10-Punkte-Programm

der 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz

zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen

Inhalt

1. Zusammenfassung 2

10-Punkte-Programm zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen 4

Notwendige gesetzliche und regulatorische Anpassungen 5

2. Aktuelle Situation und Rollenbeschreibung 6

Aktuelle Situation 6

Rollenbeschreibungen 7

3. Systemdienstleistungen 9

3.1 Frequenzhaltung (Regelleistung) 10

3.2 Spannungshaltung (Blindleistungsbereitstellung) 15

3.3 Betriebsführung (Engpass-, Einspeise- und Datenmanagement) 19

3.4 Versorgungswiederaufbau (Netzwiederaufbau) 28

4. Ausblick 32

1. Zusammenfassung

In der Regelzone von 50Hertz wurden 2013 bereits mehr als 37 Prozent des Stromverbrauchs durch Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) gedeckt. In vielen ländlichen Regionen wird bereits sehr viel mehr Strom aus EE-Anlagen erzeugt, als verbraucht werden kann. Dies resultiert zum einen aus sehr niedrigen Verbrauchslasten in der Region, zum anderen aus einem starken Anstieg der Erzeugung erneuerbarer Energien. Für die nächsten Jahre geht dieser Ausbau rasant weiter. Daher sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) und der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der Regelzone im Nordosten und Osten Deutschlands von der Energiewende in besonderem Maße betroffen. So wurden schon in der Vergangenheit wichtige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität und -sicherheit entwickelt und umgesetzt. Die weiter steigenden Anforderungen erfordern eine intensive Zusammenarbeit und ein abgestimmtes Vorgehen, so dass sich die VNB und der ÜNB der Regelzone 50Hertz zu einer Kooperationsgemeinschaft zur Weiterentwicklung notwendiger Maßnahmen zusammengeschlossen haben.

Mit dem vorliegenden Papier beschreiben die Netzbetreiber die für die Zukunft nötigen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität und -sicherheit und mögliche Wege der Neuordnung von Beiträgen und Prozessen für die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) durch die Netzbetreiber, zeigen den Bedarf zur Klärung neuer Rollenverhältnisse und skizzieren den praxisbezogenen Handlungsbedarf für technische, organisatorische sowie gesetzliche und regulatorische Anpassungen. Dabei werden insbesondere die sich ändernden Anforderungen an die EE-Anlagen berücksichtigt und herausgestellt. Ziel ist es, die kurz- bis mittelfristige Bedarfsdeckung für Systemdienstleistungen vorzubereiten und die Umsetzung mit Projekten im Zeitrahmen von drei bis fünf Jahren zu begleiten. Dabei bauen die Netzbetreiber auf den Erkenntnissen der von der Deutschen Energie-Agentur (dena) 2014 vorgelegten Studie zu Systemdienstleistungen 2030 auf.

Das Energieversorgungssystem befindet sich aktuell im Wandel. Waren in der Vergangenheit wenige große Kraftwerke für die zentrale Bereitstellung von Energie verantwortlich, entstehen nun – maßgeblich vorangetrieben durch den Ausbau der erneuerbaren Energien – allerorts dezentrale Modelle zur Erzeugungs- und Verbrauchsanpassung. Mit steigendem Anteil der Akteure (dezentrale Energieanlagen, d.h. Einspeiser, Verbraucher oder Speicher, die hauptsächlich in den Verteilnetzen installiert sind) an der Stromerzeugung wachsen auch die Herausforderungen zu deren Netzintegration. Der dezentral erzeugte Strom wird überwiegend nicht am gleichen Ort und zum gleichen Zeitpunkt verbraucht, wo er erzeugt wird und muss somit über die verschiedenen Netzebenen verteilt und in weiter entfernte Regionen transportiert werden. Es befinden sich vor allem im Osten und Norden Deutschlands Zentren starker dezentraler Erzeugung, der Süden und Westen Deutschlands ist eher durch hohe Lasten (Verbraucher) geprägt. Mit den vielen dezentralen Energieanlagen treten zudem viele neue Akteure in den Markt ein.

Die Betreiber der Verteil- und Übertragungsnetze stellen in diesem System die notwendige Infrastruktur zur Verfügung. Sie sind laut Energiewirtschaftsgesetz für die überregionale (ÜNB) und lokale (VNB) Gewährleistung der Systemstabilität und -sicherheit verantwortlich.

Das gesamte System wird zunehmend dynamischer. Das führt zu weiter steigenden Anforderungen an das elektrische System, um ein ständiges Gleichgewicht und die Stabilität im Energiesystem aufrecht zu erhalten. Im Kern entstehen drei Herausforderungen:

1. Bedarfsgerechte Deckung der Energienachfrage mit immer stärker fluktuierender Erzeugung über ein geeignetes Marktmodell (Aufgabe der Marktteilnehmer),
2. Gewährleistung der Systemsicherheit und Systemstabilität sowie Bereitstellung von Infrastruktur im gesamten Energieversorgungssystem auch unter Berücksichtigung der neuen, sehr viel höheren Ausbaugeschwindigkeiten und Erzeugungsschwankungen (Aufgabe der Netzbetreiber),
3. Weiterentwicklung der Koordination und Zusammenarbeit aller Akteure im neuen Energiesystem auf nationaler und europäischer Ebene (Aufgabe aller Teilnehmer des Energiesystems).

Die Sicherung der Netz-und Systemsicherheit erfüllen die Netzbetreiber dabei schon heute insbesondere durch die Erbringung der vier Systemdienstleistungen (SDL) „Frequenzhaltung“, „Spannungshaltung“, „Betriebsführung“ und „Versorgungswiederaufbau“. Zukünftig wird der Bedarf dieser SDL zunehmen. Diese SDL sichern sowohl technisch-physikalische Eigenschaften als auch notwendige Prozesse und Services im Rahmen des Netzbetriebes ab. Zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen benötigen die Netzbetreiber verschiedene Beiträge von Netznutzern (wie z.B. angeschlossene Verbraucher, Einspeiser oder Speicher) oder Marktakteuren (z.B. Vertriebe, Händler, Direktvermarkter, Bilanzkreisverantwortliche).

Notwendige Beiträge für SDL werden

a) entweder durch die Netzbetreiber selbst erbracht,
b) sind vom Netznutzer unentgeltlich bereitzustellen (Mindestanforderungen zum Netzanschluss, Netzbetreiber greift darauf zu) oder
c) werden durch Netznutzer oder Marktakteure bereitgestellt und von den Netzbetreibern genutzt und ggf. vergütet.

Schon heute müssen VNB selbst mehr Beiträge für ihre SDL nutzen sowie bei der Bereitstellung von Beiträgen für SDL des ÜNB im Sinne des Gesamtsystems mitwirken. Sie müssen die Bereitstellung von Beiträgen für SDL durch die dezentralen Energieanlagen im Sinne der Kaskadierung von Anforderungen auch zwischen den Netzebenen koordinieren und steuern. Der ÜNB muss auf horizontaler Ebene vermehrt geeignete Prozesse und Maßnahmen koordinieren und mit den beteiligten Netzkunden und VNB umsetzen.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem machen neue Lösungen für die Erbringung dieser Beiträge für SDL erforderlich. Bisher werden sie vorrangig von beim ÜNB angeschlossenen konventionellen Kraftwerken angeboten und bereitgestellt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schafft neue Bedarfe und neue Potentiale. Dezentrale Energieanlagen müssen zukünftig verstärkt Beiträge für SDL bereitstellen können. Damit steigen die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber und vor allem auch der Bedarf an Koordinierung zwischen den einzelnen Netzebenen.

10-Punkte-Programm zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen

Im Norden und Osten Deutschlands wird ein wesentlicher, auch zukünftig stark steigender Anteil des Stroms durch dezentrale Energieanlagen erzeugt. Das hat Auswirkungen auf alle Ebenen des Netz- und Systembetriebs. Die Verteilnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone sehen sich daher der Herausforderung ausgesetzt, ergänzend zu ihrer jeweiligen Netzbetreiberverantwortung gemeinsam neue – wirtschaftlich effiziente – technische und prozessuale Lösungen zu finden.

Um einen gemeinsamen Arbeitsplan zu erstellen, aber auch um die dringlichsten Themen in der Öffentlichkeit zu adressieren, haben die beteiligten Netzbetreiber das folgende 10-Punkte-Programm zur Systemsicherheit aufgestellt:

1. Wir, die Verteilnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone, werden in einer **vertieften Kooperation** gemeinsam Lösungen zur gegenseitigen Unterstützung entwickeln.
2. Wir **evaluieren den Bedarf an Systemdienstleistungen netzebenenübergreifend**, der aus den Änderungen bei der Stromerzeugung und beim Verbrauch resultiert.
3. Wir erschließen technisch und wirtschaftlich nachhaltig die **bestehenden sowie neuen Potentiale für SDL** inklusive der Möglichkeiten aus dezentralen Energieanlagen, um die Netz- und Systemsicherheit effizient zu stärken.
4. Wir entwickeln die Prozesse bei der SDL „**Frequenzhaltung**“ weiter, damit auch bei der Bereitstellung von Regelenergie aus allen zukünftig zur Verfügung stehenden Energieanlagen die Systemstabilität und -sicherheit aller Spannungsebenen gewährleistet bleibt.
5. Wir erschließen die Potentiale für die SDL „**Spannungshaltung**“ mit den zukünftig zur Verfügung stehenden Energieanlagen zur Blindleistungsbereitstellung und führen Pilotprojekte durch.
6. Wir entwickeln die notwendigen Maßnahmen bei der SDL „**Betriebsführung**“ weiter, insbesondere durch Beschreibung und Umsetzung der notwendigen Maßnahmen und verstärken die Zusammenarbeit und Vernetzung der Netzbetreiber untereinander und mit den Netznutzern, insbesondere bei der Netz- bzw. Systemführung. Für die betroffenen Mitarbeiter führen wir gemeinsame Trainings durch.
7. Wir prüfen bei der SDL „**Versorgungswiederaufbau**“ die Einbeziehung der dezentralen Energieanlagen in das bestehende zentrale Konzept und führen Pilotprojekte durch.

