



**Notwendige Daten und Informationen zur  
Wahrnehmung der Systemverantwortung in  
der Regelzone von 50Hertz Transmission**

Kurzgutachten im Auftrag der

**50Hertz Transmission GmbH**

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

**21.05.2010**

**CONSENTEC**  
**Consulting für Energiewirtschaft**  
**und -technik GmbH**

Grüner Weg 1  
D-52070 Aachen  
Tel. +49. 241. 93836-0  
Fax +49. 241. 93836-15  
E-Mail [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)  
[www.consentec.de](http://www.consentec.de)

in Kooperation mit

**Forschungsgemeinschaft für  
Elektrische Anlagen und Strom-  
wirtschaft (FGH) e. V.**

Hallenweg 40  
D-68219 Mannheim



**Inhalt**

<b>1</b>	<b>Hintergrund und Ziel des Gutachtens</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Systembetriebsplanung und Systemführung</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Daten- und Informationsbedarf zur Prognose, Überwachung und Steuerung der Netzbelastung</b>	<b>8</b>
4.1	Prognose	8
4.1.1	Übertragungsnetztopologie	8
4.1.2	Leistungsbilanzen der Kuppelknoten zu benachbarten Übertragungsnetzen	9
4.1.3	Leistungsbilanzen direkt angeschlossener Erzeugungsanlagen	10
4.1.4	Leistungsbilanzen an Anschlussknoten unterlagerter Verteilungsnetze	11
4.2	Überwachung	16
4.3	Steuerung	17
<b>5</b>	<b>Daten- und Informationsbedarf zur Prognose, Überwachung und Steuerung der Systembilanz</b>	<b>19</b>
5.1	Prognose	19
5.2	Überwachung	21
5.3	Steuerung	21
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>23</b>
	<b>Literatur</b>	<b>26</b>
<b>A</b>	<b>Tabellarischer Überblick zum notwendigen Datenaustausch</b>	<b>A-1</b>



## 1 Hintergrund und Ziel des Gutachtens

Die Übertragungsaufgabe in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH (50HzT) ist durch eine sehr hohe Einspeisung direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener Großkraftwerke sowie in den unterlagerten Netzen angeschlossener regenerativer wie konventioneller Erzeugungsanlagen bei gleichzeitig im Vergleich mit dem Rest Deutschlands geringer Lastdichte gekennzeichnet. Der hieraus resultierende strukturelle Exportbedarf der Regelzone führt – in Verbindung mit genehmigungsbedingten Verzögerungen beim geplanten Netzausbau – immer wieder zu Gefährdungen der Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems, deren Abwehr in hoher Frequenz Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG sowie in immer kürzerer Folge auch Notmaßnahmen nach § 13 (2) EnWG erfordert.

Vor diesem Hintergrund hat 50HzT uns, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH in Kooperation mit Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH), mit der Konzipierung eines Prognoseverfahrens für das Verhalten (Zustand und kurzfristige Entwicklung) des Elektrizitätsversorgungssystems in der eigenen Regelzone beauftragt. Diese Untersuchung dauert aktuell noch an.

Erste Erkenntnisse weisen ebenso wie nachfolgend dargestellte grundsätzliche Überlegungen jedoch bereits darauf hin, dass eine möglichst genaue Einschätzung sowie Prognose des Systemverhaltens den Rückgriff auf Daten erfordert, die 50HzT heute nicht zur Verfügung stehen. Grundsätzlich verpflichtet § 12 (4) EnWG Betreiber von Erzeugungsanlagen, Verteilungsnetzbetreiber und Elektrizitätslieferanten, den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) auf Verlangen unverzüglich Daten und Informationen zur Verfügung zu stellen, die für sicheren und zuverlässigen Betrieb, Wartung und Ausbau der Übertragungsnetze benötigt werden.

Infolge der flexibel auslegbaren Formulierung ohne direkte Benennung der bereitzustellenden Informationen im Gesetzestext war es im Bereich der Regelzone 50HzT bisher nicht möglich, mit den von dieser Datenbereitstellungspflichtung potenziell betroffenen Unternehmen eine Übereinkunft darüber zu erzielen, welche Daten unter die gesetzliche Regelung fallen und unbedenklich an 50HzT weitergegeben werden können.

Unbestritten ist es jedoch die Absicht des Gesetzgebers, mit der Regelung in § 12 (4) EnWG die ÜNB in die Lage zu versetzen, ihre gesetzlichen Aufgaben unter den sich im Zeitablauf ändernden Anforderungen zu erfüllen. Dies belegt alleine die Anordnung der Datenbereitstel-

lungsverpflichtung innerhalb des EnWG als letzter Absatz des § 12, der die Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen festlegt.

Desweiteren auferlegt die EU-Richtlinie 1228/2003 bzw. 714/2009 dem Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung einer maximalen Zurverfügungstellung der Netzinfrastruktur an den Markt, gegebenenfalls unter Anwendung diskriminierungsfreier Methoden der Kapazitätszuweisung (hier Auktionen) in Zeitbereichen von einem Jahr bis „intraday“ und unter Einhaltung der geltenden Sicherheitskriterien. Die Maximierung der Handelsmöglichkeiten unter Einhaltung der Systemsicherheit stellt einen klassischen Zielkonflikt dar.

50HzT hat uns vor diesem Hintergrund damit beauftragt, gutachterlich zu untersuchen, welche Daten und Informationen für die Wahrnehmung der gesetzlichen Aufgaben und Pflichten eines ÜNB unabdingbar sind und damit in jedem Fall und unbeschadet evtl. weitergehender Verpflichtungen unter die Regelungen des § 12 (4) EnWG fallen und somit unverzüglich bereitgestellt werden müssen.

Die erreichbaren Prognosegenauigkeiten und -verbesserungen durch Einsatz bestimmter Prognoseverfahren unter Verwendung von Daten aus unterlagerten Netzen können dabei erst dann endgültig bewertet werden, wenn diese Daten auch vorliegen. Im Regelfall ist jedoch davon auszugehen, dass eine bessere Prognosegüte im Vergleich zu Prognoseverfahren ohne Verwendung solcher Daten erwartet werden kann. Dieses zusätzliche Argument ist allerdings aufgrund vorliegender, sich unmittelbar ableitender Anforderungen für die folgenden Überlegungen nicht entscheidungsrelevant.

Unsere im vorliegenden Gutachten dokumentierten Untersuchungsergebnisse beziehen sich auf die aktuell erkennbaren Anforderungen an den Systembetrieb bei 50HzT. Änderungen im Ordnungsrahmen, bzgl. des Stands der Technik oder aufgrund zukünftiger energiewirtschaftlicher Entwicklungen können zu veränderten Daten- und Informationsanforderungen führen.

## 2 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen

Die Aufgaben und Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen sind im EnWG in den §§ 12 und 13 geregelt. Die Regelungen umfassen insbesondere die Verpflichtungen,

- die Energieübertragung durch das Netz zu regeln und zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in der eigenen Regelzone beizutragen (§ 12 (1) EnWG),
- den hierfür notwendigen Informationsaustausch mit benachbarten ÜNB sicherzustellen (§ 12 (2) EnWG) sowie
- über die Erfüllung dieser Aufgaben regelmäßig in Form von Netzzustands- und Netzausbauberichten Bericht zu erstatten (§ 12 (3) EnWG).

Besondere Verpflichtungen, damit aber auch besondere Rechte, ergeben sich im Fall von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems in der eigenen Regelzone. In diesem Fall sind die ÜNB in Wahrnehmung ihrer exklusiven Verantwortung für das Gesamtsystem (vgl. Titel des § 13 EnWG) berechtigt und verpflichtet,

- sogenannte netz- und marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen (§ 13 (1) EnWG) sowie, falls diese Maßnahmen nicht ausreichen,
- sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen den Erfordernissen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs anzupassen (§ 13 (2) EnWG).

Das EnWG definiert nicht explizit, welche technischen Aspekte die Systemverantwortung der ÜNB umfasst. Die Definition zu besorgender Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in § 13 (3) EnWG lässt jedoch erkennen, dass diese Systemverantwortung die Bereiche

- der unterbrechungsfreien Versorgung an das Übertragungsnetz angeschlossener Netzkunden,
- der Belastungssteuerung und Engpassvermeidung,
- der Frequenzhaltung,
- der Spannungshaltung sowie
- der Systemstabilität

umfasst.

