte dabei unverzüglich und innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens erfolgen.
- 5) In Analogie zu den Ziffern 3 und 4 erfolgt die Umsetzung auf den nachgelagerten Netzebenen.
- 6) Der **vorgelagerte NB** überprüft die Wirksamkeit der Maßnahmen und fordert ggf. eine Modifikation der eingeleiteten Maßnahmen (weitere Einspeisereduzierung oder teilweise Rücknahme der Reduzierung) an.
- 7) Sobald der **vorgelagerte NB** feststellt, dass die Ursachen für die Systembilanzstörung beseitigt sind, werden die Anpassungsmaßnahmen vom **vorgelagerten NB** über die gleiche Kaskade zurückgenommen.

#### 4.2.5 Szenario 3: Lokaler Netzengpass durch zu hohe Netzlasten

Ablauf:

- 1) Der **vorgelagerte NB** erkennt einen lokalen Netzengpass aufgrund zu hoher Netzlasten im eigenen Netz.

*Soweit möglich, ist der nachgelagerte NB gemäß Kapitel 5.2.1 vorab zu informieren.*

- 2) Der **vorgelagerte NB** bestimmt Höhe und ggf. Zeitdauer der erforderlichen Lastreduzierung (als Leistungswert) zur Beseitigung des Netzengpasses.
- 3) Der **vorgelagerte NB** ermittelt auf Basis einer Sensitivitätsanalyse notwendige Maßnahmen zur Lastreduzierung und teilt diese entsprechend auf die betroffenen direkt an sein Netz angeschlossenen Letztverbraucher und auf die betroffenen Übergabestellen zum **nachgelagerten NB** auf.
- 4) Der **vorgelagerte NB** führt die erforderliche Lastreduzierung in seinem eigenen Netz durch und verlangt entsprechende Anpassungsmaßnahmen vom **nachgelagerten NB**, jeweils unter Angabe der betroffenen Übergabestelle(n) sowie Anfangszeitpunkt, Umfang und ggf. Dauer der Reduzierung. Die Umsetzung der Reduzierung sollte dabei unverzüglich und innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens erfolgen.
- 5) In Analogie zu den Ziffern 3 und 4 erfolgt die Umsetzung auf den nachgelagerten Netzebenen.
- 6) Der **vorgelagerte NB** überprüft die Wirksamkeit der Maßnahmen und fordert ggf. weitere Maßnahmen (weitere Lastreduzierung oder teilweise Rücknahme der Reduzierung) an.
- 7) Sobald der **vorgelagerte NB** feststellt, dass die Ursachen für den lokalen Netzengpass beseitigt sind, werden die Anpassungsmaßnahmen vom **vorgelagerten NB** über die gleiche Kaskade zurückgenommen.

#### 4.2.6 Szenario 4: Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel

Ablauf:

- 1) Der **vorgelagerte NB** erkennt eine Systembilanzstörung aufgrund von Erzeugungsmangel mit Gefährdung der Systemstabilität.

*Soweit möglich, ist der nachgelagerte NB gemäß Kapitel 5.2.1 vorab zu informieren.*

- 2) Der **vorgelagerte NB** bestimmt Höhe und ggf. Zeitdauer der erforderlichen Lastreduzierung (als Leistungswert oder als Prozentwert einer zu vereinbarenden Bezugsgröße) in seiner Regelzone zur Beseitigung der Systembilanzstörung.
- 3) Der **vorgelagerte NB** teilt die ermittelte Lastreduzierung auf die direkt an sein Netz angeschlossenen Letztverbraucher und **nachgelagerten NB** auf.
- 4) Der **vorgelagerte NB** führt die erforderliche Lastreduzierung in seinem eigenen Netz durch, indem er die direkt an sein Netz angeschlossenen Netzkunden und die **nachgelagerten NB** anweist, eine entsprechende Lastreduzierung durchzuführen. Grundlage für die Realisierung der Lastreduzierung bildet ein einsatzbereites Lastabschaltmanagement, wie beispielhaft in Kapitel 6.2 beschrieben. Die Umsetzung der Reduzierung sollte dabei unverzüglich und innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens erfolgen.
- 5) In Analogie zu den Ziffern 3 und 4 erfolgt die Umsetzung auf den nachgelagerten Netzebenen.
- 6) Der **vorgelagerte NB** überprüft die Wirksamkeit der Maßnahmen und fordert ggf. weitere Maßnahmen (weitere Lastreduzierung oder teilweise Rücknahme der Lastreduzierung) an.
- 7) Sobald der **vorgelagerte NB** feststellt, dass die Ursachen für die Systembilanzstörung beseitigt sind, werden die Anpassungsmaßnahmen vom **vorgelagerten NB** über die gleiche Kaskade zurückgenommen.

#### 4.2.7 Szenario 5: Lokales Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps)

Ablauf:

- 1) Der **vorgelagerte NB** erkennt ein lokales Spannungsproblem im eigenen Netz mit Gefährdung der Systemstabilität.