8. Wir entwickeln gemeinsam die Beschreibung der Netz- und Systemzustände im Rahmen der bestehenden „**Netz-Ampel**“ weiter und bringen uns in die Gestaltung anderer Ampelsysteme ein.
9. Wir haben die Schlüsselrolle von Datenerhebung und gegenseitigem **Informations- und Datenaustausch** erkannt. Wir treiben daher den Datenaustausch unter Berücksichtigung des Energieinformationsnetzes voran.
10. Wir ermitteln **gesetzlichen bzw. regulatorischen Veränderungsbedarf**. Unter anderem bedarf es der Klärung der regulatorischen Kostenanerkennung, bevor die Umsetzung erfolgen kann. Damit schaffen wir die Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche und effiziente Erbringung und Nutzung von SDL in der Zukunft inklusive der Möglichkeiten aus dezentralen Energieanlagen, einem Schlüssel für den Erfolg der Energiewende.

Notwendige gesetzliche und regulatorische Anpassungen

Aus dem 10-Punkte-Programm wurden notwendige gesetzliche Maßnahmen abgeleitet:

1. Alle Netzbetreiber müssen zukünftig notwendige Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität und -sicherheit in ihren Netzen durchsetzen. Dazu muss diese Rolle in den entsprechenden Gesetzen verankert werden, die Netzbetreiber müssen mit den erforderlichen Kompetenzen gegenüber anderen Netzbetreibern sowie gegenüber Betreibern von dezentralen Energieanlagen ausgestattet sein.
2. Für die Erbringung von SDL, z. B. durch Bezug von Leistungen aus dezentralen Energieanlagen sowie die notwendige Infrastruktur, entstehen auch in den Verteilnetzen zunehmend Investitions- und Betriebskosten. Diese Kosten für SDL sind entsprechend regulatorisch anzuerkennen.

2. Aktuelle Situation und Rollenbeschreibung

Aktuelle Situation

In der Vergangenheit haben einige hundert Kraftwerke im Zusammenspiel mit den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern die Systemstabilität im Energieversorgungsnetz abgesichert. Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber bestanden in der zuverlässigen Energieverteilung zu den Endkunden und in der Einhaltung der Systemparameter im Verteilnetz. Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ändert sich diese Systematik grundlegend. Schon heute gibt es in Deutschland mehr als eine Million dezentrale Erzeugungsanlagen, die nahezu vollständig in der Verteilnetzebene angeschlossen sind – Tendenz stark steigend. In den nächsten Jahren wird es zudem eine Zunahme der aktiv betriebenen Speicher in allen Netzebenen geben. Gleichzeitig wird mit der Einführung von Smart-Meter-Messsystemen auch die Zahl der am Markt aktiven Verbraucher in den Verteilnetzen steigen.

Diese Veränderungen schaffen eine Vielzahl an Herausforderungen für die Netzbetreiber. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schwankt stark. In einzelnen Verteilnetzen übersteigt die Stromerzeugung bereits heute in längeren Zeitabschnitten den Stromverbrauch. Damit kehren sich die Stromflüsse um. Strom muss aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz übertragen und von dort in die deutschen Lastzentren und in die anderen Regionen Deutschlands abtransportiert werden. Auch in den Verteilnetzen ändern sich die Stromflüsse durch die erneuerbaren Erzeuger völlig. Die Verteilnetzbetreiber müssen daher immer häufiger in den Netzbetrieb eingreifen. Aber auch die Übertragungsnetzbetreiber stehen vor neuen Herausforderungen. Da der Ausbau der erneuerbaren Energien bisher deutlich schneller erfolgte als der Netzausbau, treten zunehmend erhebliche Netzengpässe auf. Dementsprechend müssen immer häufiger Maßnahmen zur Systemsicherung eingesetzt werden. Konventionelle Kraftwerke werden angewiesen, ihre Einspeisung herunterzufahren und im Gegenzug werden in anderen Regelzonen/ Netzgebieten Kraftwerke zur Leistungserhöhung und damit zur Entlastung des Engpasses mobilisiert (Redispatch). Reicht dies nicht, werden auch Erneuerbare-Energien-Anlagen eingesenkt. Hierzu steuert der Übertragungsnetzbetreiber dezentrale Erzeuger an seinem Netz, vor allem weist er aber Verteilnetzbetreiber an, Anlagen in deren Netzgebiet zu steuern. Auch die VNB senken bei Überlastung von Netzelementen die Erzeugungsleistung ein.

Zum Ausgleich der Erzeugung und des Verbrauches wird ein marktbasiertes System (Energy-Only-Markt) genutzt, das trotzdem regelmäßig zu Abweichungen zwischen tatsächlichem Verbrauch und tatsächlicher Erzeugung führt. Diese entstehenden Abweichungen werden ebenfalls marktbasiert von den ÜNB mit Regelenergie ausgeglichen. Die zunehmende Steuerung vieler Akteure nach deutschlandweit einheitlichen Signalen verursacht dabei jedoch lokal vor allem in den Verteilnetzen Situationen, auf die diese Netze in der Vergangenheit nicht ausgelegt wurden. So wurden z. B. Niederspannungsnetze unter der Prämisse geplant, dass immer nur ein Teil der Nutzer die volle Last benötigt. Bei gleichzeitigem marktbedingtem Zuschalten vieler Verbraucher bzw. hoher gemeinsamer

Stromproduktion bei geringem Verbrauch führt das jedoch zu einer Überlastung und ggf. Abschaltung der Netze.

Rollenbeschreibungen

Das gesamte elektrische Energiesystem wird zunehmend dynamischer. Das führt zu weiter steigenden Anfor-derungen an das elektrische System, um ein ständiges Gleichgewicht und die Stabilität im Energiesystem aufrecht zu erhalten.

Im Kern entstehen drei Herausforderungen:

1. Bedarfsgerechte Deckung der Energienachfrage mit immer stärker fluktuierender Erzeugung über ein geeignetes Marktmodell (Aufgabe der Marktteilnehmer),
2. Gewährleistung der Systemsicherheit und Systemstabilität sowie Bereitstellung von Infrastruktur im gesamten Energieversorgungssystem auch unter den neuen, sehr viel höheren Ausbaugeschwindigkeiten und Erzeugungsschwankungen (Aufgabe der Netzbetreiber),
3. Weiterentwicklung der Koordination und Zusammenarbeit aller Akteure im neuen Energiesystem auf nationaler und europäischer Ebene (Aufgabe aller Teilnehmer des Energiesystems).

Die Verantwortlichkeiten für 1. und 2. sind dabei klar definiert. Während für die Energielieferung und Beschaffung (1.) die Lieferanten und Energiedienstleister in einem an Börsenpreisen orientierten Markt zuständig sind, liegt die Verantwortung für die Systemsicherheit und -stabilität (2.) gesetzlich geregelt bei den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Hierfür erbringen die Netzbetreiber die vier Systemdienstleistungen „Frequenzhaltung“, „Spannungshaltung“, „Betriebsführung“ und „Versorgungswiederaufbau“. Sie sind zudem für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur verantwortlich und bauen diese bei Bedarf aus. Mit einem angepassten Netz- und Systembetrieb, der Erbringung bedarfsgerechter Systemdienstleistungen, dem koordinierten Bilanzkreismanagement und der Bereitstellung der Infrastruktur schaffen die Netzbetreiber die Voraussetzungen für das Marktgeschehen (Market Facilitator).

Die Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die Systemdienstleistungen zeigt nachfolgende Tabelle:

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Betriebsführung	Versorgungswiederaufbau
ÜNB	X	X	X	X*
VNB		X	X	X

Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die Systemdienstleistungen

*- verantwortlich für Gesamtwiederaufbaukonzept

Die Rolle der technischen Koordination sowie die Zusammenarbeit aller Akteure (3.) muss beschrieben und von den Beteiligten angenommen werden. Die Netzbetreiber haben hier eine Schlüsselrolle, da diese Aufgabe eng mit der Sicherung der Netz- und Systemstabilität verzahnt ist.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat als Verantwortlicher für die Systemsicherheit eine übergeordnete Rolle als Koordinator zwischen den Schnittstellen des Strommarktes (z.B. Bilanzkreise, Händler, Verbraucher) und den Schnittstellen des Systembetriebes (insbesondere Netzbetreiber, Anlagenbetreiber oder Energiedienstleister) auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene. Die Verteilnetzbetreiber haben neben der Verantwortlichkeit für die Systemstabilität in ihrem Netz zunehmend die Aufgabe der Bereitstellung neuer Infrastruktur und der Nutzung der angeschlossenen Anlageneigenschaften für die durch sie zu erbringenden Systemdienstleistungen. Eine besondere Bedeutung kommt ihnen zunehmend im Rahmen der Koordinierung aller Akteure in ihrem Netzbereich in Abhängigkeit der Netzsituation als Schnittstelle zwischen benachbarten und unterlagerten Verteilnetzbetreibern und zum jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zu. Zu den Akteuren gehören alle Betreiber angeschlossener Verbrauchereinrichtungen, Einspeiser und Speicher sowie zunehmend eine Vielzahl von Energiedienstleistern und Marktteilnehmern.

Die Netzbetreiber sind die Schnittstelle zwischen den Marktakteuren und damit technischer Koordinator.

3. Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen werden gemäß dem für Deutschland gültigen „Transmission Code 2007“ erbracht, der auch die europäischen Anforderungen der ENTSO-E berücksichtigt. Sie sind das Werkzeug und der Rahmen der Netzbetreiber, um die definierten Parameter im Netz entsprechend ihrem Verantwortungsbereich einzuhalten.

