

# Umfang des Datenaustausches mit VNB und signifikanten Netznutzern gemäß Artikel 40 Absatz 5 und Artikel 6 Absatz 4 lit. b SO GL

## Antrag der Übertragungsnetzbetreiber 26. April 2018 --Erläuterungsdokument--

### Vorbemerkung

Die System Operation Guideline ("Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb"; nachfolgend "SO GL") ist am 14. September 2017 in Kraft getreten. In einem am 06. Februar 2018 veröffentlichten Konsultationsdokument hatten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (nachfolgend "ÜNB") ihren Vorschlag zur Umsetzung der Vorgaben der SO GL zum Datenaustausch in Deutschland beschrieben. Im Anschluss an die Konsultation und einen Workshop mit den Konsultationsteilnehmern haben die ÜNB das Konsultationsdokument im Lichte der Anmerkungen und Diskussionen überarbeitet und daraus den Antrag gemäß Artikel 40 Absatz 5 entwickelt. Das vorliegende Dokument ist ein Erläuterungsdokument zum Antrag. Dieses Erläuterungsdokument ist rechtlich nicht verbindlich und somit nicht Teil des zu genehmigenden Antrags; das Dokument enthält aber nützliche Ergänzungen zum Antragsdokument im engeren Sinne.

## Inhalt

1	Rechtlicher Hintergrund .....	3
2	Kategorisierung der Datenlieferverpflichteten.....	5
2.1	Erzeugung und Last.....	5
2.1.1	Stromerzeugungseinheiten (SEE).....	7
2.1.2	Stromspeichereinheiten (SSE).....	8
2.1.3	Stromverbrauchseinheiten (SVE).....	8
2.2	Verteilernetze .....	9
3	Begründung und Verwendung der angeforderten Daten .....	10
3.1	A. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31).....	15
3.2	B. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81) .....	16
3.3	C. Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten (Artikel 22 Absatz 1 lit. d).....	18
3.4	D. Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen (Artikel 23) 18	
3.5	E. Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29).....	20
3.6	F. Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34).....	21
3.7	G. Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel 107) 22	
3.8	H. Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19).....	22
3.9	I. Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32) .....	24
3.10	J. EE-Hochrechnung.....	25
3.11	K. EE-Prognose .....	27
4	Identifikatoren .....	30
5	Wahl der Leistungsgrenzen für die Erfassung von Echtzeit- und Planungsdaten.....	31
5.1	Windenergie an Land.....	31
5.2	Photovoltaik .....	32
5.3	Windenergie auf See .....	32
5.4	Biomasse.....	32
5.4.1	Überblick Deutschland .....	32
5.4.2	Biomasse bezogen auf die Regelzone TenneT.....	33
5.5	Gesamt (Wind & Photovoltaik) .....	37
5.6	Fazit.....	37
6	Schnittmengen bei Stammdatenaustauschen .....	38
7	Berücksichtigung von zusätzlichen Daten im Rahmen der Datenaustauschvereinbarungen nach Artikel 40 Absatz 7 SO GL.....	39
8	Nächste Schritte .....	44

## 1 Rechtlicher Hintergrund

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen rechtlichen Grundlagen skizziert, die für den Antrag der ÜNB gemäß Artikel 40 Absatz 5 i.V.m. Artikel 6 Absatz 4 lit. b) SO GL von Bedeutung sind. Im Kern geht es bei der Umsetzung der SO GL - Vorgaben zum Datenaustausch - um den Artikel 40 Absatz 5 SO GL sowie den Artikel 40 Absatz 7 SO GL. Diese beiden Absätze behandeln, vereinfacht gesagt, zum einen die Festlegung der auszutauschenden Daten (Artikel 40 Absatz 5) und zum anderen die Zusammenarbeit zwischen ÜNB und Verteilernetzbetreibern ("VNB") bei der Ausarbeitung der Verfahren zu den Datenaustauschprozessen (Artikel 40 Absatz 7). Die Erarbeitung und Umsetzung der Datenaustauschprozesse gemäß Artikel 40 Absatz 7 stehen zunächst nicht im Fokus; die entsprechenden Arbeiten sollen im Herbst 2018 aufgenommen werden.

Im Weiteren beziehen sich alle Angaben zu Artikeln auf die SO GL, falls nicht ausdrücklich eine andere Quelle angegeben wird.

Wesentliche Rechtsgrundlage für den Antrag der ÜNB gemäß Artikel 40 Absatz 5 i.V.m. Artikel 6 Absatz 4 lit. b) SO GL ist Artikel 40 Absatz 5, der sich wie folgt liest:

"In Abstimmung mit den VNB und SNN bestimmt jeder ÜNB die Anwendbarkeit und den Umfang des Datenaustauschs auf der Grundlage der folgenden Kategorien:

- a) Stammdaten gemäß Artikel 48;
- b) Fahrplan- und Prognosedaten gemäß Artikel 49;
- c) Echtzeitdaten gemäß den Artikeln 44, 47 und 50 sowie
- d) Bestimmungen gemäß den Artikeln 51, 52 und 53."

Artikel 40 Absatz 5 verweist also auf weitere Artikel der SO GL, die in ihrer Gesamtheit die primäre Grundlage für die Anforderung der in dem vorliegenden Dokument beschriebenen Daten durch die ÜNB darstellt. Die SO GL als europäische Verordnung ist unmittelbar geltendes Recht; Die oben genannten Artikel räumen den ÜNB mit der Formulierung "[s]oweit der ÜNB nichts anderes bestimmt" einen Ermessensspielraum bei der Festlegung der im Einzelnen zu übermittelnden Daten ein.

Soweit die ÜNB Daten auf Basis der SO GL anfordern, so haben sie diese Anforderung gemäß Artikel 6 Absatz 4 lit. b von der Bundesnetzagentur genehmigen zu lassen. Dabei gibt es formal gesehen keine Frist für die ÜNB, ihre Datenbedarfsliste der Bundesnetzagentur vorzulegen. Eine öffentliche Konsultation der Datenbedarfsliste ist nicht vorgeschrieben und damit auch keine Verpflichtung für die ÜNB, zu den von den beteiligten Akteuren ggf. übermittelten Anmerkungen Stellung zu nehmen. Die von Artikel 40 Absatz 5 SO GL geforderte Abstimmung mit VNB und SNN hat jedoch zum einen im Rahmen der Arbeit verschiedener BDEW-Gremien und zum anderen in einem von den ÜNB freiwillig durchgeführten Konsultationsverfahren stattgefunden.

Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbaufall (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken,

können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.

Die ÜNB berücksichtigen im vorliegenden Antrag auch Daten, die bereits in der Festlegung BK6-13-200 (KWEF-1) oder in der GLDPM enthalten sind und die ebenfalls den beantragungspflichtigen Artikeln zuzuordnen sind. Damit soll eine konsistente Prozessgestaltung sichergestellt werden.

Mit Blick auf die praktische Umsetzung der Datenlieferungen weisen die ÜNB darauf hin, dass der vorliegende Antrag nur auf die Genehmigung der Datenbedarfe resp. der Inhalte der auszutauschenden Daten gerichtet ist. Es ist aber offensichtlich, dass es im Interesse aller Beteiligten ist, wenn eine Einzelfallprüfung möglich ist. Ferner ist es im Interesse aller Beteiligten, wenn die im Rahmen der Umsetzung genutzten Prozesse und Formate für Datenlieferungen unabhängig von der konkreten rechtlichen Grundlage gleichermaßen gelten. In der nachfolgenden Projektphase, in der diese Prozesse und Formate für die Daten festgelegt werden, die basierend auf der SO GL angefordert werden, wird daher perspektivisch auch die Lieferung der Daten berücksichtigt, die bereits basierend auf KWEF-1 und/oder GLDPM gefordert werden. Ziel der ÜNB ist es, für jede der Datengruppen (Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten) jeweils gleiche Prozesse und Formate zu verwenden, und zwar unabhängig vom Zeitpunkt der jeweiligen rechtlichen Genehmigung.

Die Erweiterung ggf. bestehender Austauschprozesse, unter der Verwendung der dort bestehenden Prozessbeschreibungen und Formate aus Effizienzgründen, steht dabei nicht im Widerspruch.

Praktische Fragen des Datenaustausches wie die Festlegung von Datenformaten und entsprechenden Prozessen sind nicht Gegenstand des aktuellen Antragsverfahrens.

## 2 Kategorisierung der Datenlieferverpflichteten

### 2.1 Erzeugung und Last

Verpflichtet zur Übermittlung von Daten sind

- Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Stromerzeugungseinheiten oder SEE),
- Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie (Stromspeichereinheiten oder SSE), wengleich diese nicht direkt durch die SO GL adressiert werden sowie
- Betreiber von Anlagen zum Verbrauch von elektrischer Energie (Stromverbrauchseinheiten oder SVE).

Die Verpflichtung betrifft ebenso Erzeugungseinheiten, sofern und soweit diese zwar nicht über einen physikalischen Anschluss an einem Netzanschlusspunkt auf deutschem Hoheitsgebiet verfügen, jedoch aufgrund anderweitiger Einbindung in mit einer auf deutschem Hoheitsgebiet angeschlossenen Anlage vergleichbarer Weise direkt einem in Deutschland verwendeten Bilanzkreis zugeordnet sind.

In der nachfolgenden Abbildung wird eine Strukturierung der im weiteren Konsultationsdokument verwendeten Kategorien von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten vorgenommen.

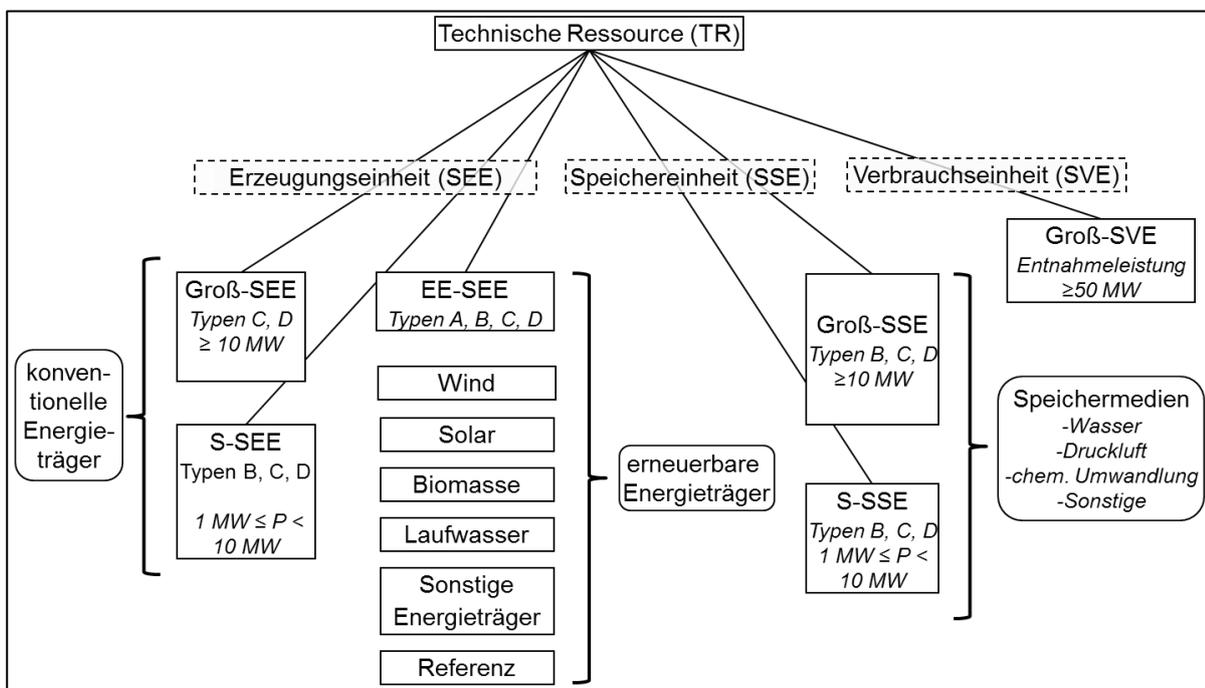


Abbildung 1: Kategorisierung der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten

Die in der Abbildung aufgeführten Kategorien werden in den Abschnitten 2.1.1 (SEE), 2.1.2 (SSE) und 2.1.3 (SVE) näher beschrieben.

Grundsätzlich gilt anzumerken, dass Stromspeichereinheiten in der SO-GL im Gegensatz zu Stromerzeugungs- und Stromverbrauchseinheiten nicht adressiert werden. Jedoch haben Stromspeichereinheiten aus netztechnischer Sicht in Zeiten der Abgabe von elektrischer Leistung an das Netz die gleiche Relevanz wie in Betrieb befindliche Stromerzeugungseinheiten der gleichen Größenordnung (der gleichen Leistungsklasse). Dagegen agiert die Stromspeichereinheit in Zeiten des Bezugs von elektrischer Leistung zum Zwecke der „Zwischenlagerung“ von Energie aus netztechnischer Sicht wie eine Stromverbrauchseinheit. Zur Prognostizierung der Lastflüsse oder auch für eine Ausfallsimulation ist es für den jeweiligen Netzbetreiber unerheblich, ob die elektrische Leistung aus einer Stromerzeugungs- oder Stromspeichereinheit in das Netz eingespeist wird. Aus Sicht der ÜNB erstrecken sich deshalb die in der SO-GL fixierten Anforderungen an Stromerzeugungs- und Stromverbrauchseinheiten insofern auch auf Stromspeichereinheiten in Bezug auf deren jeweilige Betriebsart. Da Stromerzeugungseinheiten als technische Ressourcen gesamtheitlich betrachtet werden müssen, ist für Datenanforderungen aus Stromspeichereinheiten die gleiche Granularität wie für entsprechende Stromerzeugungseinheiten zugrunde zu legen.

