



# Intensive Zusammenarbeit: ARGE FNB Ost und 50Hertz erarbeiten Lösungen für stabilen Netzbetrieb

---

Zwischenbericht des 10-Punkte-Programms zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen



## Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	3
Frequenzhaltung.....	4
Wirkleistungsmanagement .....	5
Spannungshaltung.....	7
Betriebsführung .....	9
Aufbau eines Erneuerbare-Energien-Messnetzes im 50Hertz-Netzgebiet.....	9
Kommunikationsstandards zwischen den Leitstellen des ÜNB und der VNB .....	10
Bereitstellung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für VNB im Rahmen des Energieinformationsnetzes.....	11
Netz- und Versorgungswiederaufbau .....	11

## Einleitung

Die Netzbetreiber der Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sind schon heute Vorreiter bei der Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung. Seit 2008 hat sich der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Norden und Osten Deutschlands verdoppelt. In den Jahren 2015 und 2016 lag der Anteil bereits bei fast 50 Prozent, in einigen Netzen überstieg die Einspeisung aus erneuerbaren Energien zeitweise sogar den Verbrauch – Tendenz weiter steigend. So ist die Momentanbelastung der Verteilnetze im Einzelfall bereits mehr als das Doppelte der Verbraucherlast. Perspektivisch ergeben sich zusätzliche Anforderungen aus der fortschreitenden Sektorkopplung beispielsweise aus der zunehmenden Elektromobilität. Die Energiewende stellt die Verteilnetzbetreiber (VNB) und den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der Regelzone im Nordosten und Osten Deutschlands daher vor besondere Herausforderungen, die eine intensive Zusammenarbeit vor allem bei Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität, des stabilen Netzbetriebs und der Sicherheit der Netze erfordern.

Im Vordergrund steht dabei die enge Kooperation bei der Erbringung der Systemdienstleistungen (SDL) Frequenzhaltung, Betriebsführung, Spannungshaltung sowie Netz- und Versorgungswiederaufbau durch die Netzbetreiber. Diese sind erforderlich, um das elektrische System sicher betreiben zu können. Heute werden wesentliche Beiträge dazu noch überwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht. Wenn die dezentrale Erzeugung zunimmt und der Verbrauch sich z.B. durch Elektromobilität verändert, müssen die dezentralen Akteure neue Aufgaben übernehmen.

Die in der ARGE der Flächennetzbetreiber (FNB) Ost zusammengeschlossenen Verteilnetzbetreiber (Avacon Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH, ENSO NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Netze Magdeburg GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, WEMAG Netz GmbH und der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH) haben im September 2014 mit einem 10-Punkte-Programm erste Vorschläge für die zukünftige Erbringung der Systemdienstleistungen skizziert. Drei Jahre nach Verabschiedung des Programms können der Übertragungsnetzbetreiber sowie die direkt angeschlossenen Verteilnetzbetreiber (110-Kilovolt (kV)-Verteilnetzbetreiber) umfangreiche Lösungen und Vorschläge zur Weiterentwicklung der einzelnen SDL vorstellen:

## Frequenzhaltung

Die Verantwortung für die Frequenzhaltung des Gesamtsystems liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Sie haben dafür zu sorgen, dass bei Störungen des Gleichgewichts aus Erzeugung und Verbrauch stets genügend Regelleistung zum Ausgleich der Frequenzabweichungen zur Verfügung steht und die in ihrer Regelzone verursachte Bilanzabweichung die zulässigen Toleranzen der System Operation Guidelines nicht verletzt.

Wenn die Anzahl der auf der Höchstspannungsebene angeschlossenen Großkraftwerke mit Fortschreiten der Energiewende sinkt, wird zwangsläufig immer mehr Regelleistung aus Anlagen kommen, die in Verteilnetzen angeschlossen sind. Das können Einspeiser sein, aber auch Verbraucher können mit einer stärkeren Flexibilisierung Regelenergie bereitstellen.