§ 12 (2) EnWG verpflichtet die ÜNB zur Zusammenarbeit mit technisch verbundenen Netzbetreibern. Hierzu sind insbesondere die im gleichen Synchronverbund technisch eng miteinander gekoppelten Übertragungsnetze zu zählen.

Die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind im sogenannten Transmission Code 2007 des VDN zusammengefasst. Der Transmission Code definiert dabei Mindestanforderungen<sup>1</sup> u. a. an die technisch-betriebliche Koordination zwischen ÜNB und Netznutzern und insbesondere an die Wahrnehmung der Systemverantwortung. Diese Mindestanforderungen können und müssen – soweit zur Wahrnehmung der Systemverantwortung notwendig – von den einzelnen ÜNB detailliert werden.

Mit Blick auf die Wahrnehmung der Systemverantwortung und damit die Erkennung und Abwehr kurzfristiger Gefährdungen und Störungen besonders entscheidend sind die üblicherweise als Systembetriebsplanung und Systemführung bezeichneten Prozesse<sup>2</sup>.

Langfristig kann die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in einer Regelzone entsprechend §12 (1) EnWG nur durch einen bedarfsgerechten Ausbau sichergestellt werden. Hierzu sind die ÜNB nach §12 (3) EnWG verpflichtet. Auch für den hiermit verbundenen Prozess der Systemplanung ist der ÜNB auf Daten und Informationen von Betreibern von Erzeugungsanlagen, Verteilungsnetzbetreibern und Elektrizitätslieferanten angewiesen, die zur Bereitstellung nach §12 (4) EnWG verpflichtet sind. Aktuell ergibt sich für die Systemplanung bei 50HzT jedoch kein Datenbedarf, der über die ohnehin aus den Prozessen Systembetriebsplanung und Systemführung resultierenden und nachfolgend diskutierten Anforderungen hinausgeht. Auf eine gesonderte Darstellung wird deshalb verzichtet. Zukünftig kann jedoch auch für Zwecke der Systemplanung die Abfrage zusätzlicher Informationen notwendig und angemessen sein.

Auf die Daten- und Informationsanforderungen, die sich aus der technisch angemessenen Umsetzung der Prozesse Systembetriebsplanung und Systemführung unabdingbar ergeben, gehen wir nachfolgend näher ein.

---

<sup>1</sup> vgl. Transmission Code 2007, Abschnitt 1.1, Nr. (9)

<sup>2</sup> vgl. Transmission Code 2007, Abschnitt 7.1, Nr. (1)

### 3 Systembetriebsplanung und Systemführung

Bzgl. der genauen Aufgabenstellung und Abgrenzung der Prozesse Systembetriebsplanung und Systemführung wird im Folgenden auf die einschlägige Definition des Transmission Code 2007 zurückgegriffen:<sup>3</sup>

- *Die Systembetriebsplanung umfasst die Aufgaben der Planung des Netzeinsatzes und der Systembilanz.[...] Die Systembetriebsplanung stellt sicher, dass lang-, mittel- und kurzfristig anstehende Ereignisse wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln und Geräten, Baumaßnahmen im Übertragungsnetz etc. und angemeldete Fahrpläne durch Berücksichtigung im täglichen Betriebsgeschehen sicher durch die Systemführung beherrscht werden.[...] Am Vorabend des aktuellen Tages übergibt die Systembetriebsplanung die Ergebnisse an die Systemführung.*
- *Die Systemführung umfasst die Aufgaben der Steuerung und Überwachung des Übertragungsnetzes und die Leistungs-Frequenz-Regelung. [...] Die Systemführung trägt im Rahmen der kontinuierlichen Netzsicherheitsbetrachtung dafür Sorge, dass Störungen mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden. Die Systemführung dient dem sicheren Betrieb des Gesamtsystems, der Überwachung und Steuerung des Übertragungsnetzes und der angeschlossenen Lasten und Erzeugungseinheiten ("heute für heute").*

Systembetriebsplanung und Systemführung sind entsprechend diesen Definitionen keine voneinander unabhängigen, sondern vielfältig miteinander verzahnte Prozesse, deren gemeinsames Ziel die jederzeitige Versorgung der Endkunden mit elektrischer Energie und die Einhaltung der – wie in Kapitel 2 diskutiert – zur Systemverantwortung gehörenden Randbedingungen zu Netzbelastung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Systemstabilität ist.

Dabei ist es für eine effektive und effiziente Beherrschung von Gefährdungssituationen entscheidend, diese möglichst im Vorfeld ihres Eintritts – idealerweise am Vortag und damit im Zeitbereich der Systembetriebsplanung, mindestens jedoch innerhalb eines kontinuierlichen Vorschaubereiches von einigen Stunden – zu erkennen und Gegenmaßnahmen einzuleiten.

---

<sup>3</sup> vgl. Transmission Code 2007, Abschnitte 7.2.1 bzw. 7.3.1

Daten- und Informationsbedarf gemäß § 12 (4) EnWG ergibt sich dabei in besonderem Maße bzgl. der Aufgaben Steuerung der Netzbelastung und Frequenzhaltung/Leistungs-Frequenz-Regelung. Hierfür sind, auch in Abgrenzung zu Fragen der Spannungshaltung und der Systemstabilität, mehrere Gründe zu nennen:

- Die Netzbelastung, respektive das Kapazitätspotenzial, ergibt sich in den mit Drehstromtechnik betriebenen Übertragungsnetzen als unmittelbare Konsequenz des i. a. unkoordinierten und von verschiedenen Einflüssen abhängigen Verhaltens der Netznutzer, d. h. der Höhe von Lasten und Einspeisungen bzw. von regelzonenüberschreitenden Leistungstransporten. Steuerungsmöglichkeiten der ÜNB, die keine Eingriffe in das Verhalten der Netznutzer erfordern, bestehen nur in eingeschränktem Maß in Form von Schalthandlungen bzw. durch die Vorgabe von Blindleistungsbereitstellungen bzw. Spannungswerten am Anschlussknoten bei in Betrieb befindlichen Kraftwerken (netzbezogene Maßnahmen entspr. § 13 (1) EnWG). Gleichzeitig hängen der Blindleistungsbedarf des Netzes und damit Fragen der Spannungshaltung eng mit der Netzbelastung zusammen. Es liegen somit sowohl unmittelbar hinsichtlich der Netzbelastung als auch mittelbar hinsichtlich der Spannungshaltung eine hohe Abhängigkeit vom Verhalten Dritter und damit grundsätzlicher Daten- und Informationsbedarf vor.
- In gleicher Weise resultieren die Anforderungen an die Frequenzhaltung nahezu ausschließlich aus dem Verhalten der Netznutzer, speziell aus den Abweichungen von geplanter und tatsächlich eintretender Netznutzung. Bei der Planung der notwendigen Vorrhaltung von Kraftwerksreserve, der Umsetzung von Maßnahmen zur Leistungs-Frequenz-Regelung sowohl im Normalfall (Einsatz von Regelenergie) als auch bei darüber hinausgehenden Notmaßnahmen (z. B. Last- bzw. Einspeisemanagement) sind die ÜNB auf die Mitwirkung der Netznutzer und damit auf Daten und Informationen zu deren Verhalten angewiesen.
- Fragestellungen aus dem Bereich der Systemstabilität sind hingegen grundsätzlich im Rahmen der strategischen Netzplanung zu behandeln und im Regelfall – auch wegen der Komplexität der damit verbundenen Berechnungen – nicht im Zeitbereich der Systemführung zu entscheiden. Selbstverständlich kann für Fragestellungen der Systemstabilität in der Systemplanung spezieller Informationsbedarf entstehen, der jedoch, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht vordringlich, nicht weiter analysiert wird.

Dementsprechend diskutieren wir nachfolgend, welche Informationen 50HzT zur kontinuierlichen Prognose, Überwachung und Steuerung der Netzbelastung und der für die Frequenzhaltung relevanten Systembilanz benötigt. Dabei identifizieren wir heute bestehende Daten- bzw. Informationslücken und diskutieren, welche Daten bzw. Informationen gemäß § 12 (4) EnWG wenigstens bereitgestellt werden müssen, um diese Lücken zu schließen und damit 50HzT die umfassende Wahrnehmung der Systemverantwortung zu ermöglichen. Identifizierter unabdingbarer Daten- und Informationsbedarf ist dabei zur eindeutigen Kennzeichnung fett gedruckt.