Desweiteren wird für Erzeugungseinheiten eine Zuordnung zu den Typen gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger ("NC RfG") vorgenommen. Die Einstufung dieser Typen in Leistungsklassen wurde für Deutschland durch das FNN noch einmal wie nachfolgend beschrieben konkretisiert. Für die Einordnung von Stromspeichereinheiten in diese Typen gemäß NC RfG ist die Leistungsgröße und die Anschlussspannungsebene des Einspeiseteils einer Stromspeichereinheit maßgeblich.

Die Vorgaben des NC RfG sind wie folgt:

"(2) Stromerzeugungsanlagen der folgenden Kategorien gelten als signifikant:

- a) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität von mindestens 0,8 kW (**Typ A**);
- b) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem Schwellenwert, den jeder relevante ÜNB nach dem in Absatz 3 beschriebenen Verfahren vorschlägt (**Typ B**). (...)
- c) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem von jedem relevanten ÜNB gemäß Absatz 3 festgelegten Schwellenwert (**Typ C**). (...)
- d) Netzanschlusspunkt mit mindestens 110 kV (**Typ D**). Eine Stromerzeugungsanlage ist auch dann als Anlage des Typs D anzusehen, wenn ihr Netzanschlusspunkt eine Spannung von weniger als 110 kV aufweist, aber ihre Maximalkapazität mindestens einem gemäß Absatz 3 festgelegten Schwellenwert entspricht. (...)"

Zur nationalen Anpassung wurde durch das FNN eine Konsultation im Einklang mit dem Artikel 5 Absatz 3 Satz 2 i.V.m. Artikel 10 NC RfG durchgeführt. Auf dieser Basis wurden in Verbindung mit den oben genannten Spannungsebenen nachfolgende Schwellenwerte durch das FNN vorgeschlagen und im Anschluss daran durch die BNetzA mit der Festlegung BK6-16-166 festgelegt:

Typ D –  $S_{Amax} \geq 50 \text{ MVA}$  -  $\rightarrow P \geq 45 \text{ MW}$

Typ C –  $S_{Amax} \geq 40 \text{ MVA}$   $\rightarrow P \geq 36 \text{ MW}$

Typ B –  $S_{Amax} \geq 150 \text{ kVA}$   $\rightarrow P \geq 135 \text{ kW}$

Die Umrechnung der Scheinleistungs- in Wirkleistungsklassen erfolgt dabei auf der Grundlage eines festen Umrechnungsfaktors ( $\cos \varphi = 0,9$ ).

**Hinweise zum Datenaustausch mit Erzeugungsanlagen des Typs A befinden sich im Abschnitt 7 dieses Dokuments (Berücksichtigung von zusätzlichen Daten im Rahmen der Datenaustauschvereinbarungen nach Artikel 40 Absatz 7 SO GL)**

Soweit eine Einstufung auf den Energieträger abstellt, ist der Hauptenergieträger zugrunde zu legen. Soweit ein Hauptenergieträger nicht eindeutig zuzuordnen ist, so soll der im abgelaufenen Kalenderjahr hauptsächlich genutzte Energieträger angegeben werden.

### 2.1.1 Stromerzeugungseinheiten (SEE)

Unter diesen Überbegriff fallen alle verwendeten Bezeichnungen für Stromerzeugungseinheiten der Typen A, B, C, D. Bei diesen handelt es sich um technische Ressourcen.

#### **Groß-Stromerzeugungseinheiten (Groß-SEE)**

Definiert als konventionelle Erzeugungseinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung größer oder gleich 10 MW. Der Begriff der „Einheit“ bezieht sich hier jeweils auf einen Generator und nicht etwa auf ein Kraftwerk.

#### **Sonstige Stromerzeugungseinheiten (S-SEE)**

Definiert als konventionelle Erzeugungseinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung größer oder gleich 1 MW und kleiner als 10 MW. Der Begriff der „Einheit“ bezieht sich hier jeweils ebenfalls wie bei Groß-SEE auf einen Generator und nicht auf ein Kraftwerk. Im Falle von kleineren Einheiten kann eine Zusammenfassung auf Ebene der an einem Netzanschlusspunkt einspeisenden Einheiten sinnvoll sein. Die zusammengefassten Einheiten werden als "Park" bezeichnet. Falls eine Zusammenfassung auf einer anderen Ebene (Messlokation, Marktlokation o.ä.) sinnvoller ist als auf Ebene des Netzanschlusspunktes, so wird dieses bei der Ausgestaltung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 berücksichtigt werden.

#### **Erneuerbare Energien Stromerzeugungseinheiten (EE-SEE)**

EE-SEE sind SEE auf Basis erneuerbarer Energien (EE) der Typen A, B, C, D. Innerhalb der EE-SEE wird zwischen den folgenden Anlagenkategorien unterschieden:

- 1) Windenergieanlagen (EE-SEE Wind)
- 2) Solaranlagen (EE-SEE Solar)
- 3) Biomasseanlagen (EE-SEE Biomasse)
- 4) Laufwasserkraftwerke (EE-SEE Laufwasser)
- 5) Sonstige Energieträger (EE-SEE Sonstige ET)
- 6) Referenzanlagen (EE-SEE Referenz)

EE-SEE Sonstige Energieträger umfassen alle erneuerbaren Energieträger mit Ausnahme von Wind, Solar, Biomasse und Laufwasser. Zur Übermittlung von Planungs- und Echtzeitdaten werden grundsätzlich alle EE-SEE Wind, Solar, Laufwasser und Sonstige ET herangezogen, die über eine installierte Nennleistung von mindestens 1 MW pro Netzanschlusspunkt verfügen. Für EE-SEE Biomasse gilt ein diesbezüglicher Schwellenwert von mindestens 135 kW (Typen B, C, D). Die Leistungsgrenzen werden in Abschnitt 5 begründet.

Die Kategorie EE-SEE Referenz umfasst EE-SEE, die vom Schwellenwert für die Datenlieferung nicht erfasst werden. Mangels anderer adäquater Informationen aus größeren Erzeugungseinheiten sind diese Daten für den ÜNB für Prognose- und Hochrechnungszwecke erforderlich. Die dafür vorzusehenden Erzeugungseinheiten des Typs A werden auf Basis ihrer Position im Netz und ihrer hohen lokalen Repräsentativität von den ÜNB in Zusammenarbeit mit den jeweiligen VNB identifiziert.

EE-SEE Wind und EE-SEE Solar können jeweils pro Netzanschlusspunkt zur Datenerhebung zusammengefasst werden. Die zusammengefassten Einheiten werden als "Park" bezeichnet. Falls eine Zusammenfassung auf einer anderen Ebene (Messlokation, Marktlokation o.ä.) sinnvoller ist als auf Ebene des Netzanschlusspunktes, so wird dieses bei der Prozessausgestaltung berücksichtigt werden.

### 2.1.2 Stromspeichereinheiten (SSE)

Unter diesen Überbegriff fallen alle anderen verwendeten Bezeichnungen für Stromspeichereinheiten der Typen A, B, C, D. Pumpspeicherkraftwerke sind stets den SSE zuzurechnen.

In Bezug auf die Datenlieferverpflichtungen aus SSE wird folgende Unterteilung vorgenommen:

#### **Groß-Stromspeichereinheiten (Groß-SSE)**

Definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung in Einspeiserichtung von größer oder gleich 10 MW.

#### **Sonstige Stromspeichereinheiten (S-SSE)**

Sogenannte „sonstige SSE“ sind definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung in Einspeiserichtung von größer oder gleich 1 MW und kleiner als 10 MW.

### 2.1.3 Stromverbrauchseinheiten (SVE)

Unter Stromverbrauchseinheiten (SVE) fallen zunächst alle Stromverbraucher. Von Datenlieferverpflichtungen sind allerdings nur die nachfolgenden Groß-SVE erfasst.

#### **Groß-Stromverbrauchseinheiten (Groß-SVE)**

Groß-SVE sind SVE mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW. Eine Groß-SVE kann sowohl aus einer als auch aus mehreren technischen Ressourcen bestehen, die örtlich zusammen stehen müssen und eine technologische Einheit bilden, d. h. sie müssen

technologisch zusammenhängend betrieben werden. (z.B. Schmelzofen mit mehreren Heizwendeln). Daten zugehöriger (Sub-)SVE müssen nicht gemeldet werden.

Sofern eine oder mehrere Groß-SVE im gleichen Netz mit einer oder mehreren SEE technologisch gekoppelt betrieben wird / werden, kann nach Abstimmung mit dem ÜNB alternativ auch eine aggregierte Übermittlung der Daten dieser gekoppelt betriebenen Einheiten in Bezug auf einen oder mehrere gemeinsame Netzverknüpfungspunkte am vorgelagerten Netz sinnvoll sein und vereinbart werden.

Relevant sind hinsichtlich der SO GL Datenaustausche (wie im Falle der GLDPM) alle Groß-SVE, unabhängig von der Spannungsebene, auf der sie an das Netz angeschlossen sind.

## 2.2 Verteilernetze

Die Gruppe der relevanten Verteilernetzbetreiber umfasst unmittelbar die 110 kV - Netze mit einem direkten Anschluss an das HöS-Netz.

Mittelbar sind zudem nachgelagerte VNB betroffen, da es seitens der VNB mit direktem HöS-Anschluss erforderlich sein kann, von den nachgelagerten VNB Daten zu erheben und zu erhalten. Dies trifft insbesondere auf Konstellationen zu, bei denen der nachgelagerte VNB ebenfalls ein 110 kV – Netz betreibt, sowie bei Mittelspannungsnetzen, an die eine hohe EE-SEE-Leistung angeschlossen ist.

### 3 Begründung und Verwendung der angeforderten Daten

Dieses Kapitel erklärt und begründet die angeforderten Daten, die die ÜNB für die in der SO-GL festgelegten Aufgaben zwingend benötigen. Gemäß den Artikeln 72 bis 74 sind die ÜNB verpflichtet, Betriebssicherheitsanalysen in allen Zeitbereichen durchzuführen (Year-Ahead, ggf. Week-Ahead, Day-Ahead, Intraday, Echtzeitbetrieb), um folgende Einschränkungen zu ermitteln:

- Überschreitung betrieblicher Sicherheitsgrenzwerte von Leistungsflüssen und Spannungen resp. Blindleistungbereitstellung
- Verletzung von Stabilitätsgrenzwerten des Übertragungsnetzes sowie von Schwellenwerten der Kurzschlussströme

Zusätzlich haben die Betriebssicherheitsanalysen in den kurzfristigeren Zeitbereichen das Ziel, mögliche vorhersehbare Einschränkungen des Betriebes zu identifizieren und zu deren Beseitigung ggf. Entlastungsmaßnahmen mit benachbarten ÜNB, VNB und SNN vorzubereiten und durchzuführen. Bei der Durchführung der echtzeitnahen Betriebssicherheitsanalyse wird eine Zustandserkennung (state estimation) der Observability Area zur Bewertung der Situation herangezogen. (Die Observability Area bezeichnet gemäß Artikel 3 Absatz 2 Nummer 48 "das eigene Übertragungsnetz eines ÜNB sowie die relevanten Teile von Verteilernetzen und Übertragungsnetzen benachbarter ÜNB, die der ÜNB in Echtzeit überwacht und modelliert, um die Betriebssicherheit in seiner Regelzone einschließlich der Verbindungsleitungen aufrechtzuerhalten".)