Die Netzbetreiber erbringen bzw. nutzen die vier nachfolgenden Systemdienstleistungen:

1. **Frequenzhaltung** (ständiger Ausgleich der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch, z.B. mit Regelenergie),
2. **Spannungshaltung** (Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen, z.B. durch Blindleistungsbereitstellung),
3. **Betriebsführung** (Vermeidung kritischer Netzbelastungen oder Systemzustände, Verarbeitung und Austausch von Daten – auch als „Netz- und Systemführung“ bezeichnet) und
4. **Versorgungswiederaufbau** (Wiederversorgung nach Störung und /oder Blackout).

Die physikalische Erbringung der technischen Beiträge für SDL erfolgt neben den Netzbetreibern selbst durch zentrale Anlagen (oft konventionelle) und dezentrale Energieanlagen.

Die zu den jeweiligen SDL gehörigen Maßnahmen zeigt die nachfolgende 4-Quadranten-Darstellung:

Die durch die Netzbetreiber zu erbringenden Systemdienstleistungen und zugehörige Maßnahmen (Quelle: VNB/ÜNB Regelzone 50Hertz)

Ziel ist es, die Beschaffung der Beiträge möglichst effizient zu gestalten.

3.1 Frequenzhaltung (Regelleistung)

Hintergrund

Die über die elektrischen Systeme transportierte und verteilte elektrische Energie muss zu dem Zeitpunkt verbraucht werden, an dem sie erzeugt wird oder umgekehrt. Erzeugung und Verbrauch müssen also jederzeit im Gleichgewicht gehalten werden. Gelingt das nicht, weicht die Frequenz im Wechselstromnetz von ihrem Normwert ab. Im europäischen Verbundnetz beträgt die Normfrequenz 50 Hz (Hertz) – eine zu große Abweichung führt zum Blackout.

Ein erster Abgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt durch die Vertriebe, Lieferanten und Energiedienstleister auf Basis von Standardprodukten und Prognosen im Rahmen des Energy-Only-Market. Dieser marktbasierte Ausgleich ist jedoch bereits heute und verstärkt in Zukunft nicht ausreichend, um den zeitgenauen Energiebilanzausgleich sicherzustellen. Damit Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen bleiben, müssen die momentanen Abweichungen daher von den Übertragungsnetzbetreibern fortlaufend mittels variabel zu- und abschaltbarer Lasten oder kontinuierlich anpassbarer Einspeisungen aus zentralen und dezentralen Kraftwerken kompensiert werden. Diese sogenannte Regelenergie wird in drei Produktkategorien unterteilt:

Primärregelleistung, **Sekundärregelleistung** (automatische, sekundenschnelle Aktivierung durch Leistung-Frequenz-Regler) und **Minutenreserveleistung** (manuelle Aktivierung).

Sie werden heute vorrangig von konventionellen Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt, die überwiegend an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zunehmend beteiligen sich aber auch dezentrale Energieanlagen aus unterlagerten Netzebenen.

Für das Erbringen der SDL „Frequenzhaltung“ ist der für die Regelzone zuständige ÜNB im Rahmen seiner in den §§ 12 und 13 EnWG begründeten Systemverantwortung zuständig. Der Einsatz der Regelleistung erfolgt entsprechend der Regeln des ENTSO-E Operation Handbook. Die ÜNB halten dazu nach den Vorgaben von § 22 EnWG beschaffte Regelleistung im Rahmen ihrer Systemverantwortung vor. Zukünftig werden die Regeln der in Entwicklung befindlichen Network Codes zu berücksichtigen sein. Die vier deutschen ÜNB nutzen für die Regelleistung den gemeinsamen Netzregelverbund. Über diesen werden der Regelenergieeinsatz sowie die Regelleistungsvorhaltung technisch und wirtschaftlich über eine intelligente Kommunikation zwischen den Leistungs-Frequenz-Reglern der ÜNB optimiert (siehe www.regelleistung.net).

Anbieter von Beiträgen (Regelleistung) für die Frequenzhaltung sind heute überwiegend die klassischen (konventionelle und zentrale) Stromerzeugungsanlagen. Es gibt aber auch erste dezentrale

Energieanlagen, die in die Anbieterkreise eingetreten sind. Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) müssen die dezentralen Energieanlagen zunehmend für die Frequenzhaltung genutzt werden, da zu erwarten ist, dass zukünftig unter geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gegenüber heute (z.B. steigende CO2-Zertifikatepreise, etc.), auch konventionelle Großkraftwerke seltener am Netz sind.

Die EE-Anlagen sind jedoch zu einem großen Anteil abhängig von stark schwankenden Primärenergiequellen (Wind, Sonneneinstrahlung) und vergrößern damit die bereits heute vorhandene Schwankungsbreite und -gradienten der fortlaufend auszugleichenden Energie. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist nicht exakt prognostizierbar. Es treten erhebliche Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung auf, die durch den ÜNB auszugleichen sind. Daher ist zu erwarten, dass mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Bilanzkreise häufiger, umfangreicher und dauerhafter unausgeglichen sein werden. In der Folge steigt der Bedarf an Regelenergie mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien stark an.

Erwarteter steigender Gesamtbedarf an Regelleistung aufgrund steigender Volatilität der Einspeisung: Regelleistungsbedarf (hier Summe von Primär-/Sekundärregelleistung und Minutenreserve) in Abhängigkeit von installierter Leistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien in Deutschland (Quelle: 50Hertz).

Leisten nun dezentrale Energieanlagen Beiträge für die Frequenzhaltung, bestehen mehrere Herausforderungen. Meist werden diese Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung zu Anlagenpools zusammengefasst. Flankierend hierzu treten zunehmend auch Verbraucher oder Betreiber von Speichereinrichtungen in diesen Anbieterkreis ein.

Damit steigt erstens die Zahl der Anbieter von Beiträgen für die Frequenzhaltung stark an und macht die Schaffung neuer Lösungen und dabei vor allem IT-gestützter Systeme erforderlich.

Zweitens müssen Wege gefunden werden, damit die EE-Anlagen ihre Leistungen an den dafür vorgesehenen Märkten anbieten können. Beispielsweise werden die Beiträge für Sekundärregelleistung mit einem Vorlauf von einer Woche gehandelt. Hier können volatile EE-Anlagen nicht teilnehmen, da eine gesicherte Einspeisung zum relevanten Zeitpunkt nicht gewährleistet werden kann. Ob durch eine Verkürzung der Vergabezeiträume und einer Verbesserung der Prognosegenauigkeit diesem Problem bei-gekommen werden kann, ist noch abschließend zu untersuchen.

Drittens muss geprüft werden, in wie weit die Verteilnetzbetreiber noch stärker als bisher in die Präqualifikations- und Angebotsphase einbezogen werden. Denn durch die Beteiligung von Erneuerbare-Energien-Anlagen am Regelenergiemarkt werden Beiträge vermehrt in den Verteilnetzen angeboten. Eine Voraussetzung für die Vergabe der Betreiber von Anlagen mit Verteilnetzanschluss, ist die Verfügbarkeit entsprechender Netzkapazität zum konkreten Zeitpunkt der Erbringung. Es ist zu erarbeiten, wie diese Voraussetzungen berücksichtigt werden können. Darüber hinaus kann es zu weiteren Anforderungen an den Netzausbau bzw. auch zu temporären Einschränkungen für die Teilnehmer am Regelenergiemarkt führen. Weiterhin rufen auch die Verteilnetzbetreiber die dezentralen Energieanlagen beispielsweise zur Abregelung auf. Sofern diese schon im Rahmen der Regelleistung abgeschaltet sind, führt dies zu kritischen Netzsituationen. Mindestens sind somit die Kenntnis und die Einbeziehung in die Koordination der bestehenden und geplanten Regelenergieeinsätze zwischen ÜNB und VNB zu klären.

Bei der Präqualifizierung wird untersucht, ob die Anlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, in der Lage sind, die Anforderungen des systemverantwortlichen ÜNB zu erfüllen und ein vorgegebenes Führungssignal entsprechend der zeitlichen Vorgaben umzusetzen. Heute sind die Verteilnetzbetreiber bereits in diesen Prozess eingebunden, nehmen hier jedoch meist nur eine einmalige Prüfung bezüglich der Netzkapazität vor. Zukünftig müssen die VNB neben dem Präqualifikationsprozess auch im betrieblichen Prozess beteiligt werden. Zum Beispiel müssen VNB im Vorfeld der realen Angebotsabgabe Einfluss nehmen und die Auswirkungen auf die Verteilnetze dynamisch simulieren und prognostizieren können.

Eine weitergehende Koordination ist zu etablieren und mit den Marktteilnehmern und Netzbetreibern abzustimmen, z.B. die Entwicklung eines Prozesses zwischen Anbietern und Verteilnetzbetreibern vor der Angebotsabgabe zur „Freigabe der Angebotsabgabe“ entsprechend der zu erwartenden Netzsituation. Auch nach der Vergabe müssen alle betroffenen Netzbetreiber die Möglichkeit haben, im Rahmen der Gewährleistung der Netzsicherheit Anpassungen vorzunehmen. Dies ist schon bei der Planung (Ausschreibung und Vergabe) zu berücksichtigen.

Handlungsbedarf Frequenzhaltung:

Die Übertragungsnetzbetreiber haben verschiedene Aktivitäten entwickelt, um die Voraussetzungen für die Integration der Erneuerbare-Energien-Anlagen in den marktbasierten Prozess der Präqualifikation, der Angebotsabgabe, des Einsatzes und der Abrechnung von Regelenergie zu schaffen. Technologisch sind die Verhältnisse weitestgehend geklärt, müssen aber noch praxistauglich erprobt werden. Regulatorisch und gesetzlich sind weitere Anpassungen notwendig, um die Einbeziehung dezentraler Energie-anlagen in die Prozesse für die Regelenergieerbringung zu ermöglichen. Die Prozesse zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Regelenergieanbietern sind weiter zu entwickeln. Verteilnetzbetreiber müssen die Auswirkungen auf ihre Netze dynamisieren, simulieren und prognostizieren.