Die im Verteilnetz zukünftig verstärkt aktivierte Regelleistung muss dann über das Netz transportiert werden können. Durch Netzplanung und Netzausbau passen die Netzbetreiber ihre Netze an die neuen Anforderungen an. Für Übergangszeiten und in Phasen mit sehr hoher dezentraler Einspeisung in Gebieten, wo Netzausbau unwirtschaftlich wäre, können jedoch Engpässe entstehen. Zudem ist es möglich, dass der Ausbau des Netzes zu einer „Kupferplatte“ örtlich und für einzelne Phasen sehr hoher Belastung keine wirtschaftlich effiziente Lösung ist. In diesen Phasen kann die Bereitstellung von Regelleistung bestehende Engpässe verstärken, neue Engpässe hervorrufen oder gar unmöglich sein. Es kann daher zu Situationen kommen, in denen in Verteilnetzen angeschlossene Regelleistung oder Regelleistung erbringende Anlagen zur Engpassbehebung im Rahmen von Maßnahmen nach §13 Absatz 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) abgeregelt werden müssen. Als Konsequenz stünde dem Übertragungsnetzbetreiber die zugehörige Regelleistung zumindest zeitweise nicht zur Verfügung.

Für diese Problematik wurde im 10-Punkte-Programm ein erster Lösungsansatz erarbeitet, der aktuell in Pilottests erprobt wird.

Dieser Lösungsansatz sieht die komplette Verantwortung für die Erbringung der Regelleistung nach wie vor beim Regelleistungsanbieter. Jedoch stellt der Anschlussnetzbetreiber zusätzlich koordinierende Informationen zur Verfügung: Um den Anbieter von Regelleistung zu unterstützen und dessen Planungssicherheit zu erhöhen, erhält dieser Vorabinformation zu Engpässen durch den Anschlussnetzbetreiber, die eine Regelleistungserbringung behindern könnten. Auf dieser Basis kann der Regelleistungsanbieter bereits vorab einschätzen, ob die Regelleistung einer Anlage in einem bestimmten Zeitraum verfügbar gemacht werden kann. Der Regelleistungsanbieter kann diese Information verwenden, um



seine Regelleistungsvorhaltung besser zu planen und jene Anlagen aus seinem Anlagenpool zu nutzen, aus denen eine Bereitstellung von Regelleistung konfliktfrei erfolgen kann. Ziel ist es, Regelleistung vorhaltende bzw. erbringende Anlagen in schwächer ausgelastete Netzgebiete zu verlagern und damit den Einsatz von Redispatch- und/oder Einspeisemanagementmaßnahmen zu reduzieren. Der freie Zugang zum Regelleistungsmarkt wird dabei weitgehend uneingeschränkt erhalten bleiben. Die Signale in Richtung Regelleistungsanbieter sind somit rein informativer und nicht weisender Natur.

Die Vorabinformation soll dem Regelleistungsanbieter bis spätestens 8:00 Uhr day-ahead, also für den Vortag, und danach mit fortlaufenden Aktualisierungen in Form einer viertelstundenscharfen Ampel für die Einzelanlage zur Verfügung stehen:

- **Rote Ampel:** Durchleitung der Regelleistung aus dieser Anlage für diese Viertelstunde voraussichtlich nicht möglich.
- **Grüne Ampel:** Durchleitung der Regelleistung aus dieser Anlage für diese Viertelstunde voraussichtlich möglich.

Die mögliche Lösung sieht vor, diese Information allen Regelleistungsanbietern für ihren Anlagenpark zur Verfügung zu stellen. Die Pilottests sollen zunächst mit zwei Anlagen (unterschiedlicher Technologien) starten, um den erforderlichen Aufwand zu ermitteln und Routinen zum Datenaustausch zu entwickeln, die sich serienreif einführen lassen. Anschließend sollen derartige Anwendungen auf weitere Anlagen ausgeweitet und mit diesen Erfahrungen eine Diskussion zu einer branchenweiten Lösung angestoßen werden.

## **Wirkleistungsmanagement**

Redispatch erfolgt zur Entlastung von Netzelementen bereits in der Vorschau auf einen Engpass (day-ahead und intra-day). Dabei sollen prognostizierte Netzengpässe durch eine entsprechende Planung reduziert werden, indem Fahrpläne von beteiligten Anlagen vorausschauend angepasst werden. Durch die betroffenen Partner wird Wirkleistung an einem Netzknoten gezielt erhöht und an einem anderen Netzknoten gezielt um den gleichen Leistungsbetrag reduziert.

Redispatch ist aufgrund der Definition stets bilanziell neutral. Kann ein bilanziell ausgeglichener Zustand z.B. aufgrund fehlender Redispatch-Potenziale nicht erreicht werden, bleibt der Engpass in der Vorschau vorhanden und muss operativ durch

Maßnahmen<sup>1</sup> gemäß § 13 Absatz 2 EnWG entlastet werden. Zudem ist Redispatch (RD) eine fahrplanbasierte Maßnahme und keine direkte Anlagensteuerung wie sie ein Netzbetreiber mit direkt an seinem Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen bei der Umsetzung von Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG durchführt. Um eine RD-Maßnahme umzusetzen, muss eine entsprechende Fahrplananpassung für alle an der bilanzneutralen Maßnahme beteiligten Erzeugungsanlagen durch den Einsatzverantwortlichen (EIV) vorgenommen werden.