Mit der Verlagerung der Erzeugung in die unteren Spannungsebenen reicht es für die echtzeitnahe Betriebssicherheitsanalyse nicht aus, diese ausschließlich auf Basis der noch verbliebenen, direkt in der Observability Area angeschlossenen Erzeugungseinheiten durchzuführen. Wenngleich auch die Topologie außerhalb der Observability Area für eine qualitative Bewertung und Analyse der ÜNB nicht relevant ist, so trifft dieses auf die Gesamtheit der außerhalb der Observability Area angeschlossenen Erzeugungseinheiten gerade nicht zu. Es stellt sich mithin die Frage, wie der ÜNB direkt oder indirekt über die VNB in die Lage versetzt wird, Informationen zur eingespeisten Wirkleistung der Gesamtheit aller Erzeugungseinheiten in einem Netzgebiet außerhalb der Observability Area zu erhalten und wie diese Einspeisung auf die betrachteten Netzknoten in der Observability Area wirkt. Die Übermittlung von Echtzeitdaten zur eingespeisten Wirkleistung sowie zu weiteren Parametern wie z. B. der Dargebotssituation eines Energieträgers aus allen angeschlossenen Erzeugungseinheiten ohne Beschränkung auf einen Mindesteinheitengröße würde das Problem heilen. Da dieser Weg auf absehbare Zeit nicht beschritten werden kann, müssen diese Information aus zum Teil rudimentär vorliegenden Echtzeitdaten berechnet (hochgerechnet) werden. Aufgrund der sehr heterogenen mittleren energieträgerspezifischen Anlagengrößen und der daraus resultierenden Netzanschlussituation der Erzeugungseinheiten im Netz stellt sich die Situation auch energieträgerspezifisch unterschiedlich dar. Während Windenergieanlagen über eine durchschnittliche installierte Leistung von über einem Megawatt und in der Regel auch in Gruppen/Parks über einen gemeinsamen Netzanschluss verfügen, an dem aufgrund der Größenordnung eine Echtzeitmessung verfügbar ist, sind Solaranlagen aufgrund ihrer kleinen Einzelleistungen von einigen kW ungleich schwerer zu erfassen und

hochzurechnen. Eine Erfassung von Echtzeitdaten ist angesichts des angedachten Schwellenwerts von einem Megawatt gerade bei Solaranlagen nur sehr rudimentär möglich. Eine Hochrechnung der lokal in einem Netzgebiet eingespeisten Wirkleistung aus Solaranlagen dürfte an vielen Stellen mangels Information nicht möglich sein. Hier stehen die Netzbetreiber vor der Herausforderung, wenige zusätzliche Solaranlagen mit hoher Repräsentativität und unter der Beachtung eines vertretbaren Kosten-Nutzenverhältnisses diskriminierungsfrei zu identifizieren, die zur Lieferung von Echtzeitdaten herangezogen werden, damit über Hochrechnungen die Einspeisesituation aus Solaranlagen für Netzanalysen zufriedenstellend bestimmt werden kann.

Eine grundlegende Methode für die Durchführung der Betriebssicherheitsanalyse ist die Ausfallvarianten-Rechnung auf der Grundlage einer Liste der durch den ÜNB als kritisch einzuschätzenden Betriebsmittel (Ausfallvarianten-Liste). Diese Ausfallvarianten-Rechnungen müssen auf der Basis von Prognosen und Echtzeit-Betriebsdaten aus der Observability Area des ÜNB erfolgen. Der Zuschnitt der Observability Area des ÜNB erfolgt wiederum auf Basis des gemäß Artikel 75 zu erarbeitenden Methodenpapiers („CSA-Papier“).

Gemäß Artikel 33 Absatz 3 hat jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss sowie jeder Eigentümer eines SNN (Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit Übertragungsnetzanschluss) dem ÜNB alle von diesem benötigten relevanten Informationen, einschließlich Prognosen und Echtzeitdaten, für die Ausfallvarianten-Rechnung zu übermitteln. Das betrifft im Weiteren auch alle SNN in den Verteilernetzen, wobei einzelne SNN nach Abstimmung zwischen ÜNB und VNB laut Artikel 50 Absatz 2 von der Datenlieferungsverpflichtung befreit werden können.

Grundlegende Aussagen zu dem für die Betriebssicherheitsanalysen erforderlichen Datenumfang der ÜNB sind in Teil II, Titel 2 der SO GL (Datenaustausch) ausgeführt, deren Konkretisierung durch die ÜNB in dem Antrag gemäß Artikel 40 Absatz 5 resp. dem vorliegenden Dokument beschrieben ist. Der Datenbedarf kann dabei in Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten unterteilt werden. Da sich die Betriebssicherheitsanalyse aus einer Vielzahl von Teilprozessen zusammensetzt und eine Zuordnung der benötigten Daten zu den Teilprozessen den Datenbedarf der ÜNB gegenüber den potentiellen Datenlieferanten verständlicher und plausibler macht, erfolgt hier zunächst eine Auflistung der Teilprozesse, für die diese Daten benötigt werden. Bei der Auflistung der erforderlichen Daten im Antragsdokument wird dann jeweils auf die Teilprozesse verwiesen, für die diese Daten benötigt werden.

Nachfolgend werden die für den Datenaustausch gemäß Artikel 40 Absatz 5 SO GL relevanten Teilprozesse in vier Gruppen unterteilt. Die ersten drei Gruppen sind ihrer zeitlichen Abfolge entsprechend geordnet: Zunächst erfolgt die Betriebsplanung, die den Systembetrieb vorbereitet und schließlich in diesen übergeht. Einige Teilprozesse erstrecken sich über beide Phasen hinweg; d.h., sie beginnen in der Phase der Betriebsplanung und werden im Systembetrieb fortgeführt. Eine vierte Gruppe von Teilprozessen wird separat behandelt, weil die SO GL diese nicht explizit aufführt. Letztere Teilprozesse sind allerdings unerlässlich, um die Einspeisung (insbesondere dargebotsabhängiger) erneuerbarer Energieträger unter Wahrung der Systemsicherheit gewährleisten zu können.

Die Teilprozesse werden nachfolgend mit Buchstaben von A bis K nummeriert und im Weiteren resp. im Antragsdokument im engeren Sinne mit ihrem jeweiligen Buchstaben identifiziert.

Betriebsplanung:

- A. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)
- B. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81)

Betriebsplanung ==> Systembetrieb

- C. Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten (Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe d) (NB: Intradaykapazitäten werden auch im Echtzeitbetrieb neu berechnet (z. B. auf der Intraday-Capacity Plattform der DBAG))
- D. Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen (Artikel 23) (NB: eine Koordination von Entlastungsmaßnahmen ist auch Bestandteil des Betriebes im Fall von aufgetretenen Störungen oder großer Abweichungen im Lastfluss, deren Ursache vielleicht noch nicht zweifelsfrei klar ist)
- E. Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29)
- F. Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34) (NB: auch in Planungsphase (siehe Artikel 34 Abs. 3))
- G. Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel 107) (NB: betrifft auch Kurzfristbereich und damit Systembetrieb)

Systembetrieb:

- H. Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19)
- I. Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32)

EE-Prozesse (keine explizite Referenz in SO GL, aber Voraussetzung für die Durchführung der oben aufgeführten Teilprozesse):

- J. EE-Hochrechnung
- K. EE-Prognose

Nachfolgend werden diese Teilprozesse beschrieben. In die Beschreibungen sind jeweils Verweise auf die sog. "laufenden Nummern" der relevanten Datenpunkte in eckigen Klammern (z.B. "[93]") eingearbeitet, die den Zusammenhang zwischen den im Antrag aufgeführten Datenpunkten sowie den Prozessen aufzeigen, für die die Daten relevant sind.

In ähnlicher Weise sind Netzmodelle unerlässliche Voraussetzung für verschiedene nachfolgend beschriebene Prozesse wie bspw. Teilprozess H ("Überwachung und Bestimmung der Netzzustände") oder F ("Ausfallvarianten-Rechnung"). Die Erstellung von Netzmodellen wird jedoch nicht als ein eigener Prozess beschrieben.

In den Teilprozessen werden die unterschiedlichsten Stammdaten benötigt. Die Auflistung der tatsächlich benötigten/verwendeten Stammdaten inkl. der notwendigen Begründung, warum diese benötigt werden, wurde auf ein notwendiges Minimum reduziert. Diese Stammdaten werden hier wegen der übergreifenden Bedeutung und weil sie teilweise in Vorprozessen benötigt werden nicht einzelnen Prozesse zugeordnet.

So werden der Y-EIC [27, 40] sowohl für die Zuordnung der Einheiten zum Bilanzkreis [40, 127] (hier auch der X-EIC) als auch zur Regelzone [27, 119] benötigt. Der W-EIC [7, 155] wird im Rahmen der ENTSO-E zur Identifizierung von technischen Ressourcen verwendet. Die deutschen ÜNB haben diesen Identifikator zu diesem Zweck in der KWEP-1- und GLDPM-Umsetzung verwendet. Dieser Identifikator verweist eindeutig auf genau eine Einheit oder auch auf ein Kraftwerk. Im Gegensatz zu vielen anderen Identifikatoren wird hier auf die Physik (Stromfluss) abgezielt.

Über den Netzanschlusspunkt [26, 118] und damit dem Umspannwerk kann man die Einheit mit ihrer Wirkung räumlich dem Netz zuordnen.

Die Anschlussnetzbetreiber-ID [28, 120] ist eine eindeutige ID, welche zur Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers benötigt wird.

Die Nettonennleistung [37, 126] dient zur Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials. Dieses wiederum ist Grundlage der Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen. Darüber hinaus kann damit der Kollektivverbrauch ermittelt werden.

Die ID des Einsatzverantwortlichen [41, 128] dient zur eindeutigen Identifizierung eines Marktpartners in der Abwicklung von Prozessen. Die fahrbare Mindesterzeugungsleistung [43] wird zur Beschreibung des fahrbaren Leistungsbandes für Einheiten verwendet, insbesondere für Einheiten, für die kein korrespondierendes Planungsdatum übermittelt wird.

Die Information über die Zuordnung eines Speichers [56] zu einer EE-SEE wird benötigt, um das Einspeiseverhalten dieses Konstruktes aus SEE und SSE bewerten zu können. Ein zugeordneter Speicher mit seinen zugehörigen Eigenschaften, dem nutzbaren Energiegehalt des Speichers [57], dem Wirkungsgrad des Speichers [58] sowie der maximalen Leistung des Speichers [59] beeinflusst die Einspeisung der Einheit dahingehend, dass sie atypisch wird. Ohne eine entsprechende Kenntnis wird die Qualität von Prognose und Hochrechnung der zu erwartenden bzw. der tatsächlichen Einspeisung negativ beeinflusst. Als weiterer Mehrwert können diese Informationen auch für die Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen verwendet werden.

Die Kenntnis des Direktvermarktungsanteiles [60] ist entscheidend, um das nicht dargebotsabhängige Einspeiseverhalten der direktvermarkteten Erzeugungseinheiten prognostizieren zu können. Diese Information wird derzeit zwischen ANB und ÜNB ausgetauscht.

Die Übermittlung der Angabe kontinuierliche Regelbarkeit im Pumpbetrieb [61] wird benötigt, um den Umfang und die Granularität von Anpassungsmaßnahmen an einer Anlage, bezogen auf diesen Betriebszustand, beurteilen zu können.

Die Daten

- Mindestbetriebszeit [62],
- Mindeststillstandzeit [63],

- Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit) [64],
- Anfahrtszeit bis Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit) [65],
- Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD\_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit) [66],
- Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD\_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit) [67],
- Abfahrzeit ausgehend von PROD\_min bis zur Netztrennung [68], Lastgradient von PROD\_min bis PROD\_nenn (Nettonennleistung) [69],
- Lastgradient von PROD\_nenn (Nettonennleistung) bis PROD\_min [70]

werden zur Planung des zeitlichen Einsatzes bzw. der Anfahrzeit einer Einheit und für Anpassungsmaßnahmen unter Einbeziehung erzeugungsdynamischer Randbedingungen bzw. Einschränkungen benötigt.

Mit der Messlokations-Identifikationsnummer [75, 130] kann ein Austausch von Messwerten für eine Einheit initiiert werden. Ebenfalls könnte in der Ausgestaltung des Datenaustausches nach Artikel 40 Absatz 7 entschieden werden, bestimmte Einheiten mit dieser ID zu identifizieren.

Die Marktlokations-Identifikationsnummer [76, 131] wird im deutschen Markt genutzt, um einer Einheit eindeutig einen Lieferanten zuzuordnen. In der Digitalisierung der Energiewende wird die MaLo-ID genutzt um Zählwerte auszutauschen, wofür die Zuordnung der MaLo-ID zu den Einheiten benötigt wird.

Insbesondere im Fall eines Auseinanderfallens der 1:1-Beziehung zwischen Marktlokation und Messlokation kann über die MaLo-ID sichergestellt werden, welche Messlokations-Messwerte für die Ermittlung der verbrauchten bzw. erzeugten Energie in einer Marktlokation verwendet werden können. Dieses ist bspw. dann von Interesse, wenn die Erzeugungsleistung einer Marktlokation erstmalig erfasst wird, deren Messlokation noch in weitere Marktlokationen einschließlich weiterer Messlokationen untergliedert ist.

Der Displayname [146, 147] ist ein Stammdatum, welches ermöglicht, einen nicht sprechenden EIC (W-EIC) in einen verständlichen Begriff zu überführen.

Der Anschlussnetzbetreiber Name [156, 157] ist ein Stammdatum, das erlaubt, einen nicht sprechenden Identifikator (Marktpartner-ID) in einen menschenlesbaren Begriff umzuwandeln.

Der Standort der SEE/SSE bzw. SVE [25, 117] ist aus vielerlei Hinsicht wichtig. So kann einerseits aus dem Standort auf die Wirkung im Netz geschlossen werden, aber auch die geografische Position ist bei der Prognose der Einspeisung von dargebotsabhängigen Anlagen relevant.

Die Spannungsebene [32, 121] wird ebenso wie der Standort zur netztechnischen Lokation der Einheit benötigt.

Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt [33, 122] ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für die Kenntnis über die tatsächlich vorhandene installierte Leistung, die wiederum für die EE-Prognose- und EE- Hochrechnungserstellung benötigt wird.