- *Um kritische Netzzustände bei der Erbringung von Regelenergie zu vermeiden, müssen die Verteilnetzbetreiber die geplanten Aktivitäten aller Akteure am eigenen und nachgelagerten Netzen kennen oder einschätzen können und perspektivisch in ihre Netzsicherheitsrechnungen implementieren.*
- *Bei erwarteten kritischen Netzzuständen müssen die Verteilnetzbetreiber wissen, welche Anlagen an der Regelleistungserbringung beteiligt sind und darüber hinaus die Möglichkeit haben, in kritischen Situationen die Teilnahme von Akteuren am Regelenergiemarkt einzuschränken.*

Um Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber zu Erzeugung und Lasten sicherzustellen, ist der Datenaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber inhaltlich und bezüglich der Geschwindigkeit weiter zu entwickeln. Basis bildet dabei die Kaskade, d.h. jeder Netzbetreiber ist für sein Netz verantwortlich und aggregiert und übergibt die notwendigen Daten und Informationen an den ihm vorgelagerten Netzbetreiber bis zum Übertragungsnetzbetreiber und umgekehrt. Hierzu ist die Datenerfassung, -speicherung, -aggregation und der Austausch der Daten durch die Netzbetreiber im Rahmen der Methoden und Festlegungen des „Energieinformationsnetzes“ wesentlich weiter zu entwickeln.

Die zukünftige Erbringung eines Regelleistungsbeitrages durch eine zunehmende Anzahl dezentraler Anlagen stellt Anforderungen an:

Netzleitsysteme und Datenhaltungssysteme

- Aufbau und Weiterentwicklung der Kommunikationsstandards für Mess- und Steuerungsanbindungen.
- Massenfähiger Aufbau von Datenhaltung und Aggregation von Informationen, speziell beim ÜNB. Weiterentwicklung der Qualitätskontrolle bei der Erbringung im Rahmen des „Energieinformationsnetzes“.

Prozesse/Werkzeuge

- Aufbau neuer Konzepte und Tools für die Abrechnung.
- Entwicklung neuer Konzepte und Tools für die Simulation und Steuerung der Anlagen.
- Einbeziehung der VNB in die Koordination aller Maßnahmen zur Beschaffung und zum Einsatz der Regelleistungsprodukte.
- Klärung der notwendigen Koordination zwischen allen Prozessteilnehmern.
- Monitoring und Simulation der Netzsituationen in den nachgelagerten betroffenen Verteilnetzebenen (speziell Mittel- bzw. Niederspannung).
- Geeignete „Freigabe der Angebotsabgabe“ an die Anbieter: Es ist ein Prozess zu entwickeln, der die Einflussnahme/ Zustimmung der VNB auf die reale Angebotsabgabe, z.B. auf Basis von Ampelphasen ermöglicht und ggf. gesetzlich bzw. regulatorisch zu unterstützen ist.
- Technische Bereitstellung und Praxiserprobung von synthetischer/ simulierter Momentanreserve aus dezentralen Energieanlagen in Forschungsprojekten.

Rahmenbedingungen

- Ermittlung des notwendigen gesetzlichen bzw. organisatorischen Veränderungsbedarfs für die Teilnahme dezentraler Energieanlagen am Regelleistungsmarkt.
- Weiterentwicklung des Marktdesigns (Produkte, Prozesse) und der Definition der Präqualifikationsbedingungen.
- Wechselprozesse bei Poolbetreibern mit Kommunikationsstandards ermöglichen.

3.2 Spannungshaltung (Blindleistungsbereitstellung)

Elektrizität wird im elektrischen Energieversorgungsnetz auf verschiedenen Spannungsebenen transportiert. In den europäischen Übertragungsnetzen sind vorwiegend die Spannungsebenen 380 kV sowie 220 kV anzutreffen. Die Verteilnetze werden in Deutschland vorwiegend mit Hochspannung (110 kV) sowie mit Mittel- und Niederspannung (von 30 kV bis 230 V) betrieben. In jeder Ebene muss die Spannung innerhalb vorgeschriebener Grenzen konstant gehalten werden. Über- oder Unterschreitungen dieser Grenzen können zur Zerstörung von Betriebsmitteln im Netz oder in Kundenanlagen bzw. zum Spannungskollaps führen.

Die Netzbetreiber halten daher die Spannung mit Hilfe der SDL „Spannungshaltung“ in den zulässigen Grenzen. Den Netzbetreibern steht zur Spannungshaltung eine Reihe von Möglichkeiten bzw. Beiträge zur Verfügung. Eine wesentliche Einflussgröße zur Einhaltung des zulässigen Spannungsniveaus ist hierbei die Blindleistung. Sie wird benötigt, um in einem Wechsel- bzw. Drehstromnetz Wirkleistung vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung steht daher in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Spannungshaltung.

Zur statischen Spannungshaltung stehen folgende technische Möglichkeiten zur Verfügung:

- Der Bezug von Blindleistung aus anderen Spannungsebenen.
- Die Beeinflussung der Fahrweise von Erzeugungsanlagen.
- Die Wirkleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen zu Gunsten der Blindleistungsbereitstellung z.B.: im Rahmen von spannungsbedingtem Redispatch.
- Der Betrieb von Kompensationsanlagen .
- Die Stufung bzw. Schaltung von Transformatoren.
- Der Netzausbau und die Änderung der Netztopologie.
- Technische Betriebspunkte von Hochspannungsgleichstromanlagen (HGÜ)
- Regelbare Blindleistungskompensationsanlagen
- Rotierende Phasenschieber

Zur dynamischen Spannungsstützung stehen zur Verfügung:

- Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus Erzeugungsanlagen
- Regelbare Blindleistungskompensationsanlagen
- Rotierende Phasenschieber

Die Spannungshaltung ist eine lokal wirksame SDL und ist deshalb auch regional einzusetzen. Jeder an das Netz angeschlossene Verbraucher und Einspeiser beeinflusst die Spannung. Die Verantwortung für die statische Spannungshaltung trägt daher jeder Netzbetreiber in seinem Netz. Darüber hinaus ist die

Spannungshaltung in den verbundenen Netzen eine Aufgabe, die zwischen den Netzbetreibern abgestimmt werden muss.

In der Vergangenheit konnten die Verteilnetzbetreiber in unterschiedlichem Umfang ihren Blindleistungsbedarf für die Spannungshaltung auch aus den Übertragungsnetzen decken. Durch die Integration vieler dezentraler Energieanlagen steigt die in die Verteilnetze eingespeiste Strommenge zeitweise erheblich. Die Integration der hohen Wirkleistungsflüsse erforderte und erfordert weiterhin Netzausbau. Damit erhöht sich der Blindleistungsbedarf der Verteilnetze. Die Verteilnetzbetreiber müssen daher verstärkt Blindleistung im eigenen Netz bedarfsgerecht aus eigenen Anlagen oder aus angeschlossenen Anlagen nutzen können. Dazu müssen auch alle Erzeugungsanlagen ihre Beiträge leisten.

In den Nieder- und Mittelspannungsebenen wird ein bedarfsgerechter Blindleistungshaushalt mit den in diesen Ebenen bestehenden Betriebsmöglichkeiten gesteuert. Die Bereitstellung von Blindleistung aus diesen unterlagerten Spannungsebenen für die Hoch- und Höchstspannungsnetze ist nur sehr begrenzt möglich. Daher sollte nach Möglichkeit vorrangig in den Spannungsebenen der Hoch- und Höchstspannung ein spannungsübergreifender Blindleistungshaushalt mit den dort zur Verfügung stehenden Mitteln angestrebt werden.

Neben der Auslastung von Leitungen und Transformatoren in den Netzen kann die Spannungshaltung ein weiterer wesentlicher Treiber für Netzausbau sein. Darum besteht die Herausforderung darin, dass durch ein intelligentes Blindleistungsmanagement eine bessere Nutzung der Netze für den Transport von Wirkleistung ermöglicht wird. Unter Berücksichtigung der konkreten Netzsituation ist dazu die geeignete Nutzung von Blindleistungserzeugern und Kompensationsanlagen durch die Netzbetreiber auszuwählen.

Zudem entstehen in Zukunft durch marktgetriebenes, zeitgleiches Agieren vieler Akteure zukünftig vermehrt kurzfristig starke Änderungen des Blindleistungshaushaltes und somit der Spannungsverhältnisse. Die Bandbreite möglicher Netzzustände und Netzbelastungen nimmt somit stark zu. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an die Spannungshaltung. Daher muss in einem ersten Schritt evaluiert werden, welche Quellen -– auch dezentrale Erzeugungsanlagen -– diese neuen Anforderungen erfüllen können und Beiträge zur Blindleistungsbereitstellung leisten können. Dazu gehört auch die Weiterentwicklung der technischen Anschlussbedingungen.

Weiterhin ist festzustellen, dass der Blindleistungsaustausch an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB sich verstärkt hat. Daher entsteht hier der Bedarf einer Optimierung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Systemzustände (siehe Bild).

Darstellung des Verhältnisses von Blind- und Wirkleistungen an den Übergabepunkten zwischen Übertragungs- und Verteilnetz bei unterschiedlichen Systemzuständen: Hohe Betriebsmittelauslastungen im Verteilnetz führen zum Blindleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz bzw. geringe Betriebsmittelauslastungen zur Blindleistungsabgabe ins Übertragungsnetz (Quelle: KEMA-Studie für 50Hertz); A = Max. Rückspeisung ins Übertragungsnetz (ÜN) mit potentiell niedrigen Spannungen im ÜN, B = Starklast bei hoher Windeinspeisung mit potentiell hohen Spannungen, C = Geringer Transportbedarf im ÜN mit potentiell hohen Spannungen im ÜN.