## 4 Daten- und Informationsbedarf zur Prognose, Überwachung und Steuerung der Netzbelastung

### 4.1 Prognose

Im Rahmen der Systembetriebsplanung und Systemführung erfolgt eine Prognose der Netzbelastung bei 50HzT, indem verschiedene Netzberechnungen<sup>4</sup> für Netzmodelle erstellt werden, die für den Prognosehorizont im Viertelstunden- bis Stundenraster

- die von 50HzT erwartete Übertragungsnetztopologie mit
- Prognosen der Leistungsbilanzen der verschiedenen Typen von Netzknoten, nämlich
  - Kuppelknoten zu benachbarten Übertragungsnetzen
  - Anschlussknoten von direkt an das 50HzT-Netz angeschlossenen Erzeugungseinheiten und
  - Anschlussknoten unterlagerter Verteilungsnetze,

verknüpfen.

Diese Vorgehensweise entspricht dem Stand der Technik in Übertragungsnetzen. Für eine – zur Gewährleistung der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Regelzone bei maximaler Kapazitätsausnutzung notwendige – hohe Prognosegüte ist dabei entscheidend, alle Elemente des Netzmodells sowie o.g. Leistungsbilanzen mit hoher Genauigkeit prognostizieren zu können. Inwieweit dies bei 50HzT bisher möglich ist bzw. welcher Daten- und Informationsbedarf erforderlich ist, um eine anforderungsgerechte Belastungsprognose erstellen zu können, wird nachfolgend diskutiert.

#### 4.1.1 Übertragungsnetztopologie

Geringe Unsicherheiten bestehen bei der Übertragungsnetztopologie, da diese im eigenen Übertragungsnetz direkt von 50HzT beeinflusst werden kann und im für die Netzbelastung

---

<sup>4</sup> I. d. R. Lastflussberechnungen und Ausfallsimulationen, vgl. hierzu auch Abschnitt 4.2

bei 50HzT relevanten Nahbereich anderer Übertragungsnetze Topologieänderungen nur in Abstimmung mit 50HzT vorgenommen werden.

#### **4.1.2 Leistungsbilanzen der Kuppelknoten zu benachbarten Übertragungsnetzen**

Für die Prognose des Leistungsaustauschs mit benachbarten Übertragungsnetzen liegen verbindliche Fahrplananmeldungen für den regelzonenübergreifenden Leistungsaustausch vor. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass diese alleine noch keine ausreichende Grundlage bieten, um die Leistungsbilanzen der Kuppelknoten und damit die durch den regelzonenübergreifenden Austausch bedingten Leistungsflüsse ausreichend genau prognostizieren zu können. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber arbeiten deshalb kontinuierlich an der Verbesserung dieser Prognosen. Zu nennen sind hier z. B.

- der Austausch von Lastfluss-Datensätzen im Rahmen der Systembetriebsplanung am Vortag des aktuellen Tages (Day Ahead Congestion Forecast, DACF), demnächst ergänzt um eine 2-Tages-Prognose (D2CF),
- TSC (TSO Security Cooperation), eine Netzsicherheitsinitiative mehrerer mitteleuropäischer ÜNB unter Einschluss von 50HzT, bei der die Verbesserung der Netzbelastungsprognose durch intensiven Datenaustausch und wechselseitige Koordination im Fokus steht sowie
- die geplante Einführung einer lastflussbasierten Allokation von Übertragungsrechten mit gegenüber dem Status quo deutlich detaillierterer Berücksichtigung der Flussverhältnisse im Übertragungsnetz in der Engpassmanagementregion Central Eastern Europe, zu der 50HzT gehört.

Es ist somit erkennbar, dass 50HzT kontinuierlich daran arbeitet, die Genauigkeit der Prognose für Netzbelastungen aufgrund von regelzonenüberschreitendem Leistungsaustausch und Transiten zu verbessern und diesbezügliche Ungenauigkeiten zu eliminieren.

Um eine ausreichende Prognosegüte auch für den Bereich der Einspeisungen und Entnahmen im eigenen Übertragungsnetz zu erreichen, ist 50HzT auf die Bereitstellung von Daten und Informationen durch die Netznutzer angewiesen.

### 4.1.3 Leistungsbilanzen direkt angeschlossener Erzeugungsanlagen

**Direkt angeschlossene Erzeugungsanlagen** beeinflussen unmittelbar die Lastflusssituation im Übertragungsnetz. Deswegen werden bereits im Transmission Code 2007 die Betreiber von solcher Anlagen zur Abgabe von **Erzeugungsfahrplänen am Vortag** des aktuellen Tages verpflichtet<sup>5</sup>. Diese Erzeugungsprognosen der Kraftwerksbetreiber sind als unabdingbarer Datenbedarf zur Wahrnehmung der Systemverantwortung einzustufen. Aufgrund der in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Bedeutung von Intra-Day-Märkten, der korrespondierenden Einführung von Intraday-Kapazitätsallokationen und daraus resultierenden kurzfristigen Anpassungen der Erzeugungsleistung von Kraftwerken<sup>6</sup> halten wir darüber hinaus eine **kurzfristige Aktualisierung von Erzeugungsfahrplänen** für sinnvoll und notwendig, wobei vorausgesetzt wird, dass die Fahrplanwerte der zum Meldezeitpunkt tatsächlich geplanten Fahrweise entsprechen. Die Zeitpunkte für die Fahrplanaktualisierung sind durch 50HzT auf Basis der Zeitspanne vor dem tatsächlichen Betrieb festzulegen, an denen auf Basis der vorliegenden Informationen eine Neubewertung des prognostizierten Systemzustandes erfolgt. Grundsätzlich kann jede Änderung der Einsatzplanung der Erzeugung eine Neubewertung des Systemzustandes erfordern.

---

<sup>5</sup> Der Transmission Code sieht eine Relevanzschwelle von 100 MW Nennleistung vor. Aufgrund der unmittelbaren Lastflusswirkung direkt angeschlossener Anlagen für das Übertragungsnetz halten wir jedoch eine vollständige nennleistungsunabhängige Übermittlung von Prognosefahrplänen für notwendig. Dies gilt zumal, da nur wenige direkt angeschlossene Anlagen diesen Grenzwert (wenigstens bei der aus Lastfluss-Sicht entscheidenden knotenweisen Betrachtung) unterschreiten dürften. Zur Vereinfachung der Prognoseanmeldung kann diese jedoch beim Betrieb einzelner Blöcke am gleichen Übertragungsnetz-Anschlusspunkt und mit Leistungen von jeweils unter 100 MW als Summenwert erfolgen. Davon ausgenommen sind – wie auch im Transmission Code verankert – Erzeugungsanlagen, die unter die Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fallen, deren zukünftige Einspeisung entsprechend der geltenden vorrangigen Abnahmepflicht der gesamten angebotenen Leistung durch den Übertragungsnetzbetreiber mit entsprechenden Prognoseverfahren ermittelt wird.

<sup>6</sup> Untersuchungen der Gutachter haben gezeigt, dass solche Anpassungen auch und gerade im Bereich der Regelzone 50HzT in erheblichem Umfang auftreten.

#### 4.1.4 Leistungsbilanzen an Anschlussknoten unterlagerter Verteilungsnetze

Besonders schwierig ist speziell bei 50HzT die Prognose der Leistungsbilanzen für die Anschlusspunkte unterlagerter Verteilungsnetze, die sogenannte vertikale Netzlast. Diese setzt sich grundsätzlich aus der Abnahme der in diesen Netzen angeschlossenen Letztverbraucher, verringert um die Einspeisung in unterlagerten Ebenen angeschlossener Erzeugungsanlagen, zusammen. Die Versorgungs- und Transportaufgabe von 50HzT zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil derartiger Erzeugungsanlagen aus. Dabei handelt es sich einerseits um Anlagen zur Elektrizitätserzeugung auf Basis regenerativer Quellen mit insgesamt mehr als 11.000 MW Nennleistung (speziell Windenergieanlagen mit ca. 10.000 MW), andererseits um thermische Erzeugungsanlagen, speziell KWK, mit insgesamt mehr als 7.000 MW Nennleistung. Dementsprechend wird die vertikale Netzlast bei 50HzT in weiten Teilen des Netzes von der Erzeugung in unterlagerten Ebenen nicht nur erheblich mitbestimmt, sondern sogar dominiert. Dies belegen die auftretenden Rückspeisungen an vielen Umspannstationen in Schwachlastzeiträumen bei hoher Windenergieeinspeisung.