Der ÜNB muss deshalb die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche Erzeugungsleistung in seiner Regelzone kennen. Dies kann nur verlässlich über die Summation aller vorhandenen und verfügbaren Erzeugungsanlagen in seiner Regelzone geschehen. Daher ist die Kenntnis darüber notwendig, wann genau die Inbetriebnahme einer EE-SEE erfolgt ist bzw. erfolgen wird und ab wann die damit verbundene Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung steht oder stehen wird. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei SVE stellt sicher, dass die Auswirkungen der SVE auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird." Kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt [34, 123]

Der Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung [35] und endgültige Stilllegung [36] ermöglichen analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße für EE-Prognose- und Hochrechnung, Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Die Übermittlung der Angabe Anteil beeinflussbarer Last [129] wird benötigt, um Entlastungsmaßnahmen planen bzw. beurteilen zu können.

Die Informationen

- präqualifizierte Primärregelleistung (+/-FCR) [148],
- präqualifizierte Sekundärregelleistung (+/-aFRR) [150],
- präqualifizierte Minutenreserveleistung (+/-mFRR) [152],
- präqualifizierte Primärregelleistung (+/-FCR) [147],
- präqualifizierte Primärregelleistung (+/-FCR) [149],
- präqualifizierte Sekundärregelleistung (+/-aFRR) [151],
- präqualifizierte Minutenreserveleistung (+/-mFRR) [153]

dienen dem ÜNB primär zur Validierung und Plausibilisierung der viertelstundenscharfen Planungsdaten. Durch den Referenzwert der präqualifizierten Leistung kann der empfangene Planungswert durch den ÜNB automatisch geprüft werden. Warum diese Informationen trotz Vorlage beim ÜNB erneut eingeholt werden, wird detailliert in Abschnitt 6 erläutert.

Die Verwendung des W-Codes [154] ist ein Stammdatum, welches beim Austausch von Planungsdaten zum Einsatz kommt. Mit dieser Information wird zwischen der Einheit und dem übergeordneten Kraftwerk unterschieden werden.

### **3.1 A. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)**

Das Ziel des Kurzschlussstrommanagements ist die Einhaltung der Grenzwerte für maximale Kurzschlussströme in Netzbetriebsmitteln sowie der minimalen Kurzschlussströme für den Netzschutz im Fehlerfall. Zu diesem Zweck wird eine spezielle Kurzschlussstromberechnung durchgeführt, die sich im Wesentlichen auf den aktuellen Netzzustand sowie die prognostizierten Netzzustände stützt. Das bedeutet, dass alle Daten, die in den Teilprozessen Leistungsflussgrenzwerte und Ausfallvariantenrechnung erhoben werden, auch für diesen Prozess notwendig sind.

Insbesondere handelt es sich dabei um Daten zur Netztopologie [19 bis 21, 24], Planungsdaten zu Einspeisungen und Entnahmen [77 bis 80] sowie eine Reihe von Echtzeitdaten [99, 103, 104, 107, 114]. Hinzu kommen noch Daten, die in der Regel auf Grundlage der Netzanschlussvereinbarungen erhoben werden (bspw. Ersatzschaltbilder von Erzeugungseinheiten oder maximale Ausschaltströme). Letztere Daten werden nicht auf Basis der SO GL angefordert und sind daher nicht Teil des Antrags gemäß Artikel 40 Absatz 5.

### 3.2 B. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81)

Die regionale Leistungsbilanz ist mindestens für den Week-Ahead-Zeitbereich zu bewerten. Die hierfür notwendigen Informationen werden dem jeweiligen regionalen Sicherheitskoordinator (RSC) durch die ÜNB bereitgestellt. Für die Bewertung der regionalen Leistungsbilanz sind die folgenden Informationen relevant:

- a) die zu erwartende Gesamlast sowie die für die Laststeuerung verfügbaren Ressourcen;
- b) die Verfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen sowie
- c) die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte.

Basierend auf diesen Informationen wird die Leistungsbilanz bewertet und werden Situationen identifiziert, in denen die Leistungsbilanz der Regelzone unzureichend bzw. negativ ist. In diese Betrachtung fließen grenzübergreifende Austauschkapazitäten und operative Sicherheitsgrenzwerte mit ein. Basierend auf den Ergebnissen werden Vorschläge für Maßnahmen identifiziert, um negative Bilanzen auszugleichen. Ebenso findet eine Abstimmung zwischen den regionalen Sicherheitskoordinatoren bzw. den RSC statt. Für Deutschland werden die Leistungsbilanzen pro Regelzone durch den betreffenden ÜNB bestimmt. Hierfür ist die Angabe der Regelzonenzugehörigkeit [27] der Einheiten eine wichtige Information.

In der Leistungsbilanz werden die Einspeise- und die Lastsituation im Energieversorgungssystem für einen definierten Zeitraum in Stundenauflösung bewertet.

Zur Bestimmung der voraussichtlichen Einspeisung werden die installierten Nettoengpasseleistungen [38] / Nettonennleistungen [37], welche zum betrachteten Zeitpunkt in der entsprechenden Region installiert sind, herangezogen. Diese werden unterschieden nach den ENTSO-E Generation Types B01 bis B20, wofür die Angabe des Energieträgers [29] bzw. Speichermediums [29] für die jeweiligen Einheiten relevant ist. Davon wird der Anteil der nicht verfügbaren installierten Leistung (Revisionen, Ausfälle, usw.) für den betrachteten Zeitraum abgezogen. Ausgehend von der verfügbaren installierten Leistung [37, 38 unter Berücksichtigung von 93, 94] werden die Reserven für Systemdienstleistungen [u.a. 148, 150, 152] subtrahiert, um die gesicherte Leistung für den betrachteten Zeitraum zu ermitteln. Für die beschriebene Bestimmung der gesicherten Leistung sind Angaben zum Status, wie z.B. Status Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft, Inbetriebnahme- und Stilllegungszeitpunkt [30, 31, 33, 34, 35, 36], als auch die Angaben der geplanten und ungeplanten Nichtbeanspruchbarkeiten [93, 94] unabdingbar. Aufgrund unterschiedlicher Konsequenzen für die IT-Systeme ist sowohl die Angabe [35] als auch [36] erforderlich. Bei vorübergehenden Stilllegungen [35] ist stets davon auszugehen, dass die Stilllegung rückgängig gemacht werden kann, was insbesondere für längerfristige Planungen resp. Analysen von Bedeutung ist. Im Falle von endgültigen Stilllegungen [36] werden die Kraftwerke aus den IT Systemen der ÜNB vollständig entfernt.

Die genannten Status erlauben die Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz für vorausschauende Betrachtungen. Für diese ist wie beschrieben die Kenntnis über die gesicherte Leistung erforderlich, und diese kann nur verlässlich über die Summation aller vorhandenen und verfügbaren Leistungen der Erzeugungseinheiten in der Regelzone ermittelt werden.

Zur Bestimmung der Last werden die erwartete Gesamtlast für den Betrachtungszeitraum sowie die Ressourcen zur Laststeuerung herangezogen. Die Gesamtlast ergibt sich aus der Summe der Erzeugung und Importen, abzüglich Exporten und Bezügen von Speichereinheiten. Von der Gesamtlast wird das Lastreduktionspotential abgezogen, um die zu versorgende Last zu ermitteln.

Die gesicherte Leistung wird der zu versorgenden Last gegenübergestellt. Die sich daraus ergebende Differenz, unter Berücksichtigung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte, ergibt die verbleibende Kapazität, welche eine Systembilanzbewertung zulässt. Bei einem positiven Wert besteht voraussichtlich ein Überschuss. Ist die Differenz hingegen negativ, so fehlt elektrische Leistung im System. Dies lässt sich dann mit den verfügbaren Übertragungskapazitäten auf den Kuppelleitungen zu benachbarten Übertragungsnetzbetreibern, welche in der Regel einen möglichen Leistungsaustausch begrenzen, abgleichen.

Die beschriebene Ermittlung der Einspeise- und Lastsituation wird in der schematischen Abbildung 2 noch einmal verdeutlicht.

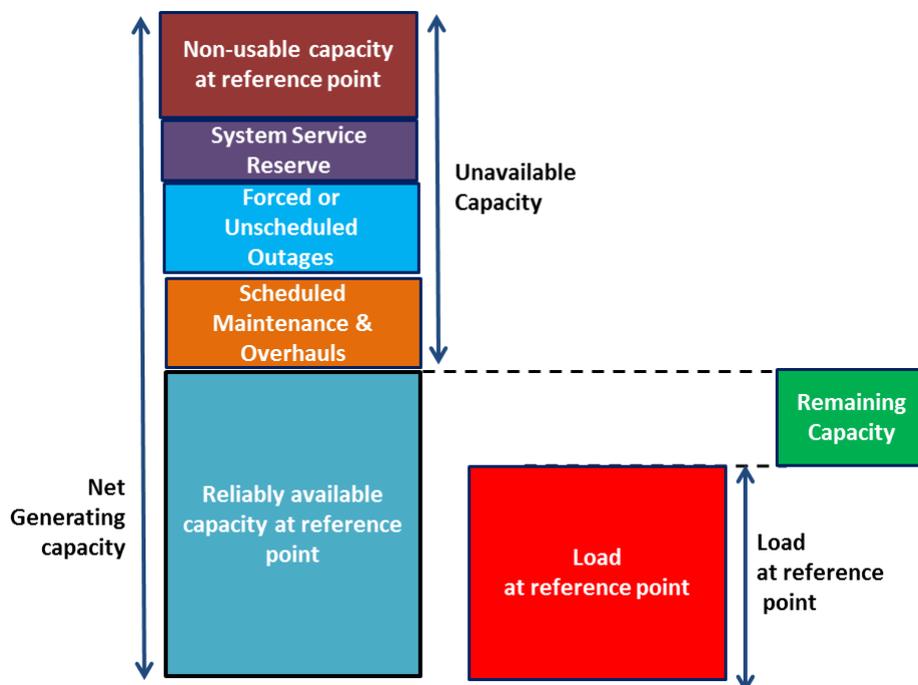


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Ermittlung der Leistungsbilanz

Quelle: Coordinated Week-Ahead Adequacy Assessment – Short and Medium Term Adequacy (SMTA) 15. November 2017

Die vorausschauende Betrachtung ist eine Indikation für die Leistungsbilanz und kann von der Ist-Situation abweichen. Bei Bedarf können für probabilistische Bewertungen auch Modelle für Wind, Solar und Last herangezogen werden, um Eintrittswahrscheinlichkeiten zu ermitteln.

Die Angabe von unterschiedlichen Identifikatoren zur Identifizierung der Einheiten (W-EIC, EEG-Anlagenschlüssel, BNetzA-Kraftwerksnummer etc.) [7, 9, 75, 76] ist für den Abgleich der Stamm- und Planungsdaten aus unterschiedlichen Prozessen und Datenhaltungen erforderlich. Welcher Schlüssel tatsächlich für welche Einheit am sinnvollsten ist, wird im Anschluss in der Prozess- und Formatausgestaltung erarbeitet werden. Für die erwähnten Nichtbeanspruchbarkeiten wird beispielsweise derzeit der W-EIC genutzt.

Ebenso wird halbjährlich eine gesamteuropäische Leistungsbilanzbetrachtung für den kommenden Sommer und Winter erstellt (Artikel 106 SO GL). Dazu ist unter anderem explizit eine Must-Run-Betrachtung durchzuführen. Hierfür ist die Kenntnis über die fahrbare Mindesterzeugung (Must Run) [43] erforderlich. Die Leistungsbilanzen können trotz des grundsätzlich ähnlichen Erstellungsschemas für unterschiedlich zu betrachtende Zeiträume teilweise unterschiedliche Eingangsgrößen benötigen, da z. B. geforderte Betrachtungen abweichend sein können.

### **3.3 C. Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten (Artikel 22 Absatz 1 lit. d)**

Die Neuberechnung (Korrektur) der Day-Ahead und Intradaykapazitäten im Zuge von Entlastungsmaßnahmen läuft nach den gleichen Grundsätzen und Methoden ab wie die initialen Berechnungen. Für die deutschen ÜNB sind diese in den Methodenpapieren „Documentation of the CWE FB MC solution“ in der aktuellen Version 2.1. vom September 2017 und im Papier „Methodology for capacity calculation for ID timeframe, NRA approval package“ in der Version 1.1 vom 5. April 2016 beschrieben. Die dafür benötigten Daten werden - wie bspw. Planungsdaten von großen Stromverbrauchseinheiten [80, 81, 82] - bereits im Rahmen der GLDPM erhoben und sind auch für die Umsetzung der SO GL relevant. Die für die Kapazitätsberechnung genutzten gemeinsamen Netzmodelle (CGM) werden durch die zusätzliche Berücksichtigung von VNB-Planungsdaten, Planungsdaten aus konventionellen Stromerzeugungseinheiten [77-92] sowie aus regenerativen Stromerzeugungseinheiten [77-94] präziser hinsichtlich der Aussagen zu den dem Markt zur Verfügung zu stellenden Kapazitäten. Da für die Mehrheit dieser Anlagen auch zukünftig absehbar keine Planungsdaten in Form von Einspeisefahrplänen vorliegen werden, sind die Netzbetreiber angehalten, die erforderlichen Planungsdaten selbst zu generieren. Dafür sind eine Vielzahl neu aufzunehmender Stammdaten sowie die Meldung von Nichtbeanspruchbarkeiten [93-94] aus diesen Stromerzeugungseinheiten zu nutzen.