Die VNB der 50Hertz-Regelzone haben sich mehrheitlich zu einem aktiven Blindleistungsmanagement bekannt und eine gemeinsame Arbeitsplattform gebildet. Ziel dieser VNB-Plattform ist es, gemeinsam einheitliche, praxis- und bedarfsorientierte Lösungsansätze für die Regelzone zu entwickeln.

Handlungsbedarf Spannungshaltung:

Die Netzbetreiber in der 50Hertz-Regelzone haben bereits bei vielfältigen Gelegenheiten auf den Handlungsbedarf zur Einhaltung der spannungsbedingten Netz- und Systemsicherheit hingewiesen. Untermauert durch verschiedene Studien wurden im intensiven Dialog die vorhandenen oder neuen Möglichkeiten sowie die notwendigen Anpassungen bei der Spannungshaltung ermittelt (beispielsweise die Nutzung von Blindleistung aus im Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen oder ein aktives Blindleistungsmanagement im Verteilnetz an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz). In Pilotprojekten werden derzeit betrieblich umsetzbare technische Bedingungen erprobt und weiter entwickelt. Parallel wurde ein Schulungsprogramm zur Spannungshaltung für die Beteiligten auf den Weg gebracht.

- *Die notwendigen Potentiale und Möglichkeiten einer Spannungssteuerung sind in Pilotprojekten in allen Spannungsebenen zu ermitteln, nach wirtschaftlichen Kriterien auszuwählen und anwendungsbereit zu entwickeln.*
- *Um kritische Netzzustände aufgrund großer Spannungsschwankungen oder Grenzwertüberschreitungen zu vermeiden, müssen die Netzsicherheitsrechnungen auch die Spannung im Verteilnetz bewerten.*
- *Es ist speziell für die Verteilnetze zu untersuchen, welche Anlagen künftig über die heute bestehenden hinaus in die Spannungsregelung einzubinden sind. Für alle Netzebenen ist zu untersuchen, welche Komponenten zusätzlich aufzubauen sind und dafür ggf. mit Steuerungs- und Kommunikationstechnik ausgerüstet werden müssen.*
- *Erzeugungsanlagen sind derzeit im Rahmen von technischen Anschlussbedingungen zur Bereitstellung zu verpflichten. Diese sind anforderungsgerecht weiter zu entwickeln.*
- *Der gesetzliche und regulatorische Rahmen ist so zu gestalten, dass die Beiträge der dezentralen Energieanlagen zur lokalen Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung am Netzverknüpfungspunkt auch technisch realisiert und von den Netzbetreibern genutzt werden können. Dazu zählt auch die Klärung eines geeigneten Entgeltsystems für die Blindleistungsbereitstellung.*

Abgeleiteter Handlungsbedarf:

- *Ermittlung der Veränderung der Anforderungen zur statischen Spannungshaltung und des daraus resultierenden Blindleistungsbedarfes einschließlich der wirtschaftlichen Bereitstellung im Übertragungsnetz und in den Verteilnetzen.*
- *Erarbeitung darauf angepasster Spannungsregelungskonzepte (zentral/ dezentral).*
- *Definition der dafür notwendigen Informationserfassung und des -austausches.*
- *Definition der notwendigen Steuerungsparameter zur Nutzung von Beiträgen aus dezentralen Energieanlagen und Implementierung in die Netzanschlussbedingungen.*
- *Schaffung der technischen Voraussetzungen zur Nutzung der steuerbaren Parameter, z.B. lokale Steuerungseinrichtungen, Kommunikationsstrecken und technische Systeme bei Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.*
- *Beschreibung der notwendigen Regelungs- und Steuerungsfunktionalitäten in den Netzleitsystemen.*
- *Anpassungsbedarf bei Anlagenbetreibern für neue Konzepte (wechselweise Spannungs- oder Blindleistungs-Vorgabe bzw. cos-Phi-Vorgabe); technische Einrichtungen müssen ermittelt werden.*
- *Die gezielte/ koordinierte Spannungsmessung muss in allen Netzebenen ausgeweitet werden.*
- *Entwicklung und Umsetzung von geeigneten, angepassten Netzschutzkonzepten.*
- *Bündelung und Bereitstellung der Systemdienstleistung mit dem Ziel, im regionalen Netz einen sicheren Netzbetrieb sowohl der Verteilnetze als auch der Übertragungsnetze zu gewährleisten (P- und Q-Management).*

- *Initiierung unternehmensübergreifender Pilotprojekte zur Anwendungsentwicklung und zur praktischen Umsetzung.*
- *Schulung der Beteiligten zu den neuen Anforderungen und Maßnahmen der Spannungshaltung.*

3.3 Betriebsführung (Engpass-, Einspeise- und Datenmanagement)

Für eine sichere und zuverlässige Bereitstellung und Aufgabenerfüllung der Netzinfrastruktur sind verschiedene Maßnahmen erforderlich. Zur Einhaltung der zulässigen Parameter (Strom, Spannung sowie Frequenz) muss das Netz permanent überwacht und gesteuert werden. Dies erfolgt aktuell nahezu vollständig in den Höchst- und Hochspannungsnetzen, teilweise auch in Mittelspannungsnetzen. In Niederspannungsnetzen ist heute auf Grund des bisherigen Betriebskonzeptes (Anlagenvielzahl, Netzauslegung, gerichtete Leistungsflusssituation) eine durchgängige Überwachung nicht vorhanden.

Bei absehbarem Erreichen von Grenzparametern wird mittels Steuerungseingriffen die Nutzung des Netzes durch die Netz- und Systemführung verändert. Die wichtigsten Maßnahmen sind:

- die Überwachung der Betriebsmittel und die Einhaltung zulässiger Grenzwerte,
- die Steuerung des Schaltzustands,
- die Steuerung des Leistungsflusses zur Einhaltung der Betriebsmittelgrenzwerte,
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung,
- die Durchführung von Einspeisemanagement gemäß EEG,
- die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen gemäß EnWG (z.B. ÜNB-Redispatch),
- die Wiederversorgung/Wiederherstellung von Schaltzuständen nach Störungen,
- der Betrieb der notwendigen Mess- und Zähleinrichtungen,
- die Datenerhebung, -aggregation sowie der Datenaustausch,
- Notfall- und Krisenmanagement,
- Erarbeitung der Grundlagen des Netzbetriebes,
- die Ansteuerung dezentraler Anlagenparks.
- Fahrplanmanagement

Des Weiteren gehört zu dem Aufgabenumfang der Betriebsführung die Betriebsplanung, um Instandhaltungen sowie Um- und Neubauten zu ermöglichen.

Für die Betriebsführung sind die Betreiber der jeweiligen Netze verantwortlich. Mit Blick auf eine Regelzone bzw. ein Verteilnetz ist ein abgestimmtes Handeln aller beteiligten Netzbetreiber gefordert. Netzübergreifende Abstimmungen hinsichtlich Netzausbau und Betriebsplanung sowie betriebliche

Zusammenarbeit (Kaskade) sind etablierte Instrumente. Der Informations- und Datenaustausch sowie die Umsetzung von Maßnahmen zur Einhaltung der Netz- und Systemsicherheit haben bei der Anwendung des Kaskadenprinzips eine besondere Bedeutung. Das bedeutet, dass in der Kaskade Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Nachgelagerte (z. B. Stadtwerke) jeweils für die Sicherheit in ihrem eigenen Netz verantwortlich sind; gemeinsame netzübergreifende Maßnahmen sind, bezogen auf die jeweiligen Verknüpfungspunkte, miteinander abzustimmen bzw. zur Abwehr von Gefährdungen umzusetzen.

Im Rahmen der **Betriebsplanung** werden im Höchst- und Hochspannungsnetz und ggf. auch im Mittelspannungsnetz Netzführungskonzepte sowie Netzschutzkonzepte erstellt und Sondermaßnahmen zur Frequenzentlastung getroffen. Zudem werden kurz- und mittelfristig anstehende Ereignisse wie Instandhaltungsarbeiten an Netzkomponenten, Baumaßnahmen im Netz sowie die Beherrschung des deterministischen Ausfalls von Netzbetriebsmitteln geplant. Ziel ist es, dass die Ereignisse möglichst keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Einhaltung des (n-1) Kriteriums haben. Zudem erfolgt heute im Rahmen der Betriebsplanung auch die Festlegung der Mindestanforderungen für die Datenübertragung und Steuerung von Einspeiseanlagen, die Prüfung der Präqualifikation von dezentralen Energieanlagen für die Erbringung von Regelleistung sowie die Ermittlung und Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster. Ein anderer Bestandteil der Betriebsplanung dient der Vorbereitung des laufenden Betriebes.

Im Rahmen der Energiewende und des Zubaus der erneuerbaren Energien entwickelt sich das bisher sehr eindimensionale, hauptsächlich lastorientierte System der Betriebsführung zu einem komplexen System mit dezentral verteilten volatilen Lasten und Einspeisungen. Aus deren deutlich geänderten Betriebsweisen ergeben sich völlig neue Erfordernisse aber auch Möglichkeiten der aktiven Beeinflussung zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebes. Es müssen Betriebsabläufe entwickelt werden, die den Einsatz auch marktbasierter Maßnahmen ermöglichen. Dies gilt insbesondere beim Engpassmanagement nach §§ 13 und 14 EnWG teilweise in Verbindung mit §14 EEG (2014).