Dieser dominierende Einfluss unterlagerter Erzeugung bedeutet eine erhebliche Erhöhung der Prognosekomplexität für die vertikale Netzlast. Zwar lässt sich das Verhalten ausreichend großer Verbraucherkollektive oder durch den Verbrauch stark dominierter vertikaler Netzlasten hinreichend gut z. B. über Temperaturen und Tageszeiten in Verbindung mit statistischen Auswertungen von Zeitreihen der vertikalen Netzlast z. B. zur Aufdeckung von Autokorrelationen prognostizieren [2]. Für vertikale Netzlasten, die – wie bei 50HzT – nicht aus der Dominanz einzelner, sondern aus der Überlagerung vieler Faktoren mit jeweils nennenswertem Einfluss (u. a. Stromverbrauch, aber auch Vermarktungsergebnisse von Großkraftwerken, Wärmebedarf bei wärmegeführten KWK-Anlagen, Wind- und Sonnendargebot bei EEG-Anlagen etc.) resultieren, fehlt bisher jedoch jegliche Evidenz für eine erfolgreiche Prognose aufgrund von statistischen Zeitreihenanalysen.

Da gerade im Bereich der EEG-Anlagen in den letzten Jahren ein erheblicher Zubau erfolgt ist und dieser Trend ungebrochen erscheint, kann eine Prognose der vertikalen Netzlast aus sich heraus, d. h. auf Basis historischer Daten, kaum genau gelingen. Vielmehr können im hier zu betrachteten kurzfristigen Bereich die Einspeiseleistungen dieser Anlagen nur auf Basis aktuell vorliegender Daten, etwa zur installierten Leistung und der Wettervorhersage, prognostiziert werden, wobei allerdings erfahrungsgemäß größere Prognosefehler auftreten können.

Aus unserer Sicht einzig zielführend und für die Wahrnehmung der Systemverantwortung notwendig sind deshalb eine separate Prognose bzw. Estimation der verschiedenen Einflussfaktoren (Gesamtlast sowie unterlagerte Erzeugung, aufgrund der unterschiedlichen Einsatzcharakteristik separiert nach Erzeugungstechnologien) und deren anschließende Überlagerung zur vertikalen Netzlast. Dabei muss 50HzT als systemverantwortlicher ÜNB in die Lage versetzt werden geeignete Estimations- und Prognosemodelle für alle diejenigen Einflussfaktoren entwickeln zu können, für die eine Prognose bisher betreiberseitig nicht erstellt wird.

Ergänzend zu – grundsätzlich mit größerem zeitlichem Vorlauf arbeitenden – Estimations- und Prognosemodellen muss die Systemführung bei 50HzT in der Lage sein, belastbare Kurzfristprognosen zur Entwicklung der Belastungssituation des Übertragungsnetzes zu erstellen. Derartige Kurzfristprognosen können aus der Entwicklung der Ist-Werte für verschiedene Einflussgrößen und ihrer kurzfristigen Trends wie Änderungsrichtung und –geschwindigkeit gebildet werden. Wo eine genügend genaue Abbildung der Ist-Werte von Einflussfaktoren über Estimations- und Prognosemodelle nicht möglich ist, kann deswegen der Rückgriff auf Online-Messwerte zu Prognosezwecken erforderlich sein.

Für Einzelaspekte wurden in der Vergangenheit bereits Estimations- und Prognosemodelle entwickelt (z. B. Windenergie-Einspeiseprognose und -Ist-Hochrechnung)., Allerdings treten bereits bei der Online-Estimation der Windenergieeinspeisung – vermutlich infolge der unzureichenden Repräsentativität der verfügbaren Messwerte – zeitweise signifikante Fehleinschätzungen ein, so dass deren Nutzwert stark eingeschränkt ist und insbesondere keine weitere Verbesserung der stark volatilen Windenergieeinspeise-Prognosen ermöglicht.

Bei der Entwicklung und kontinuierlichen Verbesserung von Estimations- und Prognosemodellen wie ggf. von Online-Messwerten ist 50HzT auf die Bereitstellung von Daten und Informationen durch die Netznutzer angewiesen. Da nur auf Basis dieser Daten eine hinreichend gute Erfassung und Prognose der vertikalen Netzlasten möglich erscheint, ist die Bereitstellung als unverzichtbar für die Wahrnehmung der Systemverantwortung einzustufen.

Dabei gliedert sich der Datenbedarf in mehrere Gruppen. Es handelt sich dabei um

- Daten, die bei einzelnen Netznutzern bereits als Prognosedaten in einer direkt verwertbaren Form vorliegen: hierzu sind insbesondere die **Fahrpläne großer Erzeugungseinheiten** zu zählen, die analog zu den Erzeugungsfahrplänen an das Netz von 50HzT angeschlossener Einheiten an 50HzT übermittelt werden sollten. Eine relevante Lastflusswir-

kung und damit eine Verpflichtung zur Kooperation mit dem ÜNB im Sinne der Wahrnehmung der Systemverantwortung ist wenigstens von all den Anlagen zu erwarten, deren Nennleistung mindestens **50 MW**<sup>7</sup> beträgt;

- Daten, die als Zeitreihen bei Verteilungsnetzbetreibern vorliegen und zur Verbesserung bereits existierender Prognosen und Hochrechnungen genutzt werden können: hierzu sind insbesondere **die Zählwerte der für die Ist-Hochrechnung der Windenergieeinspeisung genutzten Referenzwindanlagen**<sup>8</sup> zu zählen. Angesichts der bisher erreichten Genauigkeit der Ist-Hochrechnung mit Fehlern im vierstelligen MW-Bereich erscheint darüber hinaus eine deutliche Erweiterung der Erfassungsbasis bis hin zu einer vollständigen Online-Erfassung sinnvoll und notwendig; sowie
- Daten, die als Ist-Zeitreihen vorliegen oder zukünftig erfasst werden müssen, um den Aufbau von Prognosemodellen für bisher nicht prognostizierte Bestandteile der vertikalen Netzlast zu ermöglichen.

Bzgl. letztgenannter Gruppe sind für eine Prognose der vertikalen Netzlast einerseits der Aufbau einer Gesamlastprognose, andererseits von Prognosemodellen für die Einspeisung der verschiedenen durch o. g. Daten noch nicht abgedeckten Erzeugungstechnologien mit Anschluss in den dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen relevant. Dabei ist auf eine ausreichende regionale Disaggregation der Prognosen zur Ermöglichung einer netzknotenorientierten Prognose der vertikalen Netzlast zu achten.

Für die Prognose der Gesamlast durch ÜNB sind im europäischen Ausland erfolgversprechende und grundsätzlich übertragbare Prognoseverfahren ermittelt worden, die jedoch sämt-

---

<sup>7</sup> Dieser Grenzwert liegt bewusst unter dem im Transmission Code 2007 genannten Wert, der nach Ansicht der Gutachter gerade in Netzen mit hohem Anteil unterlagerter Einspeisungen zu hoch liegt, um die gesetzliche Systemverantwortung ausreichend und vollumfänglich wahrzunehmen. Insbesondere erkennt auch der Transmission Code 2007 die Relevanz von Anlagen mit einer Einspeiseleistung von mindestens 50 MW für den Übertragungsnetzbetrieb grundsätzlich an, da diese zur Bereitstellung von Online-Daten zur Einspeisung verpflichtet werden. Prognosen für Anlagen desselben Betreibers am selben Anschlusspunkt können zusammengefasst werden.

<sup>8</sup> Sollten in Zukunft für andere Formen der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. Photovoltaik) ebenfalls Ist-Hochrechnungen entwickelt werden, ergibt sich analoger Datenbedarf für die dabei verwendeten Referenzanlagen.

lich einer Parametrierung für das regional unterschiedliche Verbrauchsverhalten anhand historischer Zeitreihen der Gesamtlast bedürfen. Da sich die Gesamtlast jedoch zu einem relevanten Teil aus dem Verbrauch nicht leistungsgemessener Kunden ergibt, kann sie nicht direkt gemessen werden. Vielmehr ist eine Ermittlung nur durch eine Bereinigung historischer Zeitreihen der vertikalen Netzlast um die gleichzeitige Erzeugung in unterlagerten Ebenen möglich.