*Soweit möglich, ist der nachgelagerte NB gemäß Kapitel 5.2.1 vorab zu informieren.*

- 2) Der **vorgelagerte NB** bestimmt das Gebiet für erforderliche Maßnahmen.
- 3) Der **vorgelagerte NB** legt fest, dass die Stufensteller der HöS/HS- und HS/MS-Transformatoren blockiert werden (Ausschalten der automatischen Spannungsregler).
- 4) Der **vorgelagerte NB** führt die Blockierung der Stufensteller der Transformatoren in seinem Netz durch und verlangt von den betroffenen **nachgelagerten NB** das Blockieren der Stufensteller der Transformatoren in den entsprechenden 110-kV- und unterlagerten Netzgruppen.
- 5) In Analogie zu Ziffer 4 erfolgt die Umsetzung auf den nachgelagerten Netzebenen.
- 6) Der **vorgelagerte NB** überprüft die Wirksamkeit der Maßnahmen und fordert ggf. weitere Maßnahmen oder die Rücknahme der Maßnahme an.  
Wenn sich das Spannungsniveau im Verantwortungsbereich des **nachgelagerten NB** kritischen Werten nähert, wird dieser den **vorgelagerten NB** informieren und das weitere Vorgehen (z. B. Aufhebung der Stufensteller-Blockierung) mit ihm abstimmen. Können die Spannungsgrenzen nicht eingehalten werden, ist es ggf. notwendig, Lasten im Netz des **vorgelagerten NB** bzw. in den Netzen der **nachgelagerten NB** zur Spannungshaltung abzuschalten.
- 7) Sobald der **vorgelagerte NB** feststellt, dass die Ursachen für das lokale Spannungsproblem im eigenen Netz beseitigt sind, werden die Anpassungsmaßnahmen vom **vorgelagerten NB** schrittweise – in Abstimmung mit den **nachgelagerten NB** – über die gleiche Kaskade zurückgenommen.

Hinweis:

Die beschriebenen Handlungsschritte 2 und 3 können auch Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG beinhalten. Der Handlungsschritt 6 erfolgt in jedem Fall gemäß § 13 Abs. 2 EnWG.

Im Anwendungsfall erfolgt der Einsatz der Maßnahmen fließend und zeitnah, um ein weiteres Absinken der Spannung zu verhindern. Aus diesem Grund skizziert die Handlungsabfolge den Übergang von netzbezogenen Maßnahmen bis hin zu Anpassungsmaßnahmen.

Sollten die netzbezogenen Maßnahmen nicht die benötigte Wirkung erzielen, so bleibt als letztes Mittel nur noch die kontrollierte Netzentlastung durch manuellen oder automatischen spannungsabhängigen Lastabwurf gemäß § 13 Abs. 2 EnWG.

## 5 Informatorische Kaskade

Im Rahmen der Vorbereitung bzw. der Durchführung von kaskadenförmigen Maßnahmen ist im Sinne eines koordinierten Vorgehens über alle Netzebenen hinweg die Einhaltung standardisierter Verfahrensweisen, ggf. auch durch vertragliche Vereinbarungen, sicherzustellen. Vor diesem Hintergrund enthalten die folgenden Kapitel Empfehlungen zur Kommunikation innerhalb der Kaskade.

### 5.1 Kommunikationsmittel

Zur Umsetzung der Kaskade sind geeignete Voraussetzungen zu schaffen, insbesondere bezüglich der Kommunikationsinfrastruktur. Relevante Informationen zwischen den NB können grundsätzlich über schwarzfallfeste Medien (schwarzfallfeste Telefonleitungen) oder nicht schwarzfallfeste Medien (E-Mail oder Fax) erfolgen. Als bevorzugtes Kommunikationsmittel ist eine Kombination aus einer E-Mail / Telefonlösung zu empfehlen. Die Weitergabe von Informationen per E-Mail versteht sich als primäres Mittel. Eine sekundäre Vorhaltung von schwarzfallfesten Telefonanlagen und -leitungen ist als Back-Up-Lösung anzuraten. Alternativ, sofern möglich, können fernwirktechnische Verbindungen als Kommunikationsmittel genutzt werden (z. B. TASE, IEC). Entsprechende Einzelheiten sollten vertraglich vereinbart werden (Vgl. Technischer Hinweis S 1002 „Hinweise für das Krisenmanagement des Netzbetreibers“ des FNN).

Die Kommunikation per E-Mail ist in der praktischen Umsetzung vorteilhaft, weil hier eine Vielzahl von Adressaten innerhalb eines kurzen Zeitraumes direkt erreicht werden kann. Zur Anwendung des Kommunikationsmittels E-Mail sollte vorab zwischen den Beteiligten ein separates E-Mail-Postfach und eine Zugriffsregelung auf das Postfach vereinbart werden. Die Überwachung des Postfaches ist durch geeignete Prozesse ständig sicherzustellen (Weiterleitung an Bereitschaftsdienste u. a.).

Die Kommunikation per (schwarzfallfestem) Telefon sollte als sekundäres Kommunikationsmittel im Falle einer Nichtverfügbarkeit der Kommunikationsinfrastruktur E-Mail dienen und sicherstellen, dass alle notwendigen Informationen ausgetauscht werden können. Die Kommunikation per Telefon kann aus Dokumentationsgründen über eine Vereinbarung zum Mitschnitt der Telefongespräche abgesichert sein. Der Mitschnitt von Telefongesprächen ist zustimmungspflichtig.

Eine Kommunikation per Fax wird bei NB mit einer Vielzahl von nachgelagerten NB nicht empfohlen, da bei diesem Kommunikationsmittel die zeitnahe Informationsweitergabe bzw. Informationsentgegennahme nicht gewährleistet werden kann. Zudem ist die Überwachung der Fax-Eingänge organisatorisch wesentlich schwieriger umzusetzen.