Als neue Aufgabe im Rahmen der Betriebsführung sind die Ermittlung und Überprüfung des Mindestkraftwerksbedarfs und die Dimensionierung des Bedarfs an Reservekraftwerken bei den Übertragungsnetzbetreibern zu berücksichtigen. Der Reservekraftwerksbedarf soll vorrangig die Bereitstellung der notwendigen Redispatch-Fähigkeit absichern, wenn Engpässe im Übertragungsnetz zu besorgen sind. Der Redispatchbedarf kann bis zu etwa 10.000 MW betragen, die technisch und organisatorisch zu bewältigen sind (siehe Bild). Zur Behebung von Engpässen sind die benachbarten Partner einzubeziehen.

Darstellung des Aufwands bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (links) und der Vielzahl der beteiligten Akteure (rechts): Die Organisation von Redispatch für Lastflussreduzierungen erfordert eine Vielzahl von Eingriffen in die Erzeugung (rot Leistungseinsenkung, grün Leistungserhöhung). Zudem besteht ein zunehmender Koordinationsaufwand für die Vorhersage und Umsetzung zur europaweiten Koordinierung der Systemsicherheit (Coreso und TSC sind Initiativen der Übertragungsnetzbetreiber).

Zunehmender Bedarf an Koordinierung und Maßnahmenumsetzung erfordert Kaskadierung von Informationen/Daten/Maßnahmen (Beispiel in der Regelzone von 50Hertz, Stand 2013).

Eine der großen Herausforderungen für die Betriebsführung im Verteilnetz ist die starke Zunahme von aktiv handelnden Erzeugern. So werden mit der verpflichtenden Direktvermarktung von Erzeugungsanlagen und dem Smart-Meter-Rollout bei den großen Verteilnetzbetreibern mehrere hunderttausend steuerbare Akteure agieren. Das aktuell bestehende Verteilnetz ist jedoch nicht an allen Stellen für diese neuen Betriebszustände ausgelegt, wenn sich z. B. viele große Verbraucher auf Marktsignale hin gleichzeitig ein- bzw. ausschalten. Gegebenenfalls müssen die Verteilnetzbetreiber unter anderem Werkzeuge entwickeln, um eine Vielzahl von Messdaten einzusammeln, zu verwalten, auf dieser Basis Prognosen für Netzzustände in allen Spannungsebenen zu erstellen und um daraus Freigaben oder ggf. Restriktionen zur Netznutzung zu kommunizieren.

Zur Umsetzung der vielfältigen Einzelmaßnahmen gehört die Koordination aller an der Netznutzung auf allen Netzebenen und der dazugehörigen Infrastruktur beteiligten Akteure wie Erzeuger, Speicher, Verbraucher, Lieferanten und Stromhändler. Dies macht eine anforderungsgerechte Kommunikation erforderlich. Es ist ein entscheidender Unterschied, ob, wie in der Vergangenheit, mehrere hundert Akteure oder wie heute und zukünftig mehrere hunderttausende oder gar eine Million Anlagen zu berücksichtigen sind. Dabei geht es sowohl um den anforderungsgerechten Informationsaustausch (Quantität und Qualität) zwischen allen Akteuren auf horizontaler (ÜNB-Ebene national und europäisch) und vertikaler Ebene (z.B. ÜNB, VNB, Energiedienstleister und Anlagenbetreiber), aber auch um

zunehmende Möglichkeiten der Steuerung der dezentralen Energieanlagen. Durch Einbeziehung der Betreiber von dezentralen Energieanlagen können die Netzbetreiber im Rahmen der Erbringung von SDL über deren Möglichkeiten zur Fernsteuerung mit angemessenen Eingriffen die Netzinfrastruktur innerhalb der Belastungsgrenzen halten. Neben einem steigenden Datenumfang wegen der wachsenden Anzahl von dezentralen Energieanlagen werden auf Grund der Dynamik auch neue Anforderungen an Messhäufigkeit und Genauigkeit gestellt. Für einen sicheren Netz- und Systembetrieb muss der Informationsaustausch soweit wie möglich auf online-Daten basieren. Der Vorlauf für Eingriffe ist abhängig vom Anlagentyp festzulegen. Die Informationen über marktbasierte Lieferungen aus dezentralen Energieanlagen können entsprechend den Marktregeln aktualisiert bereitgestellt werden (z.B. Fahrpläne). Für die Abrechnungsprozesse können weiterhin 1/4-h-Werte im Nachgang verwendet werden.

Informationsaustausch und Kommunikationsinfrastruktur sind dabei so auszulegen, dass der stark zunehmende Umfang des Datenaustauschs zwischen den Akteuren sowie die Sammlung und Verarbeitung der Daten dieser zunehmenden Dezentralisierung Rechnung trägt und sichergestellt werden kann. Ein starker Zuwachs der Daten entsteht dabei in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Die Netzbetreiber können hierbei zusätzliche Infrastruktur bereitstellen. Der parallele Aufbau von Informations- und Steuerungskanälen sollte vermieden werden. Die Basis dafür bildet das „Energieinformationsnetz“.

Die Netzführungssysteme sind hinsichtlich Funktionalitäten, Datenmengen, Simulations- und Prognoserechnungen so weiterzuentwickeln, dass die ständige Kenntnis und Überwachung des Netz- und Systemzustandes aller Netzbereiche gewährleistet sind und damit entstehende Engpässe im Netz rechtzeitig prognostiziert, umfassend überwacht bzw. die Auslastung der Netze optimiert werden kann. Die Nutzung möglicher anpassbarer Wirkleistungspotentiale(Flexibilität) und die Prozesse für deren Abruf sind zu entwickeln. In diesem Zusammenhang wird auf die aktuellen Entwicklungen der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Vorgehensweisen beim Einspeisemanagement verwiesen.

Die Betriebsführung wird durch die wachsende Zahl dezentraler Energieanlagen laut dena-Studie SDL 2030 einerseits vornehmlich auf Verteilnetzebene steigenden Anforderungen gerecht werden müssen. Aber auch im Übertragungsnetz steigen die Komplexität und die Wechselwirkung mit den Verteilnetzen. Dazu zählen insbesondere die verstärkte Bereitstellung von Beiträgen für Systemdienstleistungen im Verteilnetz, die geplante Hybridstruktur (Wechselstrom- und Gleichstromsysteme parallel) des Übertragungsnetzes und ein weiter zunehmender überregionaler Energieaustausch im europäischen Strommarkt.

Die bisher netzebenübergreifend, zum Teil eher statisch, durchgeführten Netzberechnungen (auf Verteilnetzebene einmalig durchgeführte Berechnung und Festlegung eines Normalschaltzustandes) werden zukünftig dynamisch unter Beachtung prognostizierter Verhältnisse wie im Übertragungsnetz erfolgen müssen. Hierzu ist die Kenntnis der zu erwartenden Aktivitäten der Netznutzer nötig, dies sind

z. B. Fahrpläne von Direktvermarktern. Auch die Steuerung der einzelnen Netzanlagen und der Einsatz von sicherheitsrelevanten Stromprodukten (z.B. Anpassungen der Einspeisungen bzw. Verbraucher) werden in Zukunft dynamisch erfolgen.

Netz-Ampel und Markt-Ampel

Für das Zusammenwirken von netz- und marktbasierten Eingriffen der verschiedenen Akteure müssen die Netzbetreiber im Sinne eines Frühwarnsystems Ampelphasen für alle Netzbereiche definieren, damit die Netz- und Systemsicherheit erkannt wird und erhalten bleibt. Allen an der Stromversorgung beteiligten Partnern müssen klare Informationen über den Systemzustand und sich daraus möglicherweise ergebende Folgen vermittelt werden. Bei marktbasiert genutzten Produkten müssen abhängig von der Netzbelastung Kenntnisse und ggf. Eingriffsmöglichkeiten geschaffen werden. Nicht zuletzt ist die Einhaltung der Sicherheitsanforderungen, auch bei sehr vielen Teilnehmern, eine wesentliche Aufgabe, die geeignete Werkzeuge (neue Tools) aber auch angepasste Prozesse zwischen allen Beteiligten, erfordert.

Das gelebte Ampelkonzept der Netzbetreiber definiert die Ampel und deren aktuellen Status zunächst aus Systemsicht und nicht aus Marktsicht. Die Ampel ist eine Anzeige im Leitsystem der Netzbetreiber. Der Ampelstatus wird vom Netzbetreiber für seinen Verantwortungsbereich definiert. Die Netzbetreiber informieren über die Ampelphasen und veröffentlichen diese.

Mit der enormen Zunahme dezentraler Energieanlagen haben die Verteilnetzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber der Regelzone 50Hertz schon frühzeitig die steigenden Abhängigkeiten und gegenseitigen Beeinflussungen erkannt und eine intensive Zusammenarbeit entwickelt. Beispielhaft seien hier die Umsetzung des Kaskadenprinzips oder die Durchführung von Abstimmungen zur Netzentwicklung bzw. die Systemsicherheits-Konferenzen genannt. Das Frühwarnsystem mit dem von 50Hertz verwendeten Ampelkonzept ist bei einzelnen Verteilnetzbetreibern im Praxistest.

Das in diesem Papier verwendete Ampelkonzept existiert neben anderen Konzepten und darf mit diesen nicht verwechselt werden. Dieses Konzept beschreibt den Datenaustausch ausschließlich zwischen Netzbetreibern für die Übersicht der Netz- und Systemsicherheit. Im Gegensatz dazu fokussiert das Ampelkonzept vom BDEW auf die Interaktion zwischen nicht-regulierten und regulierten Marktteilnehmern. Unabhängig davon ist es denkbar, dass die Ampelsysteme zukünftig übergreifend weiter entwickelt werden.

Hervorzuheben ist hierbei das Ampelkonzept „European Awareness System (EAS)“ der ENTSO-E. Es gilt nur für Übertragungsnetzbetreiber und signalisiert mit den Farben „grün“, „gelb“ und „rot“ den Netzzustand und die Handlungsfähigkeit des ÜNB. Daneben gibt es zwei weitere Farben: „Schwarz“ für Blackout und „Blau“ für Netzwiederaufbau.