Daraus ergibt sich der unmittelbare Bedarf zur Bereitstellung von **Zeitreihen (Viertelstundenraster) der summarischen Einspeisung in unterlagerten Netzen angeschlossener Erzeugungsanlagen**. Wir halten dabei im Sinne einer effizienten und praktikablen Datenbereitstellung und zur Sicherstellung einer geeigneten regionalen Disaggregation die **separate Erfassung bei jedem 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber, aufgeteilt nach 110-kV-Netzgruppen, und eine nachlaufende Bereitstellung in jährlichem oder kürzeren Turnus** für sinnvoll. Dabei wird eine Aggregation der Daten pro 110-kV-Netzgruppe aus Praktikabilitätsgründen vorgeschlagen. Sie ist nur akzeptabel, sofern hierdurch kein Qualitätsverlust beim Prognoseergebnis eintritt.

Soweit den 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreibern die Informationen über Einspeisung in den Netzen der Weiterverteiler nicht direkt vorliegen, ergibt sich in unmittelbarer Anwendung des § 14 (1) EnWG eine Informationspflicht auch der Weiterverteiler gegenüber den 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreibern<sup>9</sup>, da die Datenerfassung als notwendig zur Gewährleistung der Sicherheit des Gesamtsystems und damit auch der Sicherheit und Zuverlässigkeit im entsprechenden Verteilungsnetz anzusehen ist. Um eine möglichst genaue Erfassung der Gesamtlast zu ermöglichen, sind in die Zeitreihen der Einspeisung in unterlagerten Ebenen sämtliche leistungsgemessenen Erzeugungsanlagen mit einzubeziehen.

---

<sup>9</sup> § 12 (4) EnWG sieht im Grundsatz auch die Möglichkeit vor, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Lieferanten die Daten liefern. Wir halten jedoch aus verschiedenen Gründen (Datenbereitstellungsverpflichtung kann in Netzanschlussverträgen zwischen Verteilungsnetzbetreiber und Betreiber von Erzeugungsanlagen verankert werden, ein Großteil der Daten wird von den Verteilungsnetzbetreibern für die eigene Netzführung benötigt, Nutzung bestehender Datenübertragungswege) eine Bereitstellung durch die 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber im Sinne einer Informationskaskade für effizienter. Sie kann und muss ggf. jedoch hilfsweise durch Datenbereitstellungen nicht direkt angeschlossener VNB, Betreiber von Erzeugungsanlagen und Lieferanten ergänzt werden.

Für **nicht leistungsgemessene Anlagen** sollten stattdessen – zur Parametrierung von Hochrechnungsverfahren – **aggregierte Zählwerte der Jahresenergieeinspeisung** an 50HzT übermittelt werden.

Ein bei der Lastprognose zu berücksichtigender Einflussfaktor ist das Verbrauchsverhalten von leistungsgemessenen Sondervertragskunden, dessen Korrelation zu dem mit üblichen Verfahren prognostizierten Verbrauch von Tarifkunden nicht notwendigerweise so hoch ist, dass sich eine separate Prognose erübrigt. Um diesen Einflussfaktor berücksichtigen zu können, ist die genaue Korrelation zu untersuchen und ggf. ein separates Prognosemodell für den Sondervertragskundenverbrauch zu entwickeln. Hierfür benötigt 50HzT unabdingbar **Zeitreihen (Viertelstundenraster) zur Summenlast von leistungsgemessenen Sonderverbrauchskunden in unterlagerten Netzen**. Wiederum halten wir eine **Erfassung bei jedem 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber separat für jede 110-kV-Netzgruppe und eine nachlaufende Bereitstellung in jährlichem oder kürzeren Turnus** für sinnvoll.

Wie oben diskutiert ist es zusätzlich notwendig, nach Erzeugungstechnologien differenzierte Prognosemodelle für die Einspeisung in unterlagerten Ebenen zu entwickeln. Nicht berücksichtigt werden müssen dabei in der 110-kV-Ebene angeschlossene, nicht wärmegeführte Erzeugungsanlagen, wo von einer separaten Prognose und Abgabe entsprechender Erzeugungsfahrpläne durch den Betreiber ausgegangen wird. Für Windenergieanlagen existieren bereits Prognosemodelle, die jedoch – z. B. bzgl. der regionalen Auflösung kontinuierlich weiterentwickelt werden müssen. Notwendig erscheint zudem der Neuaufbau von Prognosemodellen insbesondere für den Bereich der KWK-Erzeugung sowie der Erzeugung auf Basis von Sonnenenergie und Biomasse. Um diese Prognosemodelle entwickeln zu können, benötigt 50HzT unabdingbar **Zeitreihen (Viertelstundenraster) zur summarischen Einspeisung in unterlagerten Ebenen jeweils separat für KWK-Anlagen, Windenergieanlagen, Solaranlagen und Biomasseanlagen**. Dabei sind alle leistungsgemessenen Anlagen in die Datenbereitstellung einzubeziehen.<sup>10</sup> In Analogie zum zuvor diskutierten Datenbedarf ist eine

---

<sup>10</sup> Im Grundsatz sehen die Gutachter eine Erfassung mindestens aller neueren Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW vor, für die der Gesetzgeber über §6 EEG mit der Verpflichtung zur Installation einer Einrichtung zum Abruf der Ist-Einspeisung eine Zumutbarkeitsgrenze vorgegeben hat.

**Erfassung bei jedem 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber separat für jede 110-kV-Netzgruppe und eine nachlaufende Bereitstellung in jährlichem oder kürzeren Turnus sinnvoll.**

## **4.2 Überwachung**

Die kontinuierliche Überwachung der Netzbelastung erfolgt in Übertragungsnetzen in der Regel in zwei Schritten:

- Aus einer Vielzahl von (potenziell mit Ungenauigkeiten bzw. Messfehlern) behafteten Messwerten wird minütlich mit Hilfe des Verfahrens der State Estimation der Systemzustand, d. h. alle relevanten elektrischen Kenngrößen mindestens eigener Netzknoten und -betriebsmittel sowie der mit dem eigenen Netz verbundenen Knoten benachbarter oder unterlagerter Netze, ermittelt.
- Anschließend wird im Rahmen einer sogenannten Ausfallsimulation untersucht, wie sich der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels auf den Systemzustand auswirken würde. Insbesondere wird dabei geprüft, ob das in der Systemführung von Übertragungsnetzen übliche  $(n-1)$ -Kriterium, d. h. die grundsätzliche Anforderung an das System, den Ausfall eines Betriebsmittels ohne weitere Grenzwertverletzungen zu beherrschen, in der untersuchten Situation eingehalten wird und wie groß die verbleibende Sicherheitsreserve bzw. Grenzwertverletzung ist.

Die Anwendung der State Estimation erfordert die Beobachtbarkeit des überwachten Systembereichs. Hierunter ist eine flächendeckende Messung elektrischer Kenngrößen mit ausreichender Redundanz zur Erkennung und Korrektur von Messfehlern zu verstehen. Insbesondere ist es notwendig, dass der Systemführung von 50HzT on-line **knotengenaue Messwerte** zu

- **Wirk- und Blindleistungseinspeisung an das 50HzT-Netz angeschlossener Erzeugungseinheiten** sowie
- **Wirk- und Blindleistungsbilanzen des Leistungsaustauschs mit unterlagerten Netzen**

zur Verfügung gestellt werden<sup>11</sup>. Dabei ist eine über den Anschlussknoten an das Netz von 50HzT hinausgehende Saldierung wegen der unterschiedlichen Lastflusswirkungen zu vermeiden.

Um die für das eigene Netz relevanten Ausfälle in umgebenden Übertragungsnetzen in der Ausfallsimulation berücksichtigen zu können, stellen die Übertragungsnetzbetreiber für sogenannte „Observability Areas“ (nach UCTE Operation Handbook, Policy 3) technische Daten zur Netztopologie sowie aktuelle Messwerte und Schaltzustände wechselseitig zur Verfügung. Analog gilt bei der Durchführung von Ausfallsimulationen, dass die Lastflusssituation im Übertragungsnetz und im ebenfalls vermascht betriebenen unterlagerten 110-kV-Netz nicht isoliert voneinander betrachtet werden können. Vielmehr wirken sich Netztopologie im 110-kV-Netz und Schaltung/Stufenschalterstellung der Transformatoren zwischen Übertragungsnetz und 110-kV-Netz auch auf die Flüsse im Übertragungsnetz aus. Dieser Effekt darf bei den sicherheitskritischen on-line-Ausfallsimulationen nicht vernachlässigt werden. Das Leitungssystem von 50HzT kann unterlagerte 110-kV-Netze deshalb explizit oder in Form von Netzäquivalenten abbilden. Um dieses 110-kV-Netzabbild parametrieren zu können, ist eine Datenbereitstellung der 50HzT **unterlagerten 110-kV-Netzbetreiber zu elektrischen Kenndaten der Netzbetriebsmittel und Schaltzustand bzw. Stufenschalterstellung, ggf. zur Verringerung der auszutauschenden Datenmengen und nach Abstimmung mit 50HzT regional zu Netzäquivalenten** aggregiert, notwendig.