Häufig sind an einer RD-Maßnahme sehr weit voneinander entfernte Erzeugungsanlagen beteiligt. Daher ist eine Koordination mit allen betroffenen Netzbetreibern notwendig. Sie erfolgt zwischen den ÜNB bei einer gemeinsamen Dimensionierung.

Das technische Potenzial einer Erzeugungsanlage, die – je nach Erfordernis – zusätzliche Leistung bereitstellen oder zurückfahren kann, bildet eine wesentliche Eingangsgröße für den Redispatch-Dimensionierungsprozess und ist Bestandteil der KraftWerksEinsatzPlanungsdaten (KWEP-Daten).

Da zunehmend Anlagen aus dem Verteilnetz die Kapazitäten für den Redispatch auf Übertragungsnetzebene erhöhen können, gleichzeitig aber auch die Bewirtschaftung von Engpässen in den Verteilnetzen selbst in Betracht gezogen werden muss, ist neben der Koordination zwischen den ÜNB zukünftig eine verstärkte Koordination zwischen den Netzebenen und damit zwischen ÜNB und VNB notwendig. Die Koordination bezieht sich planerisch auf die Redispatch Potenziale, die jeweils konfliktfrei den jeweiligen Spannungsebenen zur Verfügung stehen können.

Dies ist auch aufgrund von zeitlichen Anforderungen notwendig, die aus den etablierten RD-Prozessen resultieren.

Aktuell werden zwei mögliche Lösungen ausgearbeitet: beide setzen voraus, dass auch der Anschlussnetzbetreiber die KWEP-Daten erhält.

## **Lösung 1: Zentrale Datenplattform**

Alle Informationen werden auf einer zentralen Datenplattform gesammelt und sind dort für alle Beteiligten (VNB, ÜNB, EIV sowie Betreiber der Anlage) einsehbar. Von dieser Datenplattform beziehen alle ihre Informationen, es ist eine gemeinsame Datenbasis und für alle dieselbe zeitliche Verfügbarkeit sichergestellt. Das vom EIV

---

<sup>1</sup> „Lässt sich eine Gefährdung oder Störung nicht oder nicht rechtzeitig durch Redispatch-Maßnahmen beseitigen, so ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen“ (§13 Absatz 2 EnWG).





gelieferte RD-Potenzial kann vom VNB eingeschränkt werden - bedingt durch VNB-RD-Abruf oder durch Netzrestriktionen.

Alle Beteiligten (ÜNB und evtl. vorgelagerte VNB) nutzen das kleinste auf der Plattform verfügbare RD-Potential einer Anlage.

Die RD-Anweisung erfolgt jeweils durch den Netzbetreiber, der den RD-Bedarf hat, dies muss nicht zwangsläufig der Anschlussnetzbetreiber sein.

## **Lösung 2: Aggregation**

Die im Verteilnetz verfügbaren RD-Potenziale werden für die Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz und im Übertragungsnetz genutzt. Der jeweilige Anschlussnetzbetreiber sammelt die Potenziale, plant diese für Engpässe im eigenen Netz ein und stellt die dann noch verfügbaren Potenziale dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber aggregiert an einer vereinbarten Schnittstelle (z.B. Netzverknüpfungspunkt) zur Verfügung.

In Analogie zur bestehenden Kaskade für Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG werden auch für marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG klare Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern definiert.

Der ÜNB verwendet das verfügbar aggregierte Potenzial für den Dimensionierungsprozess und ermittelt den RD-Bedarf im Übertragungsnetz.

Die RD-Anweisung erfolgt auf der Basis der aggregierten Potenziale an den nachgelagerten Netzbetreiber bis hin zum jeweiligen Anschlussnetzbetreiber. Der Anschlussnetzbetreiber weist dann die in seinem Netz verfügbaren Potenziale an.