### 5.2 Kommunikationsprozess

Die Vorabankündigung und Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen sollte nach einem standardisierten Kommunikationsprozess zwischen den betroffenen NB erfolgen.

### 5.2.1 Vorabankündigung einer Maßnahme

Soweit eine Prognose der Situation und des Maßnahmenumfangs sowie dessen Ankündigung möglich ist, erfolgt durch die netzführende Stelle des anfordernden NB eine Vorabankündigung an die vereinbarte Kontaktstelle der betroffenen nachgelagerten NB und soweit zeitlich möglich an betroffene direkt angeschlossene Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Verbraucher. Diese Information enthält nach Möglichkeit die betroffenen Übergabestellen sowie erwarteten Zeitpunkt, Dauer, Art und Umfang der Maßnahme.

Mittel (empfohlen):

E-Mail (inkl. Verwendung eines Standardformulars) evtl. in Verbindung mit vorangehender Alarmierung durch einen DAKS (Digitaler Alarm- und Kommunikationsserver) mit standardisierter Telefonansage.

### 5.2.2 Kommunikation während der Umsetzung einer Maßnahme

Folgende Kommunikationsschritte sind erforderlich:

- Anforderung der Durchführung einer Maßnahme, Übermittlung aller notwendigen Informationen vom anfordernden bzw. vorgelagerten NB an nachgelagerte NB  
Mittel (empfohlen): E-Mail (inkl. Verwendung eines Standardformulars) evtl. in Verbindung mit vorangehender Alarmierung durch einen DAKS.
- Bestätigung des Eingangs der Anforderung durch den nachgelagerten NB. Mitteilung erfolgt unverzüglich und innerhalb eines zwischen den NB zu vereinbarenden Zeitrahmens.
- Rückfrage des nachgelagerten NB beim vorgelagerten NB falls eine E-Mail- bzw. DAKS-Vorabankündigung oder -Alarmierung eingegangen ist, aber eine schriftliche Anforderung noch aussteht  
Mittel (empfohlen): E-Mail oder Telefon
- Mitteilung des nachgelagerten NB an den vorgelagerten NB über die erfolgte Umsetzung der Maßnahme.  
Mittel (empfohlen): E-Mail  
oder:  
Mitteilung eines Erfüllungshemmnisses durch den nachgelagerten NB, und dass insofern die Durchführung der Maßnahme nicht möglich ist  
Mittel (empfohlen): E-Mail und evtl. Telefon
- Nach Bewertung der Lageentwicklung ggf. Anforderung einer Anpassung bzw. Korrektur der eingeleiteten Maßnahmen durch den anfordernden vorgelagerten NB  
Mittel (empfohlen): E-Mail und evtl. Telefon  
Zeitraum: Nach Maßgabe des anfordernden vorgelagerten NB
- Im Fall einer Anpassung bzw. Korrektur eingeleiteter Maßnahmen Mitteilung des nachgelagerten NB an den vorgelagerten NB über die erfolgte Umsetzung der Maß-

nahme  
Mittel (empfohlen): E-Mail  
oder  
Mitteilung eines Erfüllungshemmnisses durch den nachgelagerten NB  
Mittel(empfohlen): E-Mail und evtl. Telefon

### **5.2.3 Kommunikation bei Beendigung der Maßnahme**

Aufforderung zur Aufhebung aller Maßnahmen durch den anfordernden NB nach Feststellung der Beseitigung der Gefährdung  
Mittel (empfohlen): E-Mail

Bestätigung der Aufhebung durch den nachgelagerten NB innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens  
Mittel (empfohlen): E-Mail und evtl. Telefon

### **5.2.4 Standardformulare für die Anforderung / Aufhebung der Maßnahme**

Die im Rahmen der Kommunikation verwendeten Formulare sollten folgende Inhalte aufweisen:

- Art des Problems (Nennung des Szenarios gemäß Kapitel 4.2)
- ID (geeignet zu wählen, um Dokumentation sicherzustellen)
- 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 voraussichtliches Ende der Maßnahme
- Bestätigungsfeld (durch den nachgelagerten NB auszufüllen)
- Bearbeiter

### **5.2.5 Externe Kommunikation**

Die Kommunikation an externe Dritte, insbesondere an Bundesbehörden wie die Bundesnetzagentur 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. Gegebenenfalls - nur mittelbar - betroffene Kunden des Netzkunden fallen nicht hierunter. Der anfordernde NB stellt den nachgelagerten NB baldmöglichst die zur externen Kommunikation notwendigen Informationen zur Verfügung.

Im speziellen Fall von erforderlichen Lastabschaltungen sollten – soweit zeitlich möglich – die Öffentlichkeit und insbesondere die voraussichtlich betroffenen Netzkunden frühzeitig informiert werden (siehe Kapitel 6.2.3).