### **3.4 D. Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen (Artikel 23)**

Die Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen ist eine Kernaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Entlastungsmaßnahmen werden zur aktiven

Steuerung von Leistungsflüssen, zur Spannungsregelung sowie zum Blindleistungsmanagement eingesetzt. Entlastungsmaßnahmen sind u.a.:

- Anpassung der Abschaltplanung von Netzbetriebsmitteln der Netzbetreiber
- Anpassung der Stufenschalterstellung von Transformatoren
- Schalten von Kondensatoren und Drosseln oder anderen Netzbetriebsmitteln zum Spannungs-/Blindleistungsmanagement
- Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead und Intradaykapazitäten
- Redispatch/Countertrading
- Blockieren von automatischen Spannungs- und Blindleistungsregelungen
- Anpassungsmaßnahmen in gefährdeten Netzzuständen

Da ein Großteil der in Deutschland auftretenden Engpässe durch einen überregionalen Transportbedarf elektrischer Leistung verursacht wird, sind Entlastungsmaßnahmen im Allgemeinen zwischen den beteiligten Netzbetreibern abzustimmen. Dazu bestehen in Deutschland und Europa, von einem Wochenvorschauprozess zur Aktivierung von Reservekraftwerken mit langen Vorlaufzeiten bis hin zu Intradayprozessen zur kurzfristigen Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen, eine Reihe koordinierter Prozesse bis hin zur Maßnahmenkoordination und Abwicklung in Echtzeit.

Die Koordinationsprozesse für Entlastungsmaßnahmen setzen auf den aus Ausfallvariantenrechnungen prognostizierten Engpässen (Leistungsfluss, Spannung, Kurzschlussstrom) auf. Damit ein effizienter Koordinationsprozess durchgeführt werden kann, ist es erforderlich, dass neben den Engpässen auch alle möglichen Entlastungsmaßnahmen inklusive ihrer technischen Eigenschaften und Kosten bekannt sind.

Nur so können auch Netzbetreiber-übergreifend diejenigen Maßnahmen bestimmt werden, die unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen die wirtschaftlichste Entlastung der prognostizierten Engpässe ermöglichen. Da eine vollständige Engpassbehebung auf Basis netzbezogener und marktbezogener Maßnahmen nicht zu jedem Zeitpunkt möglich ist, wird für die Koordination von Entlastungsmaßnahmen mit Bezug auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes auch eine präzise Kenntnis der verfügbaren Absenkpoteziale dezentraler Stromerzeugungseinheiten sowie von Potentialen zur Lastanpassung aus den Verteilernetzen in Echtzeit benötigt [23].

Zur Ermittlung der Sensitivität bzw. der Wirkung einer SEE/SSE mit Verteilernetzanschluss auf ein Netzbetriebsmittel sind Stammdaten des Verteilernetzes und die topologische Zuordnung der Einheiten erforderliche Informationen. Dies wird ergänzt durch Informationen über die generellen Eingriffsmöglichkeiten der VNB auf SEE/SSE über beispielsweise Fernsteuertechnik [12,13]. Planungsdatenseitig sind zudem Informationen über mögliche parallele Netzsicherheitsmanagementeingriffe durch VNB relevant, deren Wirkung in einem VNB-Netzmodell abgebildet werden kann. Von den SEE/SSE selbst werden die Planungsdaten empfangen, die ein umfassendes Bild über die geplante Betriebsweise geben. Dabei werden Arbeitspunkte [77, 80], die Leistungsgrenzen [78, 79, 81, 82], die Regelleistungsvorhaltungen [85, 86, 87, 88, 89, 90], die Besicherungsleistungen [91, 92] sowie die Redispatchvermögen

[83, 84] gemeldet. Die Redispatchvermögen können letztendlich vom Netzbetreiber abgerufen werden, um Engpässe im Netz zu beseitigen.

Die oben beschriebenen Daten sind auch bei einem direkten Übertragungsnetzanschluss erforderlich.

Bei der Umsetzung von Entlastungsmaßnahmen ist die Erbringungskontrolle von besonderer Bedeutung um zu prüfen, ob die Maßnahme wie angefordert umgesetzt wurde. Dazu sind Echtzeitdaten der entsprechenden Einheiten [99, 100, 101, 102, 158] relevant, die auch in einem Snapshot eines Verteilernetzes [24] enthalten sein können. Die Statusmeldung [101] bzw. Stellungsmeldungen der Leistungsschalter [102] sind notwendig zur weiterführenden Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen.

Insbesondere ist die Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme [101] relevant, um die tatsächliche Umsetzung einer angeforderten Leistungsreduktion aufgrund einer aktivierten Netzsicherheitsmaßnahme zu überprüfen. Aufgrund des schwankenden Dargebotes bei dargebotsabhängigen SEE kann alleine durch die übermittelte Wirkleistung kein Rückschluss auf eine erfolgte NSM erfolgen.

Die Stellung der Leistungsschalter [102] am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem ÜNB vereinbarten Schnittstelle liefert die Information, ob eine SEE zu Entlastungsmaßnahmen herangezogen werden kann.

Um im Falle einer bestehenden Aktivierung einer Entlastungsmaßnahme bei einer EE-SEE erkennen zu können, welche Leistung diese Anlage bei einer Aufhebung der Entlastungsmaßnahme einspeisen würde, ist der Erhalt der Dargebotsleistung [103] notwendig. Hierdurch lässt sich dann im operativen Dienst erkennen, ob bspw. eine bereits bestehende Entlastungsmaßnahme angepasst werden muss oder ob sie überhaupt noch notwendig ist.

Ebenso gehört die explizite Aufführung von Redispatchmaßnahmen [97, 98] in den Planungszeitreihen zur Erbringungs- bzw. Planungskontrolle. Nachdem Redispatch vereinbart worden ist, lässt sich anhand der Planungsdaten nicht eindeutig bestimmen, ob die Planungsänderung aufgrund von Redispatch, im Eigeninteresse des Anlagenbetreibers erfolgt ist oder ob der Redispatch möglicherweise in der nächsten Aktualisierung bereits ist. Daher sehen die ÜNB die Nennung der Anweisung als Teil der Planungsdaten als erforderlich an.

### **3.5 E. Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29)**

Das Ziel der Spannungsregelung ist ein möglichst hohes Spannungsniveau zur Verringerung der Ströme sowie der mit ihnen verbundenen Netzverluste unter dem Primat der Einhaltung der Grenzwerte für die Spannung im Netz. Das Spannungsprofil ist dabei grundsätzlich von Wirk- und Blindleistungsflüssen und damit von den Wirk- und Blindleistungseinspeisungen, der Last sowie der Netztopologie abhängig. Als Werkzeuge für die Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität kommen daher sowohl topologische Maßnahmen (Schaltungen) als auch Anpassungen der Wirk- und Blindleistungseinspeisung in Frage. Damit werden für die Spannungsregelung alle Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten von Erzeugungs- und

Verbrauchseinheiten benötigt, die für eine Ausfallvariantenrechnung notwendig sind. Dies umfasst insbesondere Echtzeitdaten zu Verteilernetzen [19, 20, 158] und Echtzeitdaten zur Blindleistungseinspeisung [100] und zur verfügbaren Blindleistung [105], wobei die Blindleistungseinspeisung auch für Groß-SVE [144] benötigt wird.

### 3.6 F. Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34)

Die Ausfallvariantenrechnung ist ein Bestandteil der Netzsicherheitsrechnungen und dient letztlich der Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit. Das heißt, der Ausfall eines Netzelementes darf im Normalbetrieb keinen betriebsgefährdenden Zustand herbeiführen (n-1-Prinzip). Darüber hinaus sind in bestimmten Situationen (z.B. Orkan) entsprechende Mehrfachausfälle in die Ausfallvariantenrechnung einzubeziehen und zu beherrschen. Für jede zu betrachtende Situation werden Ausfallvariantenlisten geführt, in denen die zu beherrschenden Ausfälle von Netzelementen der Observability Area aufgeführt sind. Entsprechend sind die Höchstspannungsnetze im Grundfall (Kapitel 4 SO GL) wie auch im n-Fall so zu betreiben, dass die Grenzwerte für Strom bzw. Lastfluss, Spannung, Winkeldifferenz oder Kurzschlussfestigkeit bzw. Ausschaltvermögen nicht verletzt werden. Sofern Netzelemente der vertikal bzw. horizontal benachbarten Netze (VNB bzw. ÜNB) relevanten Einfluss auf die Höchstspannungsnetze haben, sind diese ebenfalls in die Ausfallberechnung mit einzubeziehen (Observability Area).

Die Ausfallvariantenrechnung wird in der Systemführung in den Planungsprozessen (Betriebssicherheitsanalyse) und in Echtzeit durchgeführt.

Im Echtzeitprozess werden Echtzeit- bzw. echtzeitnahe Daten [20] genutzt, die den aktuellen Topologiezustand 19, 21] des eigenen Netzes und der Observability Area [24] beinhalten.

Der Topologiezustand beinhaltet Zustandsmeldungen von Schaltgeräten (bspw. Leistungsschaltern [19, 102] oder Stufenschaltern bei Transformatoren [21]) und Istwerten bzw. hochgerechneten Istwerten für Lasten [143], Einspeisungen [99-100, 103-105, 107, 114], Querflüsse, Spannungen, Frequenzen etc. Wirkleistungseinspeisungen sowie Blindleistungseinspeisungen und -bezüge **aller** Erzeugungsanlagen innerhalb der Observability Area werden im Rahmen der Echtzeitausfallvariantenrechnung zur Berechnung von Spannungen und Lastflüssen benötigt.

Darüber hinaus sind auch die elektrischen Stammdaten der Netze der Observability Area sowie entsprechend angeschlossene Stromerzeugungseinheiten [26, 32] bzw. Stromverbrauchseinheiten [118, 121] notwendig, um die notwendigen Lastfluss- und Kurzschlussrechnungen durchführen zu können, die unabdingbare Voraussetzung für die Ausfallvariantenrechnung sind.

In den Planungsprozessen wird zusätzlich zu den Netzbelastungsdatensätzen (Intraday Congestion Forecast (IDCF), Day Ahead Congestion Forecast (DACF) und Two Day Ahead Congestion Forecast (D2CF)) die Belastung der Betriebsmittel auch unter Berücksichtigung der Ausfallvarianten u.a. auch für Entlastungsmaßnahmen überprüft. Hierzu werden dann

Prognosen von Einspeisungen [22], [77-79], [93-94] und Lasten [80-82], [132-142] sowie Netzmodelle (vgl. GLDPM) genutzt.

Zusätzlich zu den heute bereits gelebten Prozessen wird in absehbarer Zeit der Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität durch Übertragungsnetzbetreiber eine immer größere Bedeutung zukommen. Dieser Prozess ist in Artikel 38 der SO GL verankert. Für diese dynamische Stabilitätsbewertung können weitere elektrische, dynamische Kenngrößen von Netzelementen sowie von direkt am Übertragungsnetz und in der Observability Area angeschlossenen Stromerzeugungs-, Stromspeicher-, sowie Stromverbrauchseinheiten notwendig werden. Ebenso ist das Management der dynamischen Stabilität in Artikel 39 der SO GL beschrieben.

### **3.7 G. Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel 107)**

In absehbarer Zeit soll der Zeitbereich des Prozesses Leistungsbilanz in der Regelzone auf den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich, wie in Artikel 107 der SO GL beschrieben, ausgeweitet werden. Die Systematik wird derzeit erarbeitet. Für diesen Zeitbereich ist es notwendig, die Datenbasis für den Prozess um beispielsweise Planungsdaten (Fahrpläne) [77, 80] sowie Echtzeitdaten [99, 103, 104, 106, 107, 108, 113, 114, 116] zu erweitern.

Die verfügbare Wirkleistung [104] ist für den ÜNB eine entscheidende Information darüber, welche Leistung bei einem optimalen Dargebot maximal ins Netz eingespeist werden könnte und mit welcher Leistungsbilanzänderung maximal zu rechnen wäre.

### **3.8 H. Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19)**

Gemäß den Vorgaben des Artikels 19 ist jeder ÜNB verpflichtet, im Echtzeitbetrieb den Netzzustand seines Übertragungsnetzes zu bestimmen. Dazu überwacht der ÜNB in Echtzeit bestimmte Übertragungsnetzparameter anhand von Telemetriemessungen und berechneten Werten aus seiner Observability Area [158]. Zu diesen Parametern gehören u.a. auch Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven [77-90], [99-100], [103-106] sowie die Stromerzeugung [99, 114] und der Stromverbrauch [99, 114]. Unter der Stromerzeugung ist mit Verweis auf Artikel 42 auch die Gesamteinspeisung zu verstehen, die zum Zwecke der Validierung des Leistungsflusses in Echtzeit sowie für entsprechende Prognosen der Einspeisung für die zeitnahe Planungsphase hochaufgelöst und energieträgerscharf für jeden Knoten der Observability Area vorliegen muss. Dazu sind insbesondere aus der Gruppe der erneuerbaren Energien hinreichend viele Echtzeitinformationen [99], [114] zu beschaffen, mit deren Hilfe eine verlässliche und qualitativ ausreichende Hochrechnung der energieträgerscharfen Einspeisung hinter jedem Netzknoten der Observability Area ermöglicht wird. Die genaue Bestimmung des Netzzustandes ist eine Vorbedingung für die Erfüllung der Aufgabe, kritische Netzzustände rechtzeitig zu erkennen.