## **Spannungshaltung**

Durch die zunehmende Volatilität von Erzeugung und schwerer zu prognostizierendem Verbrauch (Prosumer, Elektromobilität, etc.) werden die Spannungsverhältnisse in den Netzen immer dynamischer. Parallel bieten dezentrale Erzeugungsanlagen aber auch die Möglichkeit, die Spannung durch Beeinflussung der sogenannten Blindleistung mit zu regeln. Zur bedarfsgerechten Erbringung der SDL „Spannungshaltung“ haben die Beteiligten das „aktive Blindleistungsmanagement“, das die jeweiligen Spannungsbänder sowohl im Hoch- wie auch im Höchstspannungsnetz berücksichtigt, als gemeinsames Mittel entwickelt und in Teilen umgesetzt. Hierzu haben die VNB u. a. eine aktive Blindleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen eingeführt, die später auch

Verbrauchsanlagen umfassen soll. Für die Schnittstelle zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen wurden zwischen 50Hertz und den 110-kV-VNB vertragliche Vereinbarungen zu definierten Spannungsbändern geschlossen, die mittels des implementierten Systems eingehalten werden können. Je nach Anforderung des ÜNB ist der betreffende VNB in Abhängigkeit vom verfügbaren Potenzial somit in der Lage, gezielt Blindleistung an einem Netzverknüpfungspunkt oder für eine 110-kV-Netzgruppe bereitzustellen.

Auf der Basis der praktischen Erfahrungen und aktuellen Untersuchungen zum zukünftigen Blindleistungsbedarf werden die entwickelten Verfahren weiter optimiert und mit Regelalgorithmen zur automatisierten Blindleistungsbereitstellung unteretzt. Im Fokus stehen dabei die Bewertung des Blindleistungspotenzials dezentraler Erzeugungsanlagen und die Notwendigkeit zusätzlicher Betriebsmittel zur Beeinflussung des Blindleistungshaushaltes, um letztlich die Spannungshaltung gewährleisten zu können. Zur weiteren Ausgestaltung des aktiven Blindleistungsmanagements müssen die Netzbetreiber umfangreich in neue Leittechnik und neue Prozesse investieren.

Das entwickelte aktive Blindleistungsmanagement stellt neue Anforderungen an die operative Netzführung und bedarf einer intensivierten Abstimmung zwischen ÜNB und VNB. Im Rahmen eines gemeinsam erarbeiteten Schulungskonzeptes werden die notwendigen Fachkenntnisse vermittelt sowie typische Handlungsabläufe trainiert.

Derzeit werden erste Pilottests zum automatisierten Blindleistungsmanagement im Rahmen eines Forschungsprojektes von zwei beteiligten 110-kV-VNB in Kooperation mit 50Hertz durchgeführt.

Zur Gewährleistung des sicheren und stabilen Netzbetriebes sind die Mindestanforderungen an die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den Technischen Anschlussregeln (TAR) definiert. Zur Erläuterung der netztechnischen Hintergründe und der Notwendigkeit des Blindleistungsmanagements haben die beteiligten VNB ein gemeinsames Positionspapier erstellt und im Internet veröffentlicht.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Veröffentlicht unter anderem unter: [https://www.thueringer-energienetze.com/Dateien/Dokumente/Unternehmen/Positionspapier\\_TAB.pdf](https://www.thueringer-energienetze.com/Dateien/Dokumente/Unternehmen/Positionspapier_TAB.pdf)



## Betriebsführung

### *Aufbau eines Erneuerbare-Energien-Messnetzes im 50Hertz-Netzgebiet*

Die Zuverlässigkeit und Richtigkeit der Online-Erfassung (Messwerte) der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (nachfolgend EE-Einspeisung) trägt wesentlich zur sicheren Systemführung durch die ÜNB und die sichere Teilsystem- und Netzführung bei den VNB bei. In der Vergangenheit ist es jedoch mehrfach zu signifikanten Störungen der Systembilanz gekommen, z. B. aufgrund falsch prognostizierter Situationen und einer daraus resultierenden fehlerhaften Hochrechnung der Photovoltaik-(PV)-Einspeisung.

Aufgrund des hohen EE-Zubaus und der daraus resultierenden und zu prognostizierenden Leistungsgradienten, steigt die Wahrscheinlichkeit derartiger Ereignisse weiter an. Insbesondere vor dem Hintergrund der Substitution von gut erfassten Einspeisungen aus konventionellen Kraftwerken ist dies zunehmend systemgefährdend. 50Hertz braucht mehr Messwerte, als derzeit vorliegen, um Hochrechnungen/Prognosen zu verbessern und Fehler bei Hochrechnungen/Prognosen von Dienstleistern zu erkennen. Diese dienen dazu, passende und effiziente Sofortmaßnahmen ergreifen zu können. Derzeit setzt 50Hertz ein Hochrechnungs- und Prognoseverfahren innerhalb seiner eigenen IT-Infrastruktur ein, um Störungen der Datenbereitstellung durch Dienstleister (Dritte) zu beherrschen, und sichert so die automatische Fehlererkennung und Umschaltung zwischen den Verfahren ab. Da die Zuverlässigkeit dieses Verfahrens durch fehlerhafte Datenlieferungen in der Vergangenheit nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben war, muss diese Struktur um ein eigenes PV-Messnetz erweitert werden, das Messwerte und Daten aus PV-Anlagen in der Regelzone erfasst und über alle Spannungsebenen weiterleitet. Hierbei lehnt sich 50Hertz an die Verfahren an, die für die Windeneinspeisung bereits etabliert sind und nutzt Referenzanlagen zur Hochrechnung auf die Gesamteinspeisung.