Ziel des Ampelkonzeptes des BDEW – und damit entscheidender Unterschied zu dem hier beschriebenen System – ist es, die Arbeitsteilung zwischen reguliertem und nicht-reguliertem Bereich bei der Steuerung/Regelung von Einspeisern und Verbrauchern zu definieren, sodass die ständige Systemstabilität und ein Markt für intelligente Produkte sichergestellt werden. Die Marktampel ist damit Grundlage für die Nutzung von bzw. die Beteiligung mit Produkten im Strommarkt in den einzelnen Netzampel-Phasen.

Ampelanzeige	***Ampelkriterien des TSO***	***Ampelkriterien des DSO***	***Auswirkungen auf den Markt***
	Die Stabilität oder Grenzwerteinhaltung im Übertragungsnetz kann mit den verfügbaren Mitteln (z. B. Anpassungen nach EnWG §13(2)) nicht gewährleistet werden. Die Funktion des Übertragungsnetzes und der Regelzone ist nicht gewährleistet. Der Verbundbetrieb ist gestört. *<u>Rot blinkend:</u> Blackout* *<u>Blau:</u> Netzwiederaufbau läuft*	*Zur Rückführung von Grenzwertverletzungen (Spannung, Strom) im Verteilungsnetz auf die zulässigen Werte bzw. zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen sind Abstimmungen des DSO mit dem TSO notwendig. Die Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements sind ausgeschöpft.*	*Das Marktagieren ist ausgesetzt, alle möglichen Aktivitäten zur Sicherstellung der Systemsicherheit und -stabilität müssen unter Verantwortung und Koordinierung der zuständigen Netzbetreiber durchgeführt werden.*
	Grenzwertverletzungen (Spannung, Strom, Frequenz) im Übertragungsnetz können nur mit weit reichenden marktbezogenen Maßnahmen entsprechend des EnWG §13(1) oder mit Anpassungen nach §13(2) EnWG bzw. mit Maßnahmen des EEG §11 beseitigt werden und/oder die Regelreserv-en im Netzregelverbund sind weitest-gehend ausgeschöpft. Eine weitere Verschärfung der Situation kann eine Gefährdung in der eigenen oder anderen Regelzonen bedeuten. Der Verbundbetrieb ist gefährdet.	*Im Verteilungsnetz des DSO können die Betriebsparameter nur durch Anwendung des Netzsicherheitsmanagements (NSM) in den zulässigen Werten gehalten werden. Es erfolgen Einschränkungen für dezentrale Energieanlagen.*	*Im betroffenen Netz ist ein freies Marktagieren nur noch unter Einschränkungen möglich, daher werden mögliche Aktivitäten beschränkt. Der Netzbetreiber nimmt zusätzlich Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemsicherheit und –-stabilität vor. Hierzu gehören auch Anpassungen für dezentrale Energieanlagen.*
	Im Übertragungsnetz des TSO befinden sich alle Parameter innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Die Regelzone ist ausgeglichen und verfügt über ausreichende Regelreserven.	*Im Verteilungsnetz des DSO befinden sich alle Parameter innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Die Einspeisung aller Erzeugungsanlagen kann ohne Einschränkung gewährleistet werden.*	*Im Netz sind keine Restriktionen vorhanden. Der Netzbetreiber kann mit den ihm zur Verfügung stehenden Mitteln das Agieren der Marktteilnehmer nach den Regeln des Energiemarktes sicherstellen.*

Derzeit in der Regelzone 50Hertz genutztes Ampelkonzept beim ÜNB und bei den VNB und die Auswirkungen auf den Markt.

Bereitstellung von Infrastruktur für Kommunikation und Steuerung

Die für den Netzbetrieb notwendige Infrastruktur unterteilt sich in die Netzelemente, die zur Stromübertragung eingesetzt werden und die Infrastruktur zur dezentralen Kommunikation und Steuerung.

Der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz wird in den jährlich überarbeiteten Netzentwicklungsplänen beschrieben. Für das Hochspannungsnetz (110 kV) der ostdeutschen regionalen Verteil-netze wurde der Netzausbaubedarf in einem gemeinsamen Netzausbauplan (NAP 110 kV Ost) ermittelt. Darüber hinaus wurde in der dena-Verteilnetzstudie der Ausbaubedarf in den Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen bestimmt. Der Ausbaubedarf ist regional abhängig von der Anzahl der Anschlüsse und installierten Leistung dezentraler Energieanlagen, der bisherigen Lastsituation und von der vorhandenen Netztopologie. Zukünftig muss auch ein marktbasiertes Handeln durch Nutzung von Verbrauchsflexibilitäten durch neue Marktteilnehmer berücksichtigt werden.

Für den Aufbau von Kommunikationsinfrastruktur gibt es aktuell zahlreiche nicht koordinierte Aktivitäten. Netzbetreiber errichten bzw. nutzen Kommunikationseinrichtungen für die durch sie zu steuern-den Anlagen, heute vor allem in der Höchst- und Hochspannungsebene, künftig zunehmend auch auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Durch Energiedienstleister werden heute schon parallel Kommunikationseinrichtungen installiert, um hier marktbasierte Steuerungen zu ermöglichen.

Handlungsbedarf Betriebsführung

- *Um kritische Betriebszustände zu vermeiden, müssen die Netzbetreiber die relevanten geplanten Aktivitäten aller Akteure kennen und speziell die Verteilnetzbetreiber perspektivisch Prognoserechnungen für Netzzustände in allen Spannungsebenen in ihre Netzführung implementieren.*
- *Für das Zusammenwirken von Netz und Markt müssen die verantwortlichen Netzbetreiber im Sinne eines Frühwarnsystems Ampelphasen für alle Netzbereiche ermitteln und definieren, damit eine ausreichende Reaktionsfähigkeit sichergestellt wird. Allen an der Stromversorgung beteiligten Partnern müssen klare Informationen über den Netz- und Systemzustand und sich daraus möglicherweise ergebende Folgen und geltende Regeln vermittelt werden.*
- *Es müssen netzbetreiberbezogene und gemeinsame Betriebsabläufe angepasst und entwickelt werden, die den stärkeren Einsatz marktbasierter Maßnahmen auch unter Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen ermöglichen (entsprechend EnWG §§ 13, 14 i. V. m. EEG § 11).*
- *Die Verteilnetzbetreiber sollten in Bezug auf ihre Verantwortlichkeiten die Rechte bekommen, die im Rahmen der neuen Aufgaben benötigt werden.*
- *Die Koordination zwischen den Netzbetreibern und zunehmend automatisierte Prozesse zur Umsetzung von Maßnahmen zur Stabilisierung der Netz- und Systemsicherheit sind durch die Netzbetreiber zu gestalten. Dazu müssen verschiedene Möglichkeiten geprüft und Lösungen entwickelt*

werden, z.B. im Rahmen des Energieinformationsnetzes oder im Rahmen einer Redispatch-Plattform, die derzeitig als Pilotprojekt der ÜNB entsteht.

- *Aufbau von Prozessen für Redispatch-Maßnahmen in allen Netzebenen (vergleichbar Prozess Regelleistung).*
- *Für eine schnelle Übersicht der Situation im Übertragungsnetz und in den Verteilnetzen ist ein Ampelkonzept aus Netzsicht zu nutzen.*
- *Das Ampelkonzept muss dahingehend weiterentwickelt werden, dass es ein einheitliches Verständnis gibt und dass am Markt angebotene Systemdienstleistungsprodukte (Entwicklung Prozess VNB-Anbieter notwendig analog Regelleistung) auch im Netzsicherheitsmanagement der Netzbetreiber eingesetzt werden können.*
- *Für noch zu entwickelnde Netzzustandsprognosen im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsbereich werden als Eingangsgrößen entsprechende Fahrplan- bzw. Verfügbarkeitsprognosen für dezentrale Energieanlagen erforderlich werden.*
- *Definition der notwendigen Informationserfassung und des –austausches sowie der zugehörigen Kommunikationsinfrastruktur für alle 4 SDL-Kategorien.*

3.4 Versorgungswiederaufbau (Netzwiederaufbau)

Die Netzbetreiber sind im Rahmen der Systemverantwortung für den Netzwiederaufbau nach einem Versorgungsausfall verantwortlich. Der für das Netzgebiet verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber koordiniert in Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern, angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von Erzeugungseinheiten die Wiederherstellung der Stromversorgung (TC 2007).

Generell ist der Versorgungswiederaufbau in drei Stufen gegliedert:

1.) Hilfe durch Nachbar-Übertragungsnetz (Verbundnetz)

2.) Start mit Kraftwerken im „Inselbetrieb“

3.) Start mit „schwarzstartfähigen“ Kraftwerken

Der Wiederaufbau der Stromversorgung nach einem Blackout ist im Vergleich zu den anderen Systemdienstleistungen keine tägliche Routine. Dennoch muss dieses seltene aber doch mögliche Ereignis ständig im Blick behalten werden. Die Netzbetreiber halten darum sogenannte Netzwiederaufbaukonzepte vor und führen wiederholt Trainings durch. Dabei gibt es je nach betroffenem Netzgebiet unterschiedliche Herangehensweisen und Herausforderungen. Ist nur ein regionales Verteilnetz von einer Unterbrechung der Stromversorgung betroffen, müssen andere Maßnahmen eingeleitet werden, als beim überregional betroffenen Übertragungsnetz.