### **5.2.6 Stammdatenaustausch**

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

Der Datenaustausch erfolgt, soweit nicht bilateral anders vereinbart, mindestens jährlich bis zum 1. Juni (Im Anschluss an die Abgabe der Daten für den Monitoringbericht der Bundesnetzagentur) bezogen auf den Stichtag 31. Dezember des Vorjahres. 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 regelverantwortlichen ÜNB abgestimmt werden. Ein jährlicher Rhythmus ist unzulässig, da er der gesetzlichen Forderung nach unverzüglicher Datenerlieferung nicht genügt (Näheres zu EEG- und KWK- Datenmeldungen in den BDEW-Umsetzungshilfen zum EEG sowie der Umsetzungshilfe zum KWK-G unter [https://bdeu.de/internet.nsf/id/DE\\_EEG--KWK-G](https://bdeu.de/internet.nsf/id/DE_EEG--KWK-G)).

Der nachgelagerte NB übermittelt an den vorgelagerten NB die installierte Wirk- und Blindleistung in MW und Mvar aller Erzeugungsanlagen, Speicheranlagen und Kompensationsanlagen. 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 zum vorgelagerten NB gruppiert nach Erzeugungsanlagen ohne gesetzlichen Einspeisevorrang, mit gesetzlichen Einspeisevorrang und Photovoltaik-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 unzumutbar ist, ermittelt der nachgelagerte NB jeweils auf die Übergabestelle bezogene Summenwerte unter Zuhilfenahme von Referenzmesswerten.

Folgende Unterscheidung ist ferner vorzunehmen:

- bei EEG- und KWK-Anlagen nach den Leistungsklassen > 100 kW, 100 kW bis 30 kW und < 30 kW
- durch den NB steuerbar bzw. unter Einspeisemanagement stehend
- durch den NB nicht steuerbar

### **5.2.7 Betriebsdatenaustausch**

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



## 6 Durchführung der operativen Kaskade

### 6.1 Einspeisereduzierung

#### 6.1.1 Einspeiseranking

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 Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement hat die Bundesnetzagentur 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>1</sup> festgelegt (Version 1.0, Stand: 29. März 2011 -

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Instituten/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html))<sup>2</sup>.

Die privilegierte Behandlung von must-run-units gemäß § 13 Abs. 2a Satz 5 EnWG (vgl. Kapitel 2.5) ist nach Vorgabe der ÜNB sicherzustellen.

**Gelöscht:** EEG

**Gelöscht:** - aktuell wird eine Version 2.0 des Leitfadens mit den beteiligten Marktteilnehmern konsultiert

#### 6.1.1.1 Grobes Einspeiseranking nach Vorgaben des Gesetzgebers

Der Gesetzgeber sieht im EnWG, EEG sowie KWK-G einen Vorrang für die Einspeisung und Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus KWK vor. Der Vorrang wird durch § 11 Abs. 1 EEG 2014 und § 4 Abs. 1 und 3 Satz 2 KWK-G gemäß § 13 Abs. 2a EnWG definiert und in Kapitel 2.5 dieses Leitfadens beschrieben. Grundsätzlich ergibt sich daraus ein grobes Einspeiseranking, wie es in 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 alle Erzeugungsanlagen, die über einen vorrangigen Abnahmeanspruch gemäß EEG oder KWK-G verfügen (siehe Kapitel 2.5).

Unter Gruppe 3 fallen PV-Anlagen mit einer installierten Nennleistung von höchstens 100 kWp. Diese Anlagen werden gemäß § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2014 im Bedarfsfall nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen abgeregelt.

**Gelöscht:** § 8 Abs. 1 EEG 2012

**Gelöscht:** § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2012

<sup>1</sup> Entspricht § 11 Abs. 3 und § 14 Abs. 1 EEG 2014.

<sup>2</sup> Eine Version 2.1 des Leitfadens enthält weitere Vorgaben zur Berechnung der Entschädigungshöhe; an der behördlich vorgegebenen Rangfolge wurden hingegen keine Änderungen oder Ergänzungen vorgenommen.

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)	
Wasser ohne Schwallbildung	<b>Gruppe 2</b>
Windenergie	
Geothermie	
Bio-/Deponiegas	
Biomasse ohne KWK	
Photovoltaik	
BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
KWK-Anlagen	
Wasser mit Schwallbildung	
Biomasse mit KWK	
IKW - Prozesswärme	<b>Gruppe 3</b>
Kleine Photovoltaik (unter 100 kWp)	

### 6.1.1.2 Verfeinertes Einspeiseranking unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Grundsätze

Neben dem groben, in Kapitel 6.1.1.1 beschriebenen und gesetzlich verankerten Einspeiseranking ist eine weitere Verfeinerung der verschiedenen Erzeugungstechnologien innerhalb der drei Gruppen möglich. Ein solches Vorgehen ist insbesondere dann sinnvoll, wenn folgende Fälle vorliegen:

- Bei einem lokalen Netzengpass gemäß Szenario 1 (Kapitel 4.2.3) haben mehrere Erzeugungsanlagen der gleichen Gruppe eine annähernd gleiche Sensitivität auf den Engpass.
- Bei einer Systembilanzstörung infolge eines Einspeiseüberschusses gemäß Szenario 2 (Kapitel 4.2.4) sind zahlreiche regelbare Erzeugungsanlagen der gleichen Gruppe vorhanden.

In diesen beiden Fällen macht der Gesetzgeber oder die Regulierungsbehörde keine weiteren Vorgaben für die Rangfolge der verschiedenen Erzeugungsanlagen innerhalb einer Gruppe. Um in den Szenarien 1 und 2 dennoch strukturiert vorzugehen und nicht willkürlich in den Anlagenbetrieb eingreifen zu müssen, ist eine Einbeziehung weiterer Kriterien für die Bewertung von Stromeinspeisungen möglich.