Die mit der Energiewende einhergehenden, grundlegenden Änderungen in der Erzeugungsstruktur, hin zu Anlagen Erneuerbarer Energien, die in Abhängigkeit vom Energieträger und der diesbezüglichen jeweiligen Anlagengröße auf den Anschluss in dem

Übertragungsnetz unterlagerten Spannungsebenen fokussiert sind, konfrontieren die Netzbetreiber mit folgenden Problemen:

- Es liegen dem Anschlussnetzbetreiber (und damit auch dem ÜNB) keine Messwertinformationen aus den meisten dieser EE-Anlagen vor.
- Aufgrund ihres hauptsächlichigen Anschlusses an die Mittel- und Niederspannung entziehen sich die EE-Anlagen einer topologischen Abbildung in den Leitsystemen der Netzbetreiber.

Da der Einfluss der Vielzahl kleinteiliger EE-Anlagen auf die Wirkleistungsflüsse in HöS- und HS-Netzen bereits seit vielen Jahren signifikant ist und mit steigendem Ausbau weiter zunehmen wird, ist die genaue Erfassung der Einspeisung dieser Anlagen mit Bezug auf ihren jeweiligen summarischen Einfluss auf die Wirkleistungsflüsse an den HöS- und HS-Knoten unabdingbar und zwingende Voraussetzung für eine qualitativ zufriedenstellende Netzzustandsbewertung.

Bei der Abwägung des Aufwand-Nutzen-Verhältnisses stellt sich die Frage, wie man diese energieträgerscharfen Einspeisungen mit Bezug auf die Knoten des HöS- und HS-Netzes erhält. Prinzipiell können nach der stammdatentechnischen Zuordnung [25-28], [75-76] aller Anlagen zu diesen Knotenpunkten zwei Wege beschritten werden:

- Messwerttechnische Echtzeiterfassung aller Anlagen durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber mit anschließender energieträgerscharfer Summation der Anlagen je Netzknoten der Observability Area (ÜNB-Sicht) [22]
- Knotenspezifische Hochrechnung auf der Basis vorliegender Messwerte aus Anlagen mit hoher Repräsentativität [114], [116] für den jeweiligen Netzknoten

Eine Vorgehensweise gemäß zweitem Anstrich scheint ein deutlich günstigeres Aufwand-Nutzen-Verhältnis zu ergeben und ist deshalb für die Ermittlung der energieträgerscharfen knotenspezifischen Gesamteinspeisungen gerade der vielen kleinen EE-Anlagen als Ziellösung anzustreben. Es bleibt die Frage offen, wie groß der Anteil derjenigen Anlagen sein muss, aus denen Echtzeitinformationen bezogen werden müssen, um qualitativ zufriedenstellende Ergebnisse aus den Hochrechnungen zu erhalten. Hier scheint eine iterative Vorgehensweise angeraten, zumal die Beschaffung dieser Echtzeitdaten durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber im Jahr 2019 nicht abgeschlossen sein wird, sondern entsprechend mehr Zeit benötigt.

Der Anspruch, in einem ersten Schritt Echtzeitdaten aus allen Anlagen mit einer installierten Leistung ab 1 MW zu erheben, beschränkt die Anzahl der zu erhebenden Messwerte in Bezug auf die Anzahl der existierenden Anlagen bereits beträchtlich. In einer Vielzahl von Konstellationen wird es deshalb ausreichend sein, mit Hilfe dieser dann zukünftig vorliegenden Echtzeitdaten die gesamte Einspeisung energieträgerscharf für Knoten an den HöS- und HS-Netzen hochzurechnen. In Fällen, wo die Datenlage für eine qualitativ ausreichende Hochrechnung der Einspeisung „hinter“ einzelnen Knoten temporär (bis zur Organisation des Bezuges aller Messwerte ab 1 MW) oder grundsätzlich nicht ausreichend ist, müssen zusätzliche Echtzeitdaten von ausgewählten Anlagen unterhalb von 1 MW durch den

Anschlussnetzbetreiber angefordert werden [114-116]. Kriterium für die entsprechende Auswahl ist die Repräsentativität einer Anlage in Bezug zur Gesamtheit der Anlagen, auf deren Einspeisung hochgerechnet werden muss. Im Lichte der dabei durch die Netzbetreiber zu sammelnden Erfahrungen mit der Qualität der Hochrechnungen wird zukünftig der erforderliche Umfang an zu erhebenden Echtzeitdaten genauer quantifiziert werden können.

Die verfügbare Wirkleistung [104] ist für den ÜNB eine entscheidende Information darüber, welche Leistung bei einem optimalen Dargebot maximal ins Netz eingespeist werden könnte. Im Vergleich zur Differenz aus der installierten Leistung und der geplanten Nichtbeanspruchbarkeit liefert diese Information eine obere Grenze, die selbst bei einem plötzlichen Wegfall behördlicher Auflagen nicht überschritten werden kann. Im Falle einer plötzlichen Störung einer SEE (bspw. technischer Defekt) korrigiert dieses Datum die Information ad hoc bis zum Empfang einer Korrekturmeldung zur Nichtbeanspruchbarkeit, die diese Störung ebenfalls berücksichtigt. Gleichfalls kann die verfügbare Wirkleistung für eine Plausibilisierung der gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten genutzt werden.

### 3.9 I. Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32)

Voraussetzung für das Monitoring der Leistungsflüsse und die Überwachung der betrieblich festgelegten Sicherheitsgrenzwerte im Normalbetrieb sowie nach Ausfall eines Netzbetriebsmittels gemäß der Ausfallliste ist sowohl die Existenz der Messung und Übertragung benötigter Kenngrößen der eigenen Netzbetriebsmittel als auch der Netzbetriebsmittel aus der Observability Area in Echtzeit. Zu den Parametern gehören neben Strom, Spannung, Winkeldifferenzen, Wirk- und Blindleistung auch Stufenstellungen von Transformatoren [21] sowie die Frequenz als Systemgröße [20], [21]. Weiterhin sind dabei auch alle Informationen zur Erfassung der Netztopologie (Schalter- und Trennerstellungen) [19] für die Bewertung relevant. Das Monitoring der Leistungsflüsse wird auch in der Planungsphase innerhalb der Betriebssicherheitsanalyse untersucht, auf die hier nicht näher eingegangen wird.

Zur Beherrschung der Leistungsflüsse im Normalbetrieb sind Entlastungsmaßnahmen durchzuführen, wenn im Ergebnis der Ausfallvariantenrechnung eine N-1-Verletzung festgestellt wird. Bei tatsächlichem Ausfall eines Netzbetriebsmittels sind zur Wiederherstellung der N-1-Sicherheit ebenfalls Entlastungsmaßnahmen durchzuführen. Dabei können temporär zulässige Überlastungen von Netzbetriebsmitteln für die Beseitigung der Störung (sofern möglich) oder für die Vorbereitung von Entlastungsmaßnahmen genutzt werden. Sofern Entlastungsmaßnahmen durchzuführen sind, werden diese in folgender Reihenfolge bis zur Wiederherstellung der N-1-Sicherheit durchgeführt:

- topologische Maßnahmen (Veränderung des Schaltzustandes vorrangig des eigenen Netzes, ggf. auch mit Unterstützung benachbarter Netzbetreiber);
- marktbezogene, vertraglich vereinbarte Maßnahmen (gegenläufige Veränderungen von Erzeugungen oder Lasten mit signifikantem Einfluss auf das engpassgefährdete Netzbetriebsmittel)
- Einsatz von Netz- und Kapazitätsreserven, sofern opportun und zeitlich realisierbar
- Anpassungen (z.B. Redispatch) von Einspeisungen und Entnahmen in geeigneter Art und Weise

Auf konkrete Datenbedarfe, die für Entlastungsmaßnahmen benötigt werden (Stamm- und Planungsdaten), wird im Teilprozess „Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen“ eingegangen. Von besonderer Bedeutung sind insbesondere Planungs- und Echtzeitdaten zur Topologie der relevanten Verteilernetze [24], Planungsdaten von Stromerzeugungs- und Stromspeichereinheiten [77-80], Echtzeitdaten zur Wirkleistungseinspeisung [99, 114] sowie im Falle von EE-SEE Echtzeitdaten zur Dargebotsleistung [103], verfügbaren Wirkleistung [104] sowie marktbasierten Abregelungen [107].

### 3.10 J. EE-Hochrechnung

Die EE-Hochrechnung hat die Aufgabe, den Gesamtumfang der zu dem aktuellen Zeitpunkt vorliegenden Einspeisung je EE-Energieträger [29] zu ermitteln. Die in diesem Kapitel aufgeführten Daten stellen wichtige Eingangsgrößen für die EE-Hochrechnung dar, die wiederum eine wichtige Eingangsgröße für die in Echtzeit durchzuführenden Netzzustandsberechnungen, Ausfallvariantenrechnungen sowie Lastflussberechnungen darstellt. Bei diesem Prozess wird auf Basis aktuell vorliegender Leistungsreferenzmesswerte (EE-Echtzeitmessung) [99, 101, 102, 103, 104, 114, 116] bzw. Wetterdaten [108-113] eine Schätzung der nicht in Echtzeit gemessenen EE-Gesamterzeugung vorgenommen. Je nach betrieblichem Anwendungsfall ist dies für Netzknoten, Teilnetzgebiete, die gesamte Regelzone und/oder den Regelblock Deutschland durchzuführen.

In Ermangelung einer flächendeckend verfügbaren EE-Echtzeitmessung werden spezielle Hochrechnungsverfahren genutzt, die mittels repräsentativer Messungen, unter der Verwendung von Stammdaten aller tatsächlich installierten EE-Anlagen sowie dem Einsatz mathematischer Verfahren, die gesamte tatsächliche EE-Erzeugung je Energieträger abschätzen.

Beispielweise ermöglicht die Kenntnis über die installierte Leistung [37] in Verbindung mit der kumulierten Wechselrichterleistung [42], der geographischen Lage [25] sowie der Ausrichtung einer PV-Anlage [45] die Beschreibung der Einspeisecharakteristik einer PV Anlage. Ebenso werden bereits heute Register zur Ermittlung der installierten Leistung abgeglichen, wofür eindeutige Identifikatoren der Anlagen notwendig sind [9, 75, 76]. Somit haben diese Größen einen Einfluss auf die Qualität der PV-Hochrechnung. Einen wesentlichen Einfluss auf die Qualität der Wind-Hochrechnung haben beispielsweise die Nabenhöhe [51] sowie der Anlagentyp [50]. Des Weiteren haben insb. gesetzliche Auflagen zu Abschaltungen [48, 49] bzw. Leistungsbegrenzungen (bspw.: Lärmschutz, Vogelschutz, ...) einen erheblichen Einfluss auf die Hochrechnung und müssen zwingend im Voraus bekannt sein, um plötzliche Spannungseinbrüche im Übertragungsnetz zukünftig durch geeignete Maßnahmen zu verhindern.

Die Güte einer Hochrechnung ist neben den oben genannten Stammdaten direkt von der Anzahl sowie der Repräsentativität der gemessenen Anlagen einschließlich der Qualität der Echtzeitwerte (Wirkleistung [99], Dargebotsleistung [103], verfügbare Leistung [104, 105])

abhängig, die für eine Hochrechnung zur Verfügung stehen. Die Dargebotsleistung [103] liefert dem ÜNB eine Information darüber, welche Leistung bei einem Wegfall vorhandener Leistungseinschränkungen/ Leistungsabregelungen ins Netz abrubt wieder eingespeist werden wird. Mit dieser Information kann der ÜNB bereits vorrausschauend Gegenmaßnahmen koordinieren, um systemsicherheitsgefährdende Effekte, wie zum Beispiel plötzliche Spannungseinbrüche oder Verletzungen der Kurzschlussstromgrenzen im Echtzeitbetrieb zu verhindern. Die verfügbare Wirkleistung [104] ist für den ÜNB eine entscheidende Information darüber, welche Leistung bei einem optimalen Dargebot maximal ins Netz eingespeist werden könnte.

Die Statusmeldungen bzw. Leistungsschalterstellungsmeldungen [101 bzw. 102] sind ebenfalls notwendig, um zu erkennen, ob eine reduzierte Wirkleistung auf fehlendes Dargebot, eine Abregelung, eine erfolgte NSM oder sonstige Eingriffe zurückzuführen ist. Diese Information wird benötigt, da davon abhängig ist, ob eine Anlage im Hochrechnungstrainingsalgorithmus berücksichtigt wird. Ergänzend zu den Leistungsmesswerten wird unter Kenntnis der Dargebotscharakteristik des jeweiligen Primärenergieträgers durch den Einsatz mathematischer Verfahren die erwartete Einspeiseleistung der jeweiligen energieträgerscharfen EE-Erzeugung ermittelt. Dabei sind u.a. die Echtzeitdaten Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur, Luftdruck sowie die Globalstrahlung [108-113] als Eingangsgrößen zur korrekten Bestimmung der elektrischen Leistung aus dem Primärenergiedargebot notwendig.