### 4.3 Steuerung

Werden im Rahmen der Systembetriebsplanung oder Systemführung Gefährdungen der Sicherheit oder Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems in der Regelzone erkannt, so ist 50HzT als systemverantwortlicher ÜNB berechtigt und verpflichtet, zunächst netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG und darüber hinaus, sofern dies nicht ausreicht, Notmaßnahmen nach §13 (2) EnWG zu ergreifen. In der Vergangenheit haben Anwendungsfälle des § 13 (2) EnWG bei 50HzT vor allem Reduzierungen der Erzeugungsleis-

---

<sup>11</sup> Eine alternativ theoretisch mögliche Messung der Zweigflüsse sowie aller Knotenspannungen nach Betrag und Phase (mit sogenannten Phasor Measurement Units) ist flächendeckend nicht realistisch und entspricht nicht dem Stand der Technik.

tung von in unterlagerten Netzen angeschlossenen regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen erfordert, da über zuvor realisierten Maßnahmen nach § 13 (1) das Potential möglicher Einsenkungen direkt am Übertragungsnetz angeschlossener konventioneller Erzeugungsanlagen bereits weitestgehend ausgeschöpft war. Für 50HzT als systemverantwortlicher ÜNB ist es dabei – gerade vor dem Hintergrund der besonderen Sicherheitsrelevanz und, damit verbunden, grundsätzlich zeitkritischen Ausführung angeordneter Maßnahmen – entscheidend,

- das Potenzial möglicher Maßnahmen sicher einschätzen und
- die Ausführung angeordneter Maßnahmen und ihre Wirkung überwachen zu können.

Insbesondere bedeutet dies, dass 50HzT zur Wahrnehmung der Systemverantwortung on-line-Informationen über die aktuelle Einspeisung für die Netzbelastung besonders relevanter Erzeugungsanlagen benötigt. Als Datenbedarf ergibt sich daher

- die bereits im Transmission Code 2007 festgeschriebene **on-line-Übertragung der aktuellen Einspeisung** in unterlagerten Ebenen angeschlossener Erzeugungsanlagen mit einer **Nenneinspeiseleistung von wenigstens 50 MW<sup>12</sup>** sowie
- die **on-line Übertragung der aktuellen Einspeiseleistung der** für die Ist-Hochrechnung der Windenergieeinspeisung genutzten **Referenzwindanlagen**; dabei ist – z. B. zur Detektion von Anlagen- bzw. Messwertstörungen bzw. regionalen Unterschieden der Windenergieeinspeisung – die Einspeisung jeder Anlage bzw. jedes Parks separat zu übertragen. Gleichzeitig macht die hohe Fehlerhaftigkeit der Ist-Hochrechnung eine Ausweitung der Datenbasis, **ggf. bis hin zur vollständigen Online-Erfassung** notwendig.<sup>13</sup>

---

<sup>12</sup> Bei mehreren Anlagen mit Einzelleistungen unter 50 MW am gleichen Netzknoten aber einer Summeneinspeiseleistung von mehr als 50 MW ist die aktuelle Summeneinspeisung zu übertragen.

<sup>13</sup> Zur Zumutbarkeitsgrenze s. <sup>10</sup>

## **5 Daten- und Informationsbedarf zur Prognose, Überwachung und Steuerung der Systembilanz**

### **5.1 Prognose**

Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in der Regelzone 50HzT wie den anderen deutschen Regelzonen sind grundsätzlich für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in ihren Bilanzkreisen verantwortlich (§ 4 (2) StromNZV) und haben zur Abwicklung von Energielieferungen den ÜNB entsprechende, ausgeglichene Fahrpläne mitzuteilen (§ 5 (1) StromNZV). In der Vorausschau sollte somit im Erwartungswert eine grundsätzlich ausgeglichene Systembilanz gewährleistet sein.

Da jedoch Bestandteile der Bilanzkreisfahrpläne von den BKV nicht direkt beeinflusst und nur prognostiziert werden können, treten in der Praxis kontinuierlich Prognosefehler auf, die von den systemverantwortlichen ÜNB durch den Einsatz von Kraftwerksreserve ausgeglichen werden müssen.

Um den Einsatz von Kraftwerksreserve (einschließlich der Rückwirkungen auf die Belastung im Übertragungsnetz insbesondere bei regelzonenübergreifender Optimierung der Leistungs-Frequenz-Regelung) planen und im Falle einer erkennbaren Reserveknappheit Notmaßnahmen ergreifen zu können, ist es für den systemverantwortlichen ÜNB wichtig, Störungen der Systembilanz möglichst frühzeitig erkennen zu können.

Dabei ist insbesondere auf länger anhaltende und systematische Störungen abzustellen. Dies sind

- einerseits Abweichung der dargebotsabhängigen EEG-Erzeugung von ihrem Prognosewert und
- andererseits Prognosefehler der Bilanzkreise bezüglich der ihnen zugeordneten Entnahmen (BK-Lasten) und Einspeisungen, die zu einer systematischen Über- bzw. Unterdeckung vieler Bilanzkreise führen können.

Während der erstgenannte Aspekt von den deutschen ÜNB in Zusammenarbeit mit externen Dienstleistern bereits kontinuierlich bearbeitet wird, besteht bisher für 50HzT aufgrund der bisher – wie in Abschnitt 4.1 ausführlich diskutiert – fehlenden Lastprognose für die eigene Regelzone keine Möglichkeit, Lastprognosefehler – z. B. durch Abgleich mit der von den

BKV großer Bilanzkreise im Rahmen der Fahrplananmeldung indikativ abgegebenen eigenen Lastprognose – frühzeitig zu erkennen.

Der Aufbau einer eigenen Lastprognose für die Regelzonenlast erscheint deshalb zur Wahrnehmung der Systemverantwortung notwendig.

Es ergibt sich prinzipiell ein ähnlicher Datenbedarf wie in Abschnitt 4.1 aufgeführt, da die dort skizzierte Vorgehensweise und notwendige Datenbereitstellung zur regionalen Prognose der vertikalen Netzlast gleichzeitig auch eine Prognose der Regelzonenlast erlaubt.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass das Verhalten der Vielzahl von Erzeugungsanlagen mit relativ geringer Nennleistung in der Regelzone von 50HzT trotz individuell geringer Lastflusswirkungen im Übertragungsnetz (was z. B. bei der Definition der Schwellwerte im Transmission Code ausschlaggebend war) erhebliche Auswirkungen für die Systembilanz haben kann. Insofern ist eine möglichst lückenlose Prognose der geplanten Einspeisung anzustreben. Soweit für Erzeugungsanlagen oder Kollektive von Erzeugungsanlagen eine Einspeiseprognose erstellt wird, ist diese deshalb dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen, auch wenn die individuelle Nennleistung unter dem in 4.1 genannten Wert von 50 MW liegt. Eine Aggregation z. B. nach Bilanzkreisen oder Anschlussnetzbetreibern ist zulässig.

Sollte die Entwicklung von Prognose- und Hochrechnungsmodellen für die verschiedenen Arten von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Erzeugungseinheiten nicht mit ausreichender Genauigkeit möglich sein, wird 50HzT insbesondere im Bereich der Kurzfristprognose auf eine flächendeckende Online-Erfassung der Einspeisung dieser Erzeugungseinheiten angewiesen sein. Diese würde im Sinne einer vollständigen Abbildung des Systemverhaltens dann auch Anlagen mit geringen Nennleistungen umfassen. Der Gesetzgeber hat vor dem Hintergrund des nicht exakt prognostizierbaren Einspeiseverhaltens von EEG-Anlagen in §6 EEG eine Schwelle von Anlagenleistungen ab 100 kW vorgesehen, für die der Abruf der Ist-Einspeisung durch den Anschluss-Netzbetreiber möglich sein muss. Wegen identischer Wirkungen auf die Systembilanz erscheint die Übertragung dieses Schwellwerts auf Nicht-EEG-Anlagen ohne Erzeugungsprognose über Fahrpläne im Prinzip sachgerecht. Bei der Weitergabe an 50HzT ist eine (für jeden Anlagentyp separate) Aggregation pro Anschlussnetzbetreiber möglich.