Generell gibt es zwei Varianten für die Basisstrukturen des angestrebten PV-Messnetzes: Entweder wird ein eigenes Messnetz durch den ÜNB aufgebaut oder der ÜNB erhält die Messwerte von den VNB über die Kaskade. Beide Varianten unterscheiden eine messtechnische Basisstruktur, die die zeitgerechte Verfügbarkeit von Messwerten sicherstellt, sowie eine Ergänzungsstruktur, die die Qualität des Hochrechnungs- oder Prognoseergebnisses bei ggf. reduzierter Güte der Bereitstellungswege der Ergänzungsstruktur verbessert. Die Basisstruktur stellt eine unverzichtbare Rückfallebene bei Ausfall der Ergänzungsstruktur dar. Derzeit wird



ohne Basisstruktur ausschließlich mit Hochrechnungen/Prognosen von Dritten (Ergänzungsstruktur) gearbeitet.

50Hertz und die VNB haben sich auf eine Struktur geeinigt, bei der seit Mitte 2016 die Weitergabe der Messwerte von den VNB über die Kaskade erfolgt.

Die Umsetzung des Messkonzeptes erfolgt in zwei Phasen: Aktuell werden in der ersten Phase (Basislösung) mindestens 100 PV-Anlagen aus der gesamten Regelzone von 50Hertz gemessen, die in der zweiten Phase (Erweiterung) nach Qualitätsprüfung und -beurteilung auf mindestens 200 PV-Anlagen erweitert werden sollen. Hat der Anschlussnetzbetreiber die Datenverfügbarkeit bestätigt und den betroffenen Anlagenbetreiber informiert (sofern aus VNB-Sicht erforderlich), erhält 50Hertz den jeweiligen Online-Messwert bezogen auf die einzelne repräsentative PV-Anlage als Informationsweiterleitung über Leitstellenkopplung. Sofern verfügbar bekommt 50Hertz außerdem eine Information zu Status (zum Beispiel Stillstand, DV-Eingriff, Störung) und ggf. Höhe laufender Eingriffe insbesondere im Rahmen des Einspeisemanagements. Diese Zusatzinformation ist erforderlich, um die Messwertversorgung der Ist-Hochrechnung im Falle von Eingriffen in den Anlagenbetrieb zu korrigieren. Datenbereitstellungen fallen unter die gesetzlichen Regelungen von § 12 Absatz 4 EnWG (2009), die für ÜNB und VNB gleichermaßen gelten.

#### *Kommunikationsstandards zwischen den Leitstellen des ÜNB und der VNB*

Für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb wird zur Verbesserung der Kommunikation zwischen ÜNB und VNB ein Energieinformationsnetz zum Austausch von Topologie-, Netzampel-, Systemmonitor-, Last-, und Einspeisedaten aufgebaut. Da serielle Protokolle und S(FTP) nur bedingt für diese Aufgabenstellung geeignet sind, wurde der Standard IEC60870-6, der das TASE.2-Protokoll beschreibt, umgesetzt.

Die in der Kooperation der ARGE FNB Ost zusammengeschlossenen Verteilnetzbetreiber und 50Hertz empfehlen daher die Leitstellenkopplung über TASE.2 als grundsätzlichen Kommunikationsweg für den Prozessdatenaustausch zwischen ÜNB und VNB.