Da Stromverbrauch und Stromerzeugung jederzeit ausgeglichen sein müssen, kann der Wiederaufbau nur schrittweise und koordiniert erfolgen. Dazu werden zunächst kleinere Regionen wieder ans Netz genommen und diese nach und nach zusammengeschaltet. Wenn keine Hilfe durch einen Nachbar-ÜNB geleistet werden kann, werden hierfür Kraftwerke benötigt, die sich bei einer Störung „inseln“ können und/ oder unabhängig von einer bestehenden Stromversorgung gestartet werden können. Diese sogenannte Inselbetriebsfähigkeit müssen konventionelle Kraftwerke beherrschen, wenn sie mindestens 100 MW installierter Leistung und einen Anschluss ans Übertragungsnetz aufweisen. Die Schwarzstartfähigkeit können neben Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken auch speziell ausgerüstete konventionelle Kraftwerke (z.B. Gasturbinen) aufweisen, sofern sie über eine entsprechende Notstromversorgung verfügen.

Grundlage für den Versorgungswiederaufbau in der Regelzone von 50Hertz ist das dafür vorliegende und zwischen den Netzbetreibern abgestimmte Netzwiederaufbaukonzept. Dieses liegt für verschiedene Wiederaufbauszenarien bei 50Hertz und den direkt angeschlossenen Verteilnetzbetreibern vor. Zudem haben die VNB eigene, ggf. mit nachgelagerten Verteilnetzbetreibern abgestimmte, Konzepte. Schnitt-

stellen zwischen den Konzepten ergeben sich aus den Netzübergabepunkten vom Übertragungsnetzbetreiber zu den Verteilnetzbetreibern.

Die bisherigen Konzepte zum Netzwiederaufbau verfolgen das Prinzip von „oben“ nach „unten“ (top-down). Das bedeutet, dass an zentralen Stellen mittels großer Kraftwerke die Versorgung wieder aufgebaut wird und beim stufenweisen Zuschalten der nächsten Verbraucher und Regionen die Erzeugungsleistung schrittweise gesteigert wird. Der Übertragungsnetzbetreiber schaltet dem Verteilnetzbetreiber an den Schnittstellen-Umspannwerken die Spannung vor und dieser versorgt daraufhin im Rahmen koordinierter Vorgehensweisen seine Netznutzer sukzessive wieder. Bei diesem Vorgang hat der Netzbetreiber die Weisungsberechtigung gegenüber allen Betreibern von Erzeugungsanlagen. Dezentrale Energieanlagen werden gemäß heutigen Konzepten, soweit möglich, beim Wiederaufbauprozess abgeschaltet. Erst nach Fortschreiten des Versorgungswiederaufbaus und unter Beachtung der Netzrestriktionen können regionale Leistungspotentiale aus der dezentralen Erzeugung zur Deckung von lokalen Lastanforderungen genutzt werden. Hier spielt allerdings die Prognosefähigkeit und die Verfügbarkeit (Volatilität) eine große Rolle.

Erste Priorität bei der Wiederversorgung haben in den Netzwiederaufbaukonzepten die Sicherung des Eigenbedarfs der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur, der Kommunikationswege und des Datenaustausches, der Eigenbedarf der Kraftwerke und die Sicherung der Brennstoffversorgung.

Im Zuge der Energiewende und zunehmenden Erzeugungsleistungen auch in den unterlagerten Netzebenen (dezentrale Erzeugung) müssen die Konzepte zum Versorgungswiederaufbau angepasst werden. Zwar steht voraussichtlich bis 2030 eine hinreichend große Anzahl von Großkraftwerken zur Verfügung, die eine zentrale Wiederversorgung über das Übertragungsnetz ermöglicht. Dennoch schafft die hohe Anzahl und installierte elektrische Leistung von dezentralen Energieanlagen mehrere Herausforderungen für den Fall einer Störung im Energieversorgungssystem.

Eine der wichtigsten ist die Kommunikation. Im Fall einer Versorgungsunterbrechung müssen die Kraftwerke festgelegten Vorgaben folgen. Dieses benötigte Verhalten ist mangels Monitoring und Zugriff bei den dezentralen Energieanlagen heute nicht gegeben. D.h. Versuche eines Versorgungswiederaufbaus mit nicht abgeschalteter dezentraler Erzeugung haben aufgrund der noch überwiegend ungeregelten Anlagen keine große Aussicht auf Erfolg. Hier muss ein Konzept erarbeitet werden, wie im Falle eines Blackouts die dezentralen Energieanlagen kontrolliert ab- bzw. wieder zugeschaltet werden können. Die rechtlichen Voraussetzungen für diesen Fall sind zu erarbeiten.

Hierfür ist unter anderem erforderlich, dass die Netzbetreiber (Echtzeit-)Informationen über das Einspeise- und Lastverhalten erhalten. Mittelfristig müssen daher generelle Monitoring- und Zugriffsmöglichkeit auf dezentrale Energieanlagen sowie ein auch im Fall des Versorgungswiederaufbaus funktionsfähiges Telekommunikationsnetzwerk geschaffen werden. Zusätzlich steigen mit der Verbreitung dezentraler Energieanlagen die Erwartungen von Netznutzern, eigene Netzinseln aufbauen

zu können. Die im Rahmen des Versorgungswiederaufbaus erwartete Resynchronisation derartiger Kleinstnetzinseln ist zu diskutieren und stellt aktuell ein nicht gelöstes Problem dar.

Perspektivisch müssen die dezentralen Energieanlagen nicht nur passiv den Versorgungsaufbau nicht behindern, sondern diesen aktiv unterstützen.

Bei all diesen Punkten kommt den Verteilnetzbetreibern beim Versorgungswiederaufbau die Rolle eines regionalen Koordinators und Multiplikators für die stark steigende Anzahl der Akteure in seinem Verantwortungsbereich zu. Er übernimmt die Koordination nachgelagerter Netzbetreiber sowie der Betreiber von Erzeugungsanlagen, von Speichern, von Lasten etc.

Die gemäß dena-Studie SDL 2030 dargestellten Entwicklungspfade sind an der sich entwickelnden Realität (Beispiel Inselnetze) zu prüfen und bei der Neugestaltung des Versorgungswiederaufbaus zu berücksichtigen (Quelle: dena-Studie SDL 2030).

Eine generelle Abkehr vom top-down-Konzept ist entsprechend den Ausführungen in der dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 aus wirtschaftlichen und technologischen Gründen nicht sinnvoll.

Vielmehr sollte es das Ziel sein, für einen schnellen und effektiven Versorgungswiederaufbau alle zur Verfügung stehenden Ressourcen in den einzelnen Netzebenen einzubeziehen.

In Pilotprojekten muss die konzeptionelle und praktische Umsetzbarkeit erörtert und nachgewiesen werden. Dabei sollten z.B. auch regionale Inselungskonzepte, unter Klärung des Aufwandes, der Effektivität und der Kostenerstattung, einbezogen werden (Vgl. hierzu z.B. Projekt „Netzkraft“).

Handlungsbedarf Versorgungswiederaufbau

Mit der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ wird dem top-down-Wiederaufbau der Vorrang gegeben. Dennoch sind die Bestrebungen zu vermehrter Eigenversorgung und der damit verbundenen eventuellen Bildung von Inselnetzen zu berücksichtigen. Andererseits sind die dezentralen Energieanlagen bei den Konzepten zum Versorgungswiederaufbau in Zusammenarbeit zwischen *Übertragungsnetzbetreiber* und Verteilnetzbetreiber aktiv zu beteiligen. Um sich auf den „Ernstfall“ vorzubereiten, werden die vorliegenden Wiederversorgungskonzepte gemeinsam trainiert und die dabei gewonnenen Erfahrungen in der Aktualisierung der Konzepte für den Versorgungswiederaufbau genutzt.

- *Definition der für den Versorgungswiederaufbau notwendigen Informationserfassung und des austausches.*
- *Sofern dezentrale Anlagen einen Beitrag zum Netzwiederaufbau leisten können, ist zu prüfen, inwieweit bestehende Netzwiederaufbau-Konzepte angepasst werden müssen.*
- *Erarbeitung und Kommunikation eines gemeinsamen Wiederaufbaukonzepts unter Verantwortung des ÜNB mit feingliedriger Untersetzung und ggf. unter Einbindung. weiterer Akteure (dezentrale Energieanlagen, Speicher etc.).*
- *Einbeziehung von regionalen Inselungskonzepten, Klärung Aufwand, Kostenerstattung; Klärungsbedarf hinsichtlich der Notwendigkeit von Netzwiederaufbau mit Inselteilnetzen.*
- *Mit der veränderten Nutzung dezentraler Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher sind Werkzeuge zur Steuerung und Überwachung der Prozesse neu zu beschreiben und anzuschaffen.*
- *Ein verändertes Versorgungswiederaufbaukonzept und eine steigende Komplexität machen die intensivere Aus- und Weiterbildung des Betriebspersonals in Bezug auf das Handeln im eigenen Verantwortungsbereich erforderlich, insbesondere mit neuen Akteuren und an den Netzschnittstellen im Zusammenspiel mit den Verantwortlichen der unterlagerten Netzbetreiber.*
- *Den neuen Erfordernissen entsprechend entstehen deutlich höhere Anforderungen an ein Energieinformationsnetz zur Datenabfrage von Stamm- und Echtzeitdaten.*

4. Ausblick

Die an diesem 10-Punkte-Programm beteiligten Netzbetreiber haben sich zum Ziel gesetzt, neben der Entwicklung von Lösungen auch die Implementierung dieser anzugehen. Die in diesem Papier angeführten Maßnahmen wurden gemeinsam entwickelt. In mehreren Arbeitsgruppen werden die einzelnen Punkte aktuell weiter vorangetrieben. Zudem beteiligen sich die Netzbetreiber gemeinsam an Forschungsprojekten.

Dieses 10-Punkte-Programm bildet den Beginn eines öffentlichen Dialogs mit der Branche und der Politik zu den von uns gefundenen Lösungen. Diese sollen auf Basis der bevorstehenden Gespräche stetig weiterentwickelt werden. Dabei bleibt es jedoch nicht bei einer theoretischen Erforschung des Themas. Die Netzbetreiber werden die auf diesem Weg gefundenen Lösungen auch in ihre Prozesse integrieren und anwenden.