Dies gilt ebenso für das mit üblichen Lastprognoseverfahren kaum beschreibbare Verhalten von Sonderlastkunden.

## 5.2 Überwachung

Die kontinuierliche Überwachung der Systembilanz erfolgt automatisch im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung, speziell der Sekundärregelung. Ergänzender Daten- und Informationsbedarf besteht nicht.

## 5.3 Steuerung

Analog zu den Ausführungen in Abschnitt 4.3 sind hier neben den über separate Prozesse (Reserveeinkauf und -einsatz) geregelten Prozessen zum Einsatz marktbezogener Maßnahmen zur Steuerung der Systembilanz nach § 13 (1) EnWG insbesondere Notmaßnahmen nach § 13 (2) EnWG zu betrachten. Für 50HzT ist es dabei als systemverantwortlicher ÜNB notwendig, jederzeit bewerten zu können, in welchem Maße durch Eingriffe in den Einsatz von Erzeugungsanlagen eine Veränderung der Systembilanz herbeigeführt werden kann. Entsprechend sind einerseits Informationen zur aktuellen Einspeiseleistung für die Systembilanzsteuerung sinnvoll einsetzbarer Erzeugungsanlagen (Direktanschluss ans Netz von 50HzT oder die unterlagerten 110-kV-Netze, **kein zusätzlicher prinzipieller Datenbedarf gegenüber den Abschnitten 4.2 und 4.3**). Dabei sind in Analogie zu Abschnitt 5.1 **Online-Werte der Einspeisung aus allen Anlagen, für die Einspeiseprognosen abgegeben werden**, bereitzustellen. Eine Aggregation z. B. nach Bilanzkreis oder Anschlussnetzbetreiber ist möglich.

Darüber hinaus ist der **periodische, z. B. im Jahresraster, Austausch von Daten über die technischen Fähigkeiten der einzelnen an das 50HzT-Höchstspannungsnetz sowie die unterlagerten 110-kV- und Mittelspannungs-Netze angeschlossenen Erzeugungseinheiten** notwendig. Hierzu zählen insbesondere Angaben zu **installierter Leistung, Primärenergieart, Anschlusspunkt (50HzT-Netzknoten oder 110-kV-Netzgruppe), Inbetriebnahmejahr, minimale und maximale Leistungsgrenzen, geplante Außerbetriebnahmen, ggf. eine vorhandene Prozessabhängigkeit der elektrischen Leistung von weiteren Parametern, ggf. Stufung der ferngesteuerten Leistungsreduktion nach § 6 (1) EEG und bei Windenergieanlagen zusätzlich installierte Leistung in nachgerüsteten Altanlagen nach SDLWindV, Anlage 3**.

Weiterhin benötigt 50HzT, um die Funktionsfähigkeit und Angemessenheit des im gesamten Synchronverbund verbindlichen 5-Stufen-Plans zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzabweichungen sicherzustellen, **Einstellwerte der in unterlagerten Netzen ange-**

**schlossenen Frequenzrelais inkl. der Aufschlüsselung nach abgeschalteter Last und ggf. abgeschalteter Erzeugungsleistung (differenziert nach Primärenergiearten).** Der Datenaustausch sollte **mit den direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreibern und direkt angeschlossenen Netzkunden periodisch, z. B. im Jahresraster,** erfolgen. Da Änderungen der Anlagenstruktur in den 50HzT unterlagerten Verteilungsnetz sich der unmittelbaren Kenntnis von 50HzT entziehen, ist die ausreichende Aktualität der Datenbasis durch die vorgeschlagene Periodizität des Datenaustauschs sicherzustellen.

## 6 Zusammenfassung und Fazit

§ 12 (4) EnWG verpflichtet Betreiber von Erzeugungsanlagen, Verteilungsnetzbetreiber und Elektrizitätslieferanten, den Übertragungsnetzbetreibern auf Verlangen unverzüglich Daten und Informationen zur Verfügung zu stellen, die für sicheren und zuverlässigen Betrieb, Wartung und Ausbau der Übertragungsnetze benötigt werden.

Im Bereich der Regelzone 50HzT konnte trotz gesetzlicher Regelung bisher mit den von dieser Datenbereitstellungsverpflichtung betroffenen Unternehmen keine konkrete Übereinkunft zum Datenaustausch erzielt werden.

Deshalb hat 50HzT uns, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH in Kooperation mit Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH), beauftragt, gutachterlich zu untersuchen, welche Daten und Informationen 50HzT zur Verfügung zu stellen sind, um die gesetzlichen Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers entsprechend §§ 12 und 13 EnWG, speziell die Systemverantwortung für das gesamte Elektrizitätsversorgungssystem in der Regelzone, wahrzunehmen.

Das vorliegende Gutachten zeigt, dass für die Wahrnehmung der Systemverantwortung die Prozesse im Bereich der Systembetriebsplanung und Systemführung relevant sind. Mit Blick auf die Abhängigkeit vom Verhalten Dritter und die Einflussmöglichkeiten und Besorgungspflichten des ÜNB ergibt sich ein unabdingbarer Daten- und Informationsbedarf insbesondere hinsichtlich der Prognose, Überwachung und Steuerung von Netzbelastung und Systembilanz.

Konkret ist die Bereitstellung der in nachfolgender Liste aufgeführten Daten- und Informationen im Online- oder Kurzfristbereich wenigstens notwendig.

- Elektrische Kenndaten und Schaltzustand/Stufenschalterstellung unterlagerter Betriebsmittel der 110-kV-Ebene und der Umspannung zwischen Höchstspannungs- und 110-kV-Ebene, ggf. regional zu Netzäquivalenten aggregiert
- Prognosefahrpläne der an Netze innerhalb der Regelzone angeschlossenen Erzeugungsanlagen bzw. Anlagenkollektive (soweit Einspeiseprognosen erstellt werden), möglichst mit zyklischer Aktualisierung nach Änderungen, bei Anlagengrößen unter 50 MW ggf. aggregiert nach Bilanzkreisen oder Anschlussnetzbetreiber
- Online-Wirk- und Blindleistungsbilanzen (Messwerte) an das 50HzT-Netz angeschlossener Erzeugungseinheiten sowie des Leistungsaustauschs mit unterlagerten Netzen

- Online-Einspeiseleistung der an Netze innerhalb der Regelzone angeschlossener Erzeugungsanlagen bzw. Anlagenkollektive mit Erzeugungsprognose über Fahrpläne
- Online-Einspeiseleistung der für die Ist-Hochrechnung der Windenergieeinspeisung genutzten Referenzwindanlagen, mit der Perspektive der Online-Erfassung der Gesamteinspeisung.

Nachfolgend aufgelistete Daten können zunächst nachlaufend bereitgestellt werden. Soweit geeignete Estimations- und Prognosemodelle nicht entwickelt werden können, ist jedoch ggf. ein Übergang auf Online-Erfassung zu diskutieren:

- Zeitreihen im Viertelstundenraster zur summarischen Einspeisung leistungsgemessener Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzebenen, separat für jeden 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber und jede 110-kV-Netzgruppe, zusätzlich unterteilt nach KWK-Anlagen, Windenergieanlagen, Solaranlagen und Biomasseanlagen;
- Für nicht leistungsgemessene Anlagen aggregierte Zählwerte der Jahresenergieeinspeisung in gleicher Auflösung nach Verteilungsnetzbetreiber und 110-kV-Netzgruppe und Anlagenart;
- Zeitreihen im Viertelstundenraster zur summarischen Abnahme leistungsgemessener Sondervertragskunden in unterlagerten Netzebenen, separat für jeden 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber und jede 110-kV-Netzgruppe;
- Zählwerte der für die Ist-Hochrechnung der Windenergieeinspeisung verwendeten Referenzwindanlagen.

Periodisch ausgetauscht werden sollten:

- Daten über die technischen Fähigkeiten der an die 50HzT-Regelzone sowie die unterlagerten 110-kV-Netze angeschlossenen Erzeugungseinheiten sowie
- Einstellwerte der in unterlagerten Netzen angeschlossenen Frequenzrelais inkl. der Aufschlüsselung nach abgeschalteter Last und ggf. abgeschalteter Erzeugungsleistung separat für jede 110-kV-Netzgruppe der 50HzT direkt nachgelagerten Verteilungsnetzbetreiber und direkt angeschlossene Netzkunden.