### *Bereitstellung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für VNB im Rahmen des Energieinformationsnetzes*

Betreiber von Kraftwerken (Nennleistung  $\geq 10$  MW, Netzanschlusspunkt  $\geq 110$  kV) sind verpflichtet, Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP-Daten) zu erstellen und dem jeweiligen ÜNB der Regelzone, in der das Kraftwerk liegt, zu melden. Es ist dabei nicht relevant, ob der ÜNB auch Anschlussnetzbetreiber des Kraftwerks ist. Kraftwerksbetreiber müssen ihre Einsatzplanungsdaten hingegen nicht verpflichtend an den VNB melden, obwohl das geplante Einspeiseverhalten für das Erkennen von Engpässen auch für VNB von großer Bedeutung ist. Während für EE-Einspeisungen Prognosen auf der Basis von Wettervorhersagen oder anderen Informationen zum Teil möglich sind, kann für die Vorausschau bei Kraftwerken nur der Einsatzplan des Betreibers genutzt werden. Gemäß §14 Abs. 1 EnWG 2012 in Verbindung mit §12 Absatz 2 EnWG (2012) hat der VNB Anspruch auf Daten und Information, die er für die sichere Betriebsführung oder den Netzausbau benötigt. In der Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist die Erhebung von KWEP-Daten für ÜNB geregelt. Die Weitergabe der Daten zwischen Netzbetreibern ist dagegen nicht festgelegt. Hier besteht Handlungsbedarf. Damit das Energieinformationsgesetz dazu beitragen kann, die Netze sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten und auszubauen, muss die Weitergabe an VNB geregelt werden.

Die Projektgruppe Betriebsführung erkannte die Notwendigkeit, dass KWEP-Daten, die bei 50Hertz vorliegen, an VNB weitergegeben werden. Ziel ist eine reibungslose Weitergabe von Daten und Informationen zwischen ÜNB und VNB. In diesem Zusammenhang ist eine Ergänzung der BNetzA-Festlegung für den KWEP1-Prozess anzuregen, um den Informationsbedarf der VNB zu berücksichtigen.

### **Netz- und Versorgungswiederaufbau**

Eine zentrale Aufgabenstellung der Projektgruppe (PG) Versorgungswiederaufbau (VWA) liegt in der Einbeziehung der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) beim Netzwiederaufbau (NWA). Innerhalb der Projektgruppe wurden die Voraussetzungen für eine aktive Teilnahme der DEA erarbeitet und dem Projekt NETZ:KRAFT zur Verfügung gestellt, wobei diese Erkenntnisse durch die PG VWA geprüft und in die neuen VWA-Konzepte aufgenommen werden sollen. Um diese Inhalte auch an das jeweilige Betriebspersonal übermitteln und trainieren zu können, ist eine unternehmensübergreifende Koordinierung und eine Konzeption für die Inhalte notwendig, die für den operativen Systembetrieb wichtig sind.



Im dritten Quartal 2017 wurden von 50Hertz und den Verteilnetzbetreibern der Regelzone innerhalb der PG VWA ein gemeinsames Schulungs- und Trainingskonzept erarbeitet und verabschiedet. Die gemeinsamen Trainings- und Schulungseinheiten sind unabdingbar für die sichere Beherrschung von Großstörungen sowie des Netzwiederaufbaus dar.

Nach erfolgreicher Ausschreibung und Bindung eines geeigneten Dienstleisters werden jährlich vier Trainings stattfinden. So kann jeder Mitarbeiter der operativen Netz- und Systemführung alle zwei bis vier Jahre trainiert werden. Die zweitägigen Trainings finden an einem Systemsicherheitstrainer statt, der es erlaubt, Emergency Szenarien (z.B. hohe Netzauslastung, geringe Netzauslastung, Spannungsprobleme, Störfälle, Kaskaden) zu trainieren bzw. den gemeinsamen Netzwiederaufbau unternehmensübergreifend durchzuführen.

Die Energiewende, insbesondere die Erzeugung erneuerbarer Energien (EE) führt zu einem Wandel in der Erzeugerstruktur des Netzbetriebes und zu steigender Komplexität. Das macht eine engere Zusammenarbeit erforderlich, die durch die Trainings und Schulungen intensiviert werden soll. Die Trainings und Schulungen erweitern durch den übergreifenden Fachaustausch die Kenntnisse der Interoperabilität zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz, vor allem in abnormalen Netzsituationen. Des Weiteren werden die Handlungskompetenzen der Operatoren aus dem Verteil- und Übertragungsnetz gestärkt.

Neben der laufenden Aktualisierung des NWA-Konzeptes hat die PG Versorgungswiederaufbau an den bisherigen Ergebnissen des Forschungsvorhabens NETZ:KRAFT (Erarbeitung von Konzepten und technischen Anforderungen für den VWA bei neuen Kraftwerksstrukturen) partizipiert und eruiert deren Einbindung in das Übergangskonzept des NWA.