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. [§ 5 Nr. 14 EEG 2014](#), vor allem in Müllverbrennungsanlagen bzw. Anlagen zur thermischen Abfallentsorgung sein. Gemäß [§ 14 Abs. 1 Satz 3 EEG 2014](#) müssen die Netzbetreiber 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.

Eine beispielhafte Herleitung und die Ergebnisse eines verfeinerten Einspeiserankings unter Einbeziehung solcher zusätzlichen Bewertungskriterien sind im Einzelnen dem Anhang 1 zu entnehmen.

### 6.1.2 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse dient zur Ermittlung der Auswirkungen von Last/ Einspeiseänderungen und Spannungsanpassungsmaßnahmen an einzelnen Netzelementen bzw. Netzknoten.

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.

Es empfiehlt sich bei der Anwendung einen stationären Betriebszustand als Ausgangszustand zu betrachten, dieses Vorgehen wird von vielen Estimationsverfahren angewendet.

Das Festlegen von Schwellwerten für Mindestsensitivitäten für den Eingriff in Erzeugungsanlagen ist sinnvoll.

Gelöscht: § 3 Abs. 3 EEG 2012

Gelöscht: § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012

## 6.2 Lastreduzierung

### 6.2.1 Vorbereitung

Um im Falle eines lokalen Netzengpasses durch zu hohe Netzlasten (Kapitel 4.2.5) oder bei einer Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel (Kapitel 4.2.6) die erforderliche Lastreduzierung möglichst diskriminierungsfrei zu gestalten, ist beispielsweise eine rollierende Lastabschaltung im betroffenen Netzgebiet eine geeignete Methode.

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 gemäß Kapitel 6.1.2 – durchzuführen, um den geforderten Entlastungsbetrag möglichst effektiv zu erreichen.

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 automatisiert durch das Leitsystem erfolgen, müssen entsprechende Abschaltpläne oder -listen in den Netzleitstellen vorgehalten werden.

Ist ein NB aufgrund seiner technischen bzw. organisatorischen Voraussetzungen oder wegen der geringen Größe bzw. Struktur seines Netzgebietes nicht in der Lage, ein Lastabschaltmanagement effizient selbst umzusetzen, kann die Umsetzung durch einen geeigneten Dienstleister erfolgen. Bei kleineren NB, deren Netz über einzelne Mittelspannungsabgänge oder Ortsnetzstationen an das Mittelspannungsnetz eines vorgelagerten NB angeschlossen ist, kann aus operativen Gründen und wegen der geforderten Diskriminierungsfreiheit der Lastabschaltungen die Integration in das Lastmanagement eines dritten NB eine sinnvolle Lösung darstellen (vertragliche Vereinbarungen sind empfehlenswert).

Mit Blick auf die Minimierung des wirtschaftlichen Schadens, beispielsweise bei industriellen Großkunden, können über technisch sinnvolle Vereinbarungen (z. B. Einzelverträge) Sonderregelungen über die Beteiligung am Lastmanagement getroffen werden (z. B. hinsichtlich Abschaltdauer, Abschaltzeitpunkt und Abschaltleistung). In Analogie zu § 13 Abs. 4b Satz 4 EnWG, würden zum Beispiel Vereinbarungen als technisch sinnvoll gelten, bei denen Ab-

schaltungen für eine Mindestlastgröße von 50 MW unverzüglich herbeigeführt werden können. Die Mindestlastgröße, die hier als Richtwert zugrunde gelegt werden kann, kann in Anlehnung an § 5 Abs. 2 und § 6 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) von einer oder in Summe von maximal bis zu fünf Verbrauchseinrichtungen, die im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens liegen, erreicht werden. Nicht ausgeschlossen ist aber, dass auch Vereinbarungen mit Kunden mit einer geringeren Mindestlastgröße technisch und wirtschaftlich sinnvoll sein können.

Im Fall des § 13 Abs. 2 ggf. i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG sind die Netzbetreiber im Rahmen des Lastmanagements dazu berechtigt und verpflichtet, - neben sämtlichen Stromeinspeisungen und Stromtransiten – „sämtliche Stromabnahmen“ anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. § 13 Abs. 2 EnWG sieht somit keinerlei Ausnahme für eine bestimmte Gruppe von Stromabnehmern vor. Bei der Ausgestaltung ihres Lastmanagements steht den Netzbetreibern jedoch 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. Begrenzt ist der Beurteilungsspielraum durch das Verbot der Diskriminierung und den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz<sup>3</sup>.

### 6.2.2 Durchführung

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 sicher zu stellen, 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.

---

<sup>3</sup> Die Wahl der Maßnahmen und der davon betroffenen Lastkunden muss sachgerecht sein. Liegen sachliche Gründe vor, die eine Besonderheit bestimmter Kundengruppen rechtfertigen, etwa weil eine Kundenanlage ein erhöhtes Gefahrpotential aufweist, das sich bei einer Abschaltung realisieren könnte, bspw. bei Anlagen, die unter das Atomgesetz (AtG) fallen, kann dies im Lastmanagement berücksichtigt werden. Berücksichtigt werden kann aber auch der Umstand, dass bestimmte Kundengruppen, gerade weil sie ein gewisses Gefahrpotential aufweisen, bereits von sich aus Vorkehrungen treffen oder sogar treffen müssen, um der Gefahr eines Stromausfalls bzw. einer Abregelung vorzubeugen (so bspw. nach §§ 3, 10 der 12. BImSchV (Störfall-Verordnung)).