Angesichts der Relevanz der Bereitstellung o. g. Informationen für die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung in der Regelzone von 50HzT halten wir es für nicht vertretbar, eine Bereit-

stellung mit Hinweis auf die bisher fehlende Verfügbarkeit von Daten und Informationen zu verweigern.

Soweit Daten von den direkt dem 50HzT-Netz unterlagerten Verteilungsnetzbetreibern bereitzustellen sind, die diesen nicht direkt vorliegen, sind die Weiterverteiler bzw. Netzkunden unter Anwendung von § 14 (1) S. 1 EnWG in Verbindung mit § 12 (4) EnWG zur Kooperation bei der Datenbereitstellung verpflichtet.

Aachen, den 21.05.2010

Dr.-Ing. Christoph Maurer  
Geschäftsführer Consentec

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts  
Leiter Systemtechnik FGH

## Literatur

- [1] VDN e. V. beim VDEW (Hrsg.)  
**Transmission Code 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber**  
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_7PDJCW\\_TransmissionCode\\_2007\\_Netz-\\_und\\_Systemregeln\\_der\\_deutschen\\_uebertragungsnetzbetreibe/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7PDJCW_TransmissionCode_2007_Netz-_und_Systemregeln_der_deutschen_uebertragungsnetzbetreibe/$file/TransmissionCode2007.pdf) (15.03.2010)
- [2] Eric Jennes  
**Realisierungsmöglichkeiten kurzfristiger Netzzustandsprognosen**  
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 74, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2001.

## **Anhang**



## **A      Tabellarischer Überblick zum notwendigen Datenaustausch**

Farbliche Markierung der Aktualisierungsanforderung:

- **online-Übertragung**
- **kurzfristig (day-ahead bis kurz vor Ist)**
- **periodisch (i.d.R. mindestens jährlich), soweit Entwicklung eines belastbaren Prognoseverfahrens nicht möglich ist ggf. zu ersetzen durch Online-Übertragung**

Datum	Verwendungszweck bei 50HzT	Beschreibung
Erzeugungsfahrpläne konventioneller Anlagen und/oder –kollektive (ab (Summen-)Nennleistung von mindestens 50 MW bzw. wenn Prognose erstellt wird)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prognose der Netzbelastung und</li> <li>• darauf aufbauend bei absehbaren Gefährdungen und Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit Ableitung von Maßnahmen</li> <li>• Beurteilung des Regelverhaltens der Regelzone</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Meldung erstmals am Vortag für Folgetag entsprechend Vorgaben des Transmission Codes</li> <li>• zyklische Aktualisierung bei Änderungen zu von 50HzT vorgegebenen Zeitpunkten</li> <li>• bei Anlagen mit Nennleistung unter 50 MW kann Aggregation nach Bilanzkreis oder Anschlussnetzbetreiber möglich</li> </ul>
Online-Einspeisewerte konventioneller Anlagen und –kollektive mit Einspeiseprognose	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erkennung des Potenzials für mögliche Anpassungen nach § 13 (2) EnWG</li> <li>• Überprüfung von Ausführung und Wirkung dieser Maßnahmen</li> <li>• Beurteilung des Regelverhaltens der Regelzone</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• online-Übertragung der Einzelwerte jeder Anlage, da Standortzuordnung erforderlich</li> <li>• bei Anlagen(kollektiven) bis 50MW online-Übertragung eines nach Bilanzkreis oder Anschlussnetzbetreiber aggregierten Wertes möglich</li> </ul>
Online-Einspeisewerte von Windenergieanlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erstellung einer Hochrechnung der aktuellen Windenergieeinspeisung auf Basis von Referenzanlagen</li> <li>• Verbesserung der Kurzfrist-Prognose der Windenergieeinspeisung</li> <li>• Erkennung des Potenzials für mögliche Anpassungen nach § 13 (2) EnWG</li> <li>• Überprüfung von Ausführung und Wirkung dieser Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• online-Übertragung der Einzelwerte jeder Anlage, da Standortzuordnung erforderlich</li> <li>• Auswahl der Anlagen durch 50HzT, Perspektive: Erfassung der Gesamteinspeisung</li> </ul>

<p>Zeitreihen der Summenwerte der leistungsgemessenen Einspeisung in unterlagerten Netzen (mindestens alle Anlagen &gt; 100 kW unter EEG 2008)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aufbau und Verbesserung von Prognoseverfahren für nach Primärenergiequellen unterschiedene Einspeiseklassen</li> <li>• Ermittlung der Verbrauchslast durch Abzug der Einspeisung von vertikaler Netzlast als Voraussetzung für Aufbau einer Lastprognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• gesamt und Unterteilung nach Wind, KWK-, Biomasse- und Solaranlagen</li> <li>• Unterteilung nach 110-kV-Netzgruppen</li> <li>• Zeitreihen im Viertelstundenraster</li> <li>• Bereitstellung in jährlichem oder von 50HzT vorgegebenen kürzeren Turnus</li> </ul>
<p>aggregierte Zählwerte der Jahresenergieeinspeisung für nicht leistungsgemessene Erzeugungsanlagen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• dito, durch Parametrisierung von Hochrechnungsverfahren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• gesamt und Unterteilung nach Wind, KWK-, Biomasse- und Solaranlagen</li> <li>• Unterteilung nach 110-kV-Netzgruppen</li> <li>• jährlicher Zyklus</li> </ul>
<p>Zeitreihen der Summenlast von Sondervertragskunden</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aufbau und Verbesserung der Lastprognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unterteilung nach 110-kV-Netzgruppen</li> <li>• Zeitreihen im Viertelstundenraster</li> <li>• Bereitstellung in jährlichem oder von 50HzT vorgegebenen kürzeren Turnus</li> </ul>
<p>Messwerte der Wirk- und Blindleistungsbilanzen an das 50-HzT-Netz angeschlossener Erzeugungseinheiten sowie des Leistungsaustauschs mit unterlagerten Netzen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• möglichst genaue Ermittlung des aktuellen Systemzustandes mit Hilfe der State Estimation als Voraussetzung für die Durchführung von Ausfallsimulationsrechnungen</li> <li>• Erkennung des Potenzials für mögliche Anpassungen nach § 13 (2) EnWG</li> <li>• Überprüfung von Ausführung und Wirkung dieser Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• online-Übertragung der einzelnen Messwerte</li> </ul>

<p>Kenndaten und aktueller Zustand unterlagerter HS-Netze und Umspannungen HöS/HS</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchführung einer Ausfallsimulationsrechnung auf aktuellem Netzzustand und mit Modell des unterlagerten Netzes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• zyklisch: elektrische Kenndaten von Betriebsmitteln oder Netzäquivalenten nach Vorgabe von 50HzT</li> <li>• online: Stufenschalterstellungen der HöS/HS-Transformators und Schaltzustand der detailliert von 50HzT im Leit-system abgebildeten Teilnetze</li> </ul>
<p>Technische Fähigkeiten der in der 50HzT-Regelzone angeschlossenen Erzeugungseinheiten</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abschätzung des Potenzials für mögliche Anpassungen nach § 13(2) EnWG</li> <li>• Beurteilung des Verhaltens der 50HzT-Regelzone bei Großstörungen mit Frequenzabweichungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Angaben für jede einzelne Anlage</li> <li>• installierte Leistungen</li> <li>• technische Leistungsbe-reiche</li> <li>• Angabe der Primärenergieart, insbesondere Windenergie-, KWK-, Biomasse- und Solaranlagen</li> <li>• Jahr der Inbetriebnahme</li> <li>• Ort (Anschlussknoten im 50HzT-Netz oder 110-kV-Netzgruppe)</li> <li>• Geplante Außerbetriebnahmen</li> <li>• ggf. Prozessabhängigkeiten der elektrischen Leistung</li> <li>• ggf. Stufung der ferngesteuerten Leistungsreduktion nach §6 (1) EEG</li> <li>• bei Windenergieanlagen zusätzlich installierte Leistung in nachgerüsteten Altanlagen nach SDLWindV, Anlage 3</li> </ul>

Einstellwerte von Frequenzrelais	<ul style="list-style-type: none"><li>• Beurteilung des Verhaltens der 50HzT-Regelzone bei Großstörungen mit Frequenzabweichungen</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Installationsort</li><li>• Einstellwerte</li><li>• bei Auslösung abgeschaltete Spitzenlast und installierte Erzeugungsleistung differenziert nach Primärenergiearten (Windenergie-, KWK-, Biomasse- und Solaranlagen und sonstige)</li><li>• periodische Meldung</li></ul>
----------------------------------	---	--