Infolge der Weiterentwicklung der gesetzlichen Nutzungs- und Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Erzeugung stoßen die klassischen Hochrechnungsverfahren in ihrer bisherigen Form an ihre Grenzen. Bereits heute kann der Umfang und die Auswirkung marktbasierter Abregelungen weder angemessen beschrieben, noch bei der Hochrechnung oder davon abgeleiteter Prognosen hinreichend berücksichtigt werden. Zusätzliche Informationen über den Eigenverbrauch (Haushalt, elektrische Warmwasserbereitung/Speicherheizung, Elektromobilität, Wärmepumpe, Zuordnung eines Speichers [56]) werden zur Bestimmung der netzwirksamen EE-Einspeisung sowie des (lokalen) Einsatzes von Speichern immer wichtiger.

Zur Abbildung deterministischer Eingriffe in den Betrieb der EE-SEE (marktbedingte oder netzsicherheitsbedingte Abregelung [107, 158], Nichtverfügbarkeiten [93, 94]) und für die Berücksichtigung dieser Eingriffe in der hochgerechneten EE-Erzeugung, benötigen die ÜNB entsprechende Echtzeitdaten von Seiten der Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und der Verteilungsnetzbetreiber (VNB). Da die tatsächliche Einspeisung aus EE-Anlagen tendenziell immer weniger vom tatsächlichen Dargebot abhängig ist, werden Echtzeit-Messwerte von möglichst vielen, auch kleineren Anlagen immer wichtiger. Je höher der Anteil gemessener Anlagen im Vergleich zu den „hochgerechneten“ Anlagen ist, desto geringer wird der Leistungsanteil, der hochgerechnet werden muss. Bei Leistungsanteilen, die hochgerechnet werden müssen, besteht die Gefahr, dass nicht-dargebotsabhängige Echtzeitmessungen die Hochrechnung verfälschen oder dass eine zu geringe Anzahl an zur Verfügung stehender dargebotsabhängiger Echtzeitmessungen die Qualität der Hochrechnung verschlechtern.

Zur Qualitätssicherung werden Zählwerte verwendet. Um diese zuordnen zu können, ist es erforderlich, die entsprechenden Identifikationsnummern zu kennen.

Die zentrale Erfassung der Information, ob eine EE-SEE als Referenzanlage/-park durch mindestens einen Netzbetreiber genutzt wird [14], hat insofern eine hohe Bedeutung, da eine Beeinträchtigung der Beanspruchbarkeit einer Referenzanlage (bspw. Netzarbeiten) allen betroffenen Netzbetreibern zugänglich gemacht werden muss, die diese Anlage tatsächlich auch als Referenzanlage in ihrer Hochrechnung nutzen. Dadurch wird sichergestellt, dass für den Zeitraum der Beeinflussung der Anlage die Referenz dieser Anlage für eine Hochrechnung rechtzeitig durch die Netzbetreiber deaktiviert werden kann.

### 3.11 K. EE-Prognose

Die EE-Prognose stellt die zu einem bestimmten, in der Zukunft liegenden Zeitpunkt zu erwartende Einspeisung aus EE-Anlagen dar. Die in diesem Kapitel aufgeführten Daten stellen wichtige Eingangsgrößen für die EE-Prognosen dar, die wiederum wichtige Eingangsgrößen für die durchzuführenden prognostischen Netzzustandsberechnungen, Ausfallvariantenrechnungen sowie Lastflussberechnungen darstellen. Der Prozess der EE-Einspeiseprognose beim ÜNB basiert auf dem Prozess der EE-Erzeugungserfassung, d.h. die Ergebnisse der EE-Hochrechnungen dienen als Basis für die aktuelle Kurzfristprognose sowie zur korrekten Festlegung der Prognoseparameter.

Analog der Beschreibung unter Teilprozess J, sind für die Prognose der Einspeiseleistung und zur Identifikation der Anlagen viele Stammdaten notwendig [9, 15, 25, 29, 38, 39, 42, 45-56, 75, 76].

Grundsätzlich benötigen die Netzbetreiber zuverlässige, hochaufgelöste Planungsdaten zur Einspeisung für alle EE-Anlagen. Unter Berücksichtigung der erhobenen Rahmendaten (Stammdaten, Nichtverfügbarkeiten, Umweltauflagen usw.) sehen sich die Netzbetreiber in der Lage, die EE-Einspeiseprognose, die nach Dargebot möglich ist, selbst zu erzeugen.

Für eine qualitativ hochwertige Berechnung der EE-Prognosen, basierend auf den aktuellsten Hochrechnungen, sind u.a. folgende Planungsdaten erforderlich:

- geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten [93, 94] (z.B. in Prozent der installierten Nennleistung) für jede EE-SEE,
- die Regelleistungsvorhaltungen pro Regelenergieprodukt für jede EE-SEE [85-92]
- im Falle dargebotsabhängiger EE-SEE mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz (Wind, Solar) die durch die Anlagenbetreiber selbst geplanten Absenkungsmaßnahmen (z. B. Reduzierung der Erzeugung bei Unterschreitung eines Großhandelsgrenzpreises – Marktbasierter Abregelung).

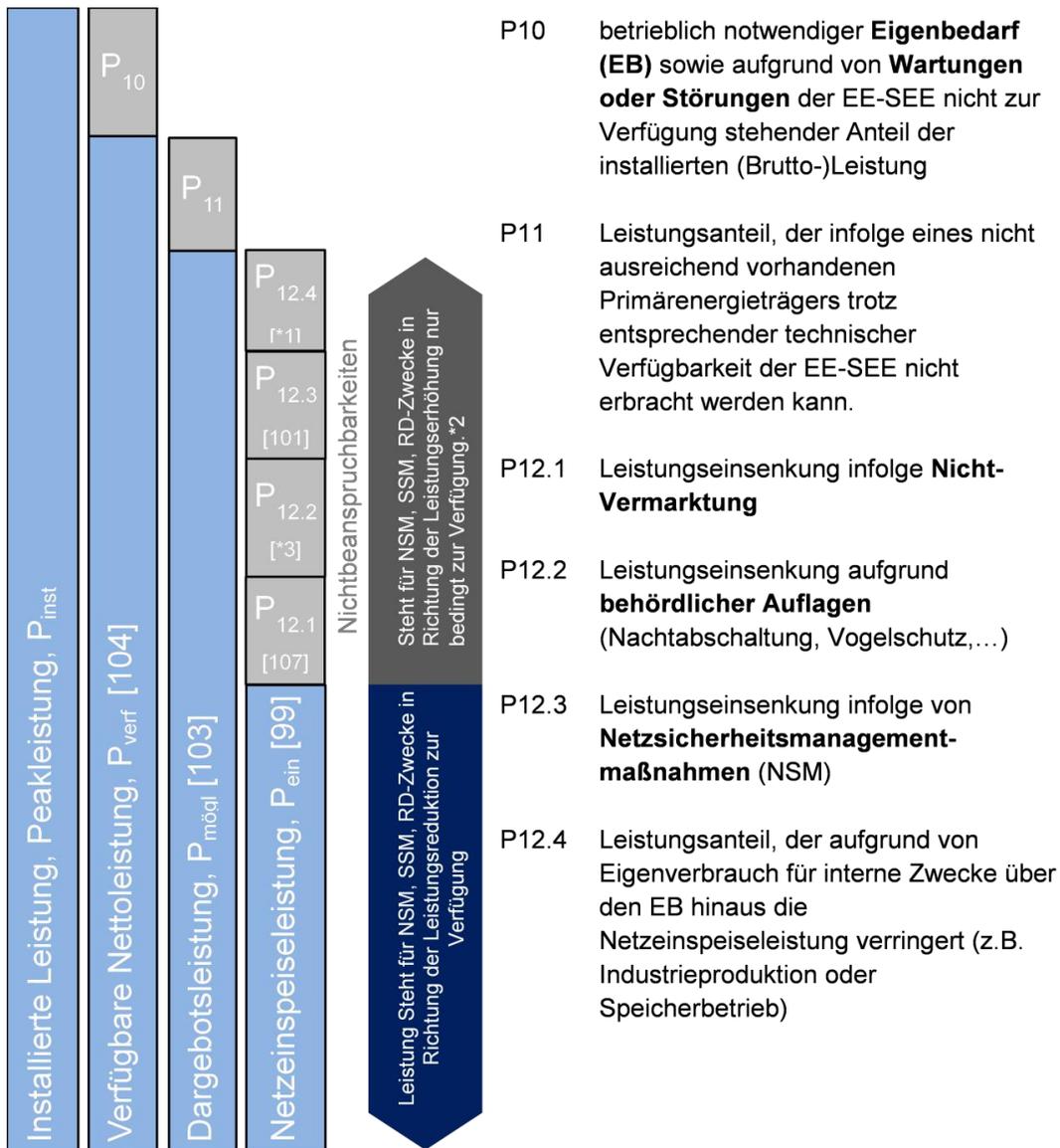
Zur Zuordnung der Planungsdaten sind ebenso Stammdaten erforderlich. Diese umfassen beispielsweise den W-Code [7]. Des Weiteren können energieträgerscharfe Echtzeitdaten nachgelagerter Verteilernetzbetreiber über Absenkungen bzw. Erhöhungen der Einspeisung aufgrund von Entlastungsmaßnahmen an Netzknoten für die Prognose einen erheblichen Mehrwert bieten [158]. Die Statusmeldungen bzw. Leistungsschalterstellungsmeldungen [101 bzw. 102] sind ebenfalls notwendig, um zu erkennen, ob eine reduzierte Wirkleistung auf fehlendes Dargebot, eine Abregelung, eine erfolgte NSM oder sonstige Eingriffe zurückzuführen

ist. Diese Information wird für die Berücksichtigung einer Anlage im Prognosealgorithmus benötigt.

Durch die annähernd vergleichbare Größe und hohe netztechnische Relevanz von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen EE-SEE im Vergleich zu den übrigen konventionellen Kraftwerken sind Planungsdaten dieser Anlagen unverzichtbar. Die Erhebung von Planungsdaten der genannten Anlagen analog der KWEP-Daten ist essentiell für die EE-Einspeiseprognose und somit für Engpass- sowie Lastflussprognosen. Für zahlreiche Vorschauprozesse (Day Ahead Congestion Forecast (DACF), Intraday Congestion Forecast (IDCF),...) stellen u.a. folgende Planungsdaten eine wesentliche Eingangsgröße dar:

- Netzeinspeiseleistung (PROD) [77]
- Verfügbare Leistung (PROD\_verf)
- Dargebotsleistung (P\_möglich) – diese Größe stellt die für konventionelle Erzeuger analoge Planungsdate P\_max dar. [79]

Die nachfolgende Abbildung illustriert die Definitionen der verwendeten Leistungsbegriffe: Hierbei sind die Lfd. Nr. 99,101,103,104 und 107 den Echtzeitdaten zuzuordnen:



\*1 Hier sind Eigenverbrauchsdaten zu berücksichtigen, die einen Teil der Differenz zwischen Netzeinspeiseleistung und Dargebotsleistung erklären. Vier verschiedene Eigenverbrauchstypen waren ursprünglich im Antrag gemäß Artikel 40 Absatz 5 SO GL enthalten, wurden aber aus formalen Gründen aus dem Antrag entfernt. Diese Datenpunkte werden jedoch im Rahmen der Datenaustauschprozesse gemäß Artikel 40 Absatz 7 SO GL wieder berücksichtigt.

\*2 Welche der aktivierten Komponenten 12.1 bis 12.4 aus anderen Gründen wiederum für eine Leistungserhöhung genutzt werden können, hängt einerseits von der aktivierten Komponente und andererseits von der Dringlichkeit der Maßnahme ab, für die eine Leistungserhöhung benötigt wird. Eine diesbezügliche grundsätzliche Klärung steht noch aus. Im Zuge der Präqualifikation dargebotsabhängiger EE-SEE für Regelleistungszwecke ist die Darstellung zukünftig ggf. um neue Komponenten zu erweitern (z.B. Vorhaltungsleistung für neg./ pos. RL).

\*3 Leistungsreduktionen aufgrund behördlicher Auflagen erklären einen weiteren Teil der Differenz zwischen der Netzeinspeiseleistung und der Dargebotsleistung. Die ÜNB hatten die Absicht, nach der Fertigstellung des ursprünglichen Antrags gemäß Artikel 40 Absatz 5 den Datenpunkt "Leistungsreduktion aufgrund behördlicher Auflagen" nachträglich mit der laufenden Nummer 101b zum beantragten Echtzeit-Datenumfang zu ergänzen. Die ÜNB verzichteten jedoch aus rechtlichen / formalen Gründen darauf, diesen Datenpunkt noch zu fordern.