	Zeiteinheiten (16 x 1,5 h = 24 h)															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Abschaltgruppe 1	X										X					
Abschaltgruppe 2		X										X				
Abschaltgruppe 3			X										X			
Abschaltgruppe 4				X										X		
Abschaltgruppe 5					X										X	
Abschaltgruppe 6						X										X
Abschaltgruppe 7							X									
Abschaltgruppe 8								X								
Abschaltgruppe 9									X							
Abschaltgruppe 10										X						

Abbildung 4: Beispiel für den Ablauf von rollierenden Lastabschaltungen zur Reduzierung der Last um ca. 10 % (x: Abschaltung für 1,5 Stunden)

### 6.2.3 Information der Netzkunden

Soweit zeitlich möglich, sollte die Öffentlichkeit bzw. sollten die von Lastabschaltungen voraussichtlich betroffenen Netzkunden frühzeitig über bevorstehende Lastabschaltungen informiert werden. Kündigen sich Engpässe im Netz bzw. Mangelsituationen bei der Strombereitstellung und damit Systembilanzstörungen mit ausreichender Vorlaufzeit an, kann die Information der Netzkunden nach einem Stufenplan erfolgen:

#### 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.

## 7 Haftung

### 7.1 Haftung der Netzbetreiber nach dem EnWG

Die Haftung des ÜNB bei Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ist grundsätzlich in § 13 Abs. 4 EnWG geregelt. Gemäß § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG gilt diese Regelung für die VNB entsprechend.

Die nachfolgenden Ausführungen sind deklaratorischer Art und sollen die Gesetzeslage zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Leitfadens wiedergeben.

#### Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 4 Satz 1 EnWG

Im Falle einer Anpassung nach § 13 Abs. 2 EnWG ruhen gemäß § 13 Abs. 4 Satz 1 EnWG bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle in den jeweiligen Netzen betroffenen Leistungspflichten. Dies gilt für die Leistungs- und die Gegenleistungspflichten in allen betroffenen Rechtsverhältnissen (z. B. Netzanschluss-, Anschlussnutzungs-, Netznutzungs-, Bilanzkreis-, Liefer- und Einspeiseverhältnisse). Infolge des Ruhens der Leistungs- und Gegenleistungspflichten können insbesondere keine Schadensersatzansprüche abgeleitet werden. Bei Schadensersatzansprüchen außerhalb der Leistungspflichten ist gemäß § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG der Ersatz des Vermögensschadens ausgeschlossen.

#### Hinweis

Würden die Marktteilnehmer nicht von ihren Leistungspflichten befreit, könnte beispielsweise die durch eine Anpassungsmaßnahme des NB nach § 13 Abs. 2 EnWG hervorgerufene Unterbrechung der Stromlieferung zu Zahlungsverpflichtungen führen. Dies wollte der Gesetzgeber mit dieser Regelung vermeiden.

Voraussetzung für den Haftungsausschluss bei Ruhens der Leistungspflichten ist allerdings, dass die Vorgaben des § 13 Abs. 2 EnWG beachtet wurden (siehe Kapitel 2.1).

#### Hinweis

Gemäß § 13 Abs. 4 Satz 1 EnWG bleibt § 11 Abs. 2 EnWG im Übrigen unberührt. Demnach richtet sich im Niederspannungsbereich die Haftung 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.

## 7.2 Besonderheiten des EEG 2014 im Fall einer Überlastung der Netzkapazität

Gelöscht: EEG 2012

### 7.2.1 Grundsatz: Härtefallentschädigung

Wenn die Gefährdung oder Störung auf einer Überlastung der Netzkapazität beruht, sind nach § 13 Abs. 2a Satz 3 EnWG die speziellen Anforderungen der §§ 14, 15 EEG 2014 einzuhalten. In diesen Fällen hat der anfordernde NB insbesondere bei Einspeisereduzierungen sowohl im eigenen Netz, als auch bei Anforderungen in nachgelagerten Netzen in der Kaskade, den EEG- und KWK-G-Einspeisevorrang zu beachten.

Gelöscht: §§ 11, 12 EEG 2012

#### Hinweis

Ob die Ursache für die Anpassungsmaßnahme in einer Überlastung der Netzkapazität liegt oder nicht, ist in Hinblick auf die besonderen Vorgaben des EEG 2014 von Bedeutung. Für den in EEG- und KWK-Anlagen erzeugten Strom gelten teilweise abweichende Einspeise- und Vergütungsregelungen. Dies ist daher auch bei der Bewertung der Haftungsfolgen bzw. bei Entschädigungsfragen stets zu beachten.

Gelöscht: EEG 2012

Bei einer Herabregelung von EEG- und KWK-Anlagen, aufgrund eines Netzengpasses i.S.d. § 14 EEG 2014, sind im Rahmen des § 15 EEG 2014 die umgesetzten Einspeisereduzierungen abweichend von § 13 Abs. 4 EnWG durch den NB, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 EEG 2014 liegt, zu entschädigen.

Gelöscht: ,

Gelöscht: die in den Anwendungsbereich des § 11 EEG 2012

Gelöscht: fallen,

Gelöscht: § 12 EEG 2012

#### Hinweis

Im Fall einer Maßnahme des sog. Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 1 EEG 2014 erhalten die betroffenen Anlagenbetreiber also eine Entschädigung. Dazu, wie diese Entschädigung bei den jeweiligen Erzeugungsarten zu berechnen ist, hat die BNetzA einen Leitfaden veröffentlicht (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))<sup>4</sup>. Überdies gibt eine gemeinsame Empfehlung der Verbände BDEW, VKU, BEE, BWE, BDW, Fachverband Biogas, BSW-Solar, AGFW, IVG vom 13. Januar 2012 Hilfestellungen bei der Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG (alt)<sup>5</sup> ([https://bdew.de/internet.nsf/id/7B073137F0F3186DC1257830004840AA/\\$file/165\\_neu\\_2012-01-13\\_Verbaendeempfehlung-Entschaedigungszahlungen-Par12EEG2009.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/7B073137F0F3186DC1257830004840AA/$file/165_neu_2012-01-13_Verbaendeempfehlung-Entschaedigungszahlungen-Par12EEG2009.pdf)).

Gelöscht: § 11 Abs. 1 EEG 2012

Gelöscht: - aktuell wird eine Version 2.0 des Leitfadens mit den beteiligten Marktteilnehmern konsultiert

§ 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 sieht dabei vor, dass zunächst derjenige NB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber entschä-

<sup>4</sup> Eine Version 2.1 des Leitfadens enthält weitere Vorgaben zur Berechnung der Entschädigungshöhe; an der behördlich vorgegebenen Rangfolge wurden hingegen keine Änderungen oder Ergänzungen vorgenommen.

<sup>5</sup> Entspricht § 11 Abs. 3 und § 14 Abs. 1 EEG 2014.



digen muss. Da der NB, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 EEG 2014 liegt, 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 2014, die Kosten für die Entschädigung zu erstatten. Zur Abwicklung der Entschädigungszahlungen und deren Erstattung kann eine Vereinbarung zwischen den Netzbetreibern in den jeweiligen Regelzonen getroffen werden.

#### Hinweis

In dem Fall, dass der nachgelagerte NB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, anstelle des NB, in dessen Netz die Ursache für die Regelung liegt, die Entschädigungszahlung zunächst vornimmt, ist zu beachten, dass der nachgelagerte NB nicht benachteiligt werden darf, wenn sich die Umstände für die Entschädigungsberechnung im Nachhinein ändern und die Berechnung der Entschädigungssumme auf Umständen beruht, die der anfordernde NB auch nicht hätte berücksichtigen können, z. B. weil sie im Zeitpunkt der Handlung des nachgelagerten NB nicht bekannt waren, und eine Rückforderung von zu viel gezahlten Entschädigungen nicht erfolgreich ist. Gleichermaßen ist der nachgelagerte NB verpflichtet, vom Einspeiser erlangte Rückzahlungen auf eine Härtefallentschädigung an den anfordernden NB, der die Vorauszahlung des nachgelagerten NB bereits erstattet hat, weiterzugeben.

**Gelöscht:** § 11 EEG 2012

**Gelöscht:** nach § 12 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012

**Gelöscht:** die Härtefallentschädigungen zu zahlen hat

**Gelöscht:** gesamtschuldnerisch haftenden

**Gelöscht:** nach § 12 Abs. 1 Satz 4 EEG 2012 nach dessen Wahl

**Gelöscht:** erfolgten Zahlungen

**Gelöscht:** Hierzu

**Gelöscht:** sollte

**Gelöscht:**  
(Die Abwicklung von Entschädigungsleistungen nach § 12 EEG 2012 aufgrund von Maßnahmen zum Einspeisemanagement nach § 11 EEG 2012 wird in der BDEW-Umsetzungshilfe zum EEG 2012 beschrieben:  
[https://bdeu.de/internet.nsf/id/DE\\_EEG--KWK-G.](https://bdeu.de/internet.nsf/id/DE_EEG--KWK-G.))

**Gelöscht:** §§ 11, 12 EEG 2012

### 7.2.2 Besonderheit: Einhaltung des netztechnisch erforderlichen Minimums

Die Vorrangregelung des § 13 Abs. 2a Satz 3 EnWG gilt nach § 13 Abs. 2a Satz 4 EnWG dann und insoweit nicht, wenn die Störungs- oder Gefährdungs-beseitigung im Falle der Überlastung der Netzkapazität durch die Einhaltung der Vorgaben der §§ 14, 15 EEG 2014 verhindert würde. Das kann gemäß § 13 Abs. 2a Satz 5 EnWG insbesondere dann der Fall sein, wenn der NB zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen ist (sog. netztechnisch erforderliches Minimum – siehe dazu bereits unter Punkt 2.5). In diesem Fall dürfen die Erzeugungsanlagen, die das netztechnisch erforderliche Minimum bilden, ohne in der Einspeisung vollständig reduziert zu werden, am Netz verbleiben.

### 7.3 Haftung der Netzbetreiber untereinander

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. 4 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.