Abbildung 3: Illustration der verwendeten Leistungsbegriffe

## 4 Identifikatoren

Die Entscheidung, welche Codes bzw. Codetypen wofür bei der Umsetzung des Datenaustausches im Rahmen der SO GL verwendet werden sollen, wird in der Prozess- und Formatausprägung nach Paragraph 40 Absatz 7 SO GL unter Berücksichtigung existierender Grundsätze zur Verwendung von Identifikatoren in der Marktkommunikation erarbeitet werden.

Um möglichst effiziente und automatisierte Datenaustausche zu gewährleisten, ist eine eindeutige Identifizierung von Informationen erforderlich. Dabei empfiehlt es sich, für einen Datenaustauschprozess lediglich einen Identifikator zur eindeutigen Identifizierung zu nutzen, um die Komplexität und mögliche Fehlerquellen zu reduzieren. Jedoch kann es notwendig sein, den Stammdatenaustausch um weitere Identifikatoren zu erweitern, um die Verknüpfung zu weiteren Daten aus anderen Prozessen zu ermöglichen. Technisch ist es möglich, nicht nur einen Identifikatorentyp in einem Datenaustausch zu nutzen, wenn es sinnvoll erscheint. Dies kann der Fall sein, wenn sich dies signifikant auf die Kosteneffizienz auswirkt. Anhand dieser Eckpunkte werden die ÜNB im Rahmen der Prozess- und Formatgestaltung geeignete (eindeutige) Identifikatoren für die Prozesse abstimmen.

Dabei kann nicht ausgeschlossen werden, dass kostenpflichtige Codes vom Marktteilnehmer beantragt und verwendet werden müssen. Solche kostenpflichtige Codes könnten W-EICs sein, welche als einzige bisher schon verwendete Codetypen eindeutig technische Ressourcen im KWEP-Prozess identifizieren. Die ÜNB haben diesen wegen seiner auf die Physik bezogenen Eindeutigkeit und der bereits Bestehenden Verwendung zur Erfüllung von Transparenzverpflichtungen, der BNetzA für den KWEP-1 Prozess vorgeschlagen. Fragen zu möglichen Kosten bei der Beantragung und Verwendung des W-EIC habe sich zum Zeitpunkt der Einführung beim KWEP-1 Prozess nicht gestellt, weil zu diesem Zeitpunkt die Vergabe bzw. die Nutzung nicht kostenpflichtig war.

Die für die vom BDEW vergebenen Codes seit dem 01.01.2017 anfallenden und direkt vom Codeverwender direkt zu entrichtenden Kosten sind dem Umstand geschuldet, dass in Deutschland im Gegensatz zu den meisten europäischen Ländern die Codevergabe nicht durch die ÜNB, sondern durch einen Verband erfolgt. Der BDEW hat dazu ein Preismodell entworfen, dessen Angemessenheit von der BNetzA (Mitteilung Nr. 55 vom 23.09.2018) bestätigt wurde. Aus diesem Grund gehen die ÜNB davon aus, dass die Preise insbesondere für EIC-Codes, welche z.B. durch die Bilanzkreisverantwortlichen für den X-EIC oder Y-EIC zu tragen sind, auch für Systemführungs- und Sicherheitszwecke angemessen sein sollten.

In der Stellungnahme des BDEW zu der von den ÜNB zum Datenbedarf 07.04.2018 - 25.04.2018 durchgeführten Konsultation, wurde die Berücksichtigung der MaStR-Nr. für Mappingzwecke gefordert. Die ÜNB haben diesen Vorschlag in der weiteren Überarbeitung berücksichtigt und in ihren Datenumfang nach Paragraph 40 Absatz 5 SO GL übernommen. Da jedoch mit einer zu erwartenden Einführungs-/Befüllungszeit von ca. 2 Jahren beim MaStR zu rechnen ist, würde ein großer zeitlicher Verzug entstehen. Eine Verwendung der MaStR-Nr. als führender Code zur Identifizierung von Einheiten im Rahmen der SO GL Umsetzung ist daher voraussichtlich nicht möglich.

## 5 Wahl der Leistungsgrenzen für die Erfassung von Echtzeit- und Planungsdaten

Im Zuge der Konzipierung eines Datenaustausches im Rahmen der SO GL ist über die Leistungsgrenzen zu entscheiden, ab welchen Echtzeit- und Planungsdaten von EE-Anlagen bereitgestellt werden müssen. Bereits bei den frühen Arbeiten des BDEW wurde dazu eine Analyse der installierten Leistung durchgeführt. Die ÜNB haben auch für dieses Projekt eine aktuelle Analyse der installierten Leistungen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen durchgeführt. Ziel war es herauszufinden, wie die Gesamtleistungen über die Anlagenzahl verteilt ist und welche Leistungsgrenzen für eine Erfassung sinnvoll sind.

Als Grundlage für die nachfolgende Analyse wurden sechs Leistungsklassen definiert:

- < 5 kW
- < 10 kW
- < 50 kW
- < 100 kW
- < 135 kW
- < 1.000 kW
- ≥ 1.000 kW

### 5.1 Windenergie an Land

P [kW]	Anzahl Anlagen [-]	Leistung [kW]	Anzahl [%]	Leistung [%]
<5	308	717	1%	0%
< 10	595	2.604	2%	0%
< 50	768	5.612	3%	0%
< 100	954	19.311	3%	0%
< 135	996	23.855	4%	0%
< 1.000	6.547	3.357.095	23%	6%
≥ 1.000	27.939	51.350.627	100%	99%

Tabelle 1: Leistungsverteilung der Windenergieanlagen an Land

Tabelle 1 zeigt die Verteilung der Windenergie an Land. Daraus lässt sich ableiten:

- Rund 3,4 GW installierter Leistung befinden sich im Segment < 1000 kW. Dies entspricht 6% der installierten Leistung.
- Diese Leistung (3,4 GW) wird von insgesamt rund 6.500 einzelnen Anlagen bereitgestellt.
- Auf die Leistungsklasse ab 1.000 kW entfallen somit die restlichen 94% (rund 48 GW). In dieser Leistungsklasse befinden sich rund 28.000 einzelne Anlagen.
- Somit repräsentieren die leistungsstärksten 77% der Anlagen (≥ 1 MW) rund 99% der gesamten Leistung.

## 5.2 Photovoltaik

P [kW]	Anzahl	Leistung	Anzahl %	Leistung %
<5	343.866	1.204.424	20%	3%
< 10	1.008.149	6.097.982	59%	14%
< 50	1.611.660	18.628.065	95%	43%
< 100	1.667.349	22.696.405	97,79%	52%
< 135	1.676.652	23.783.482	98,33%	55%
< 1.000	1.701.270	31.288.956	99,78%	72%
≥ 1.000	1.704.931	41.505.781	99,99%	96%

Tabelle 2: Leistungsverteilung der PV-Anlagen

Tabelle 2 zeigt die Verteilung der Photovoltaikanlagen. Daraus lässt sich ableiten:

- Nur 0,22% (3771 Anlagen) der PV-Anlagen haben eine Leistung von mindestens 1 MW und stellen gleichzeitig 28% der installierten Leistung dar.
- Über 1,6 Mio. PV-Anlagen haben eine Leistung von weniger als 50 kW. Diese stellen 43% der installierten Leistung.
- Über 1 Mio. PV-Anlagen haben eine Leistung von weniger als 10 kW. Diese stellen nur 14% der installierten Leistung.

## 5.3 Windenergie auf See

Offshore-Windenergieanlagen sind ausschließlich an ein Übertragungsnetz angeschlossen und haben eine einzelne Größe von stets deutlich über 1 MW und eine Parkgröße von stets deutlich über 10 MW. Hier ist eine detaillierte Betrachtung nicht erforderlich.

## 5.4 Biomasse

### 5.4.1 Überblick Deutschland

P [kW]	Anzahl	Leistung	Anzahl %	Leistung %
<5	85	295	1%	0%
< 10	459	2.792	3%	0%
< 50	1.432	29.586	10%	0%
< 100	2.666	117.974	19%	2%
< 135	3.058	160.801	21%	2%
< 1000	13.154	4.355.395	92%	60%
≥ 1.000	14.249	7.238.359	100%	100%

Tabelle 3: : Leistungsverteilung der Biomasse-Anlagen auf Basis der EEG-Endabrechnung 2017

## 5.4.2 Biomasse bezogen auf die Regelzone TenneT

### Repräsentativität der Planungsdaten in Abhängigkeit der Wahl der Leistungsgrenze

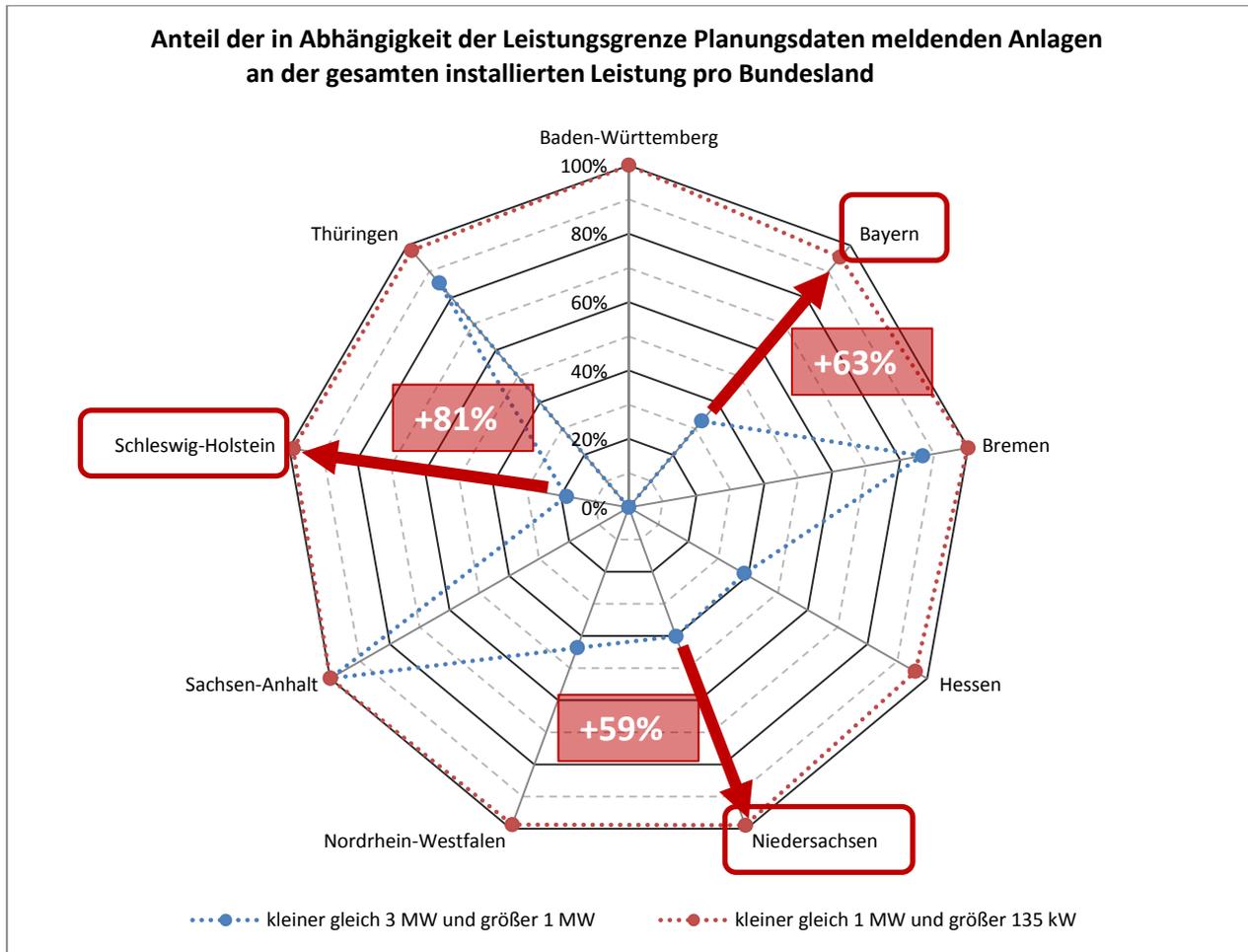
	größer 10 MW	größer 1 MW	größer 135 kW	kleiner/ gleich 135 kW	Gesamte installierte Leistung (MW)
Biomasse	6 %	33 %	97 %	100 %	3.175

Tabelle 4: Verteilung der Anlagen entsprechend der installierten Leistung

Tabelle 4 zeigt die Verteilung der Anlagen auf die einzelnen Leistungsklassen anhand der installierten Leistung in der Regelzone TenneT. Am Beispiel der Biomasse lässt sich folgendes erkennen: 6 % der gesamten installierten Leistung in der Regelzone TenneT verteilt sich auf Anlagen, die größer als 10 MW sind. Ca. 33 % der gesamten installierten Leistung verteilt sich auf Anlagen, die größer als 1 MW sind. Werden Anlagen größer als 135 kW einbezogen, so lassen sich mehr als 97 % der gesamten installierten Leistung abdecken. Bei einer Abdeckung von ca. 97 % der installierten Leistung ist eine sehr gute Repräsentativität gegeben.