### **7.3.1 Haftung des anfordernden Netzbetreibers**

Der anfordernde NB haftet gegenüber den nachgelagerten NB (auch mehrfach nachgelagerten NB) z. B. dann, wenn er Maßnahmen zur Unterstützung nach § 14 Abs. 1c EnWG von den nachgelagerten NB verlangt, die Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG aber nicht vorliegen. Ein Verschulden kann bei mehrfach nachgelagerten NB auch den, die Anforderung des vorgelagerten NB weitergebenden NB im Rahmen der Unterstützung nach § 14 Abs. 1c EnWG treffen, soweit er die angeforderte Maßnahme eigenverantwortlich umsetzt, da er insofern selbst als anfordernder NB gegenüber den ihm nachgelagerten NB auftritt und eigenständig eine Maßnahme anfordert.

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

### **7.3.2 Haftung des nachgelagerten Netzbetreibers**

Der nachgelagerte NB haftet dem anfordernden NB, wenn er einer, den Vorgaben des § 13 Abs. 2 EnWG entsprechenden Aufforderung des anfordernden NB schuldhaft nicht oder in fehlerhafter Weise nachkommt.

### **7.3.3 Unterstützung durch anfordernden Netzbetreiber**

Ein auf Schadensersatz in Anspruch genommener NB wird den anfordernden NB hierüber informieren. Der anfordernde NB wird den in Anspruch genommenen NB auf dessen Wunsch im Rahmen seiner Möglichkeiten und Eigensorgfalt bei der Abwehr unberechtigter Ansprüche unterstützen. Der nachgelagerte NB und der anfordernde NB werden sich hierzu gegenseitig unverzüglich sämtliche erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen.

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

### **7.3.4 Haftung bei vereinbarungsgerechter Umsetzung**

Soweit ein nachgelagerter NB trotz vereinbarungsgerechter Umsetzung einer durch den anfordernden NB zulässigerweise veranlassten Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG durch weiter nachgelagerte oder durch Dritte in Anspruch genommen wird, darf der nachgelagerte NB sich über Ansprüche nicht ohne vorherige Zustimmung 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 anfordernden NB nach den allgemeinen zivilrechtlichen Vorschriften.

### Anhang 1: Herleitung eines verfeinerten Einspeiserankings

Nach Bildung von Kriterien für jede Erzeugungsanlage entsprechend den Bewertungskriterien gemäß Kapitel 6.1.1.2 kann die Abschaltreihenfolge der Erzeugungsanlagen und die Bildung von Abschaltgruppen noch wie folgt verfeinert werden<sup>6</sup>. In dem hier dargestellten Beispiel für ein mögliches Einspeiseranking (Tabelle 2), wurden die Anlagen in fünf Gruppen eingeteilt.

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)	
5	Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK) mit anteiligem EE-Strom i.S.d. <u>§ 5 EEG 2014</u>	<b>Gruppe 2</b>
6	Wasser ohne Schwallbildung	<b>Gruppe 3</b>
7	Windenergie	
8	Geothermie	
9	Bio-/Deponiegas	
10	Biomasse ohne KWK	
11	Photovoltaik	<b>Gruppe 4</b>
12	BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
13	KWK-Anlagen	
14	Wasser mit Schwallbildung	
15	Biomasse mit KWK	
16	IKW - Prozesswärme	
17	Kleine Photovoltaik (unter 100 kWp)	<b>Gruppe 5</b>

Gelöscht: § 3 EEG 2012

<sup>6</sup> Treffen dabei mehrere Kriterien auf eine Erzeugungsanlage zu, wäre der jeweils geringere Rang anzunehmen.

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. 3 Nr. 2 a bis c EEG 2014](#) zu bestimmen, in welcher Reihenfolge die verschiedenen von einer Maßnahme nach [§ 14 EEG 2014](#) betroffenen EEG- und KWK-Anlagen geregelt werden soll und nach welchen Kriterien der Netzbetreiber über diese Reihenfolge entscheiden muss. Von dieser Befugnis hat die Regulierungsbehörde allerdings bislang noch keinen Gebrauch gemacht. Vor diesem Hintergrund stellt die Reihenfolge in Tabelle 2 eine Empfehlung unter Berücksichtigung der im Folgenden aufgezeigten gesetzlichen Anhaltspunkte dar<sup>7</sup>.

**Gelöscht:** § 61 Abs. 1b Nr. 2 a und b EEG 2012

**Gelöscht:** § 11 EEG 2012

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.

Da die Netzbetreiber gemäß [§ 14 Abs. 1 Satz 3 EEG 2014](#) 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 2014](#) einsetzen, nachrangig zu Anlagen aus Gruppe 1 abzuregeln, sofern eine anteilige Abregelung technisch möglich ist und der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber den Einsatz nachweisen kann.

**Gelöscht:** § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012

**Gelöscht:** § 3 Abs. 3 EEG 2012

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>7</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.

**Ansprechpartner BDEW:**

[Frau Laura Emmermacher](#)

Telefon: +49 30 300199-1111

[laura.emmermacher@bdew.de](mailto:laura.emmermacher@bdew.de)

Herr Dr. Michael Koch

Telefon: +49 30 300199-1530

[michael.koch@bdew.de](mailto:michael.koch@bdew.de)

**Gelöscht:** Herr Nidal Meyer

**Feldfunktion geändert**

**Gelöscht:** [nidal](#)

**Gelöscht:** [meyer](#)

**Ansprechpartner VKU:**

Frau Stephanie Risch

Telefon +49 30 58580-198

[risch@vku.de](mailto:risch@vku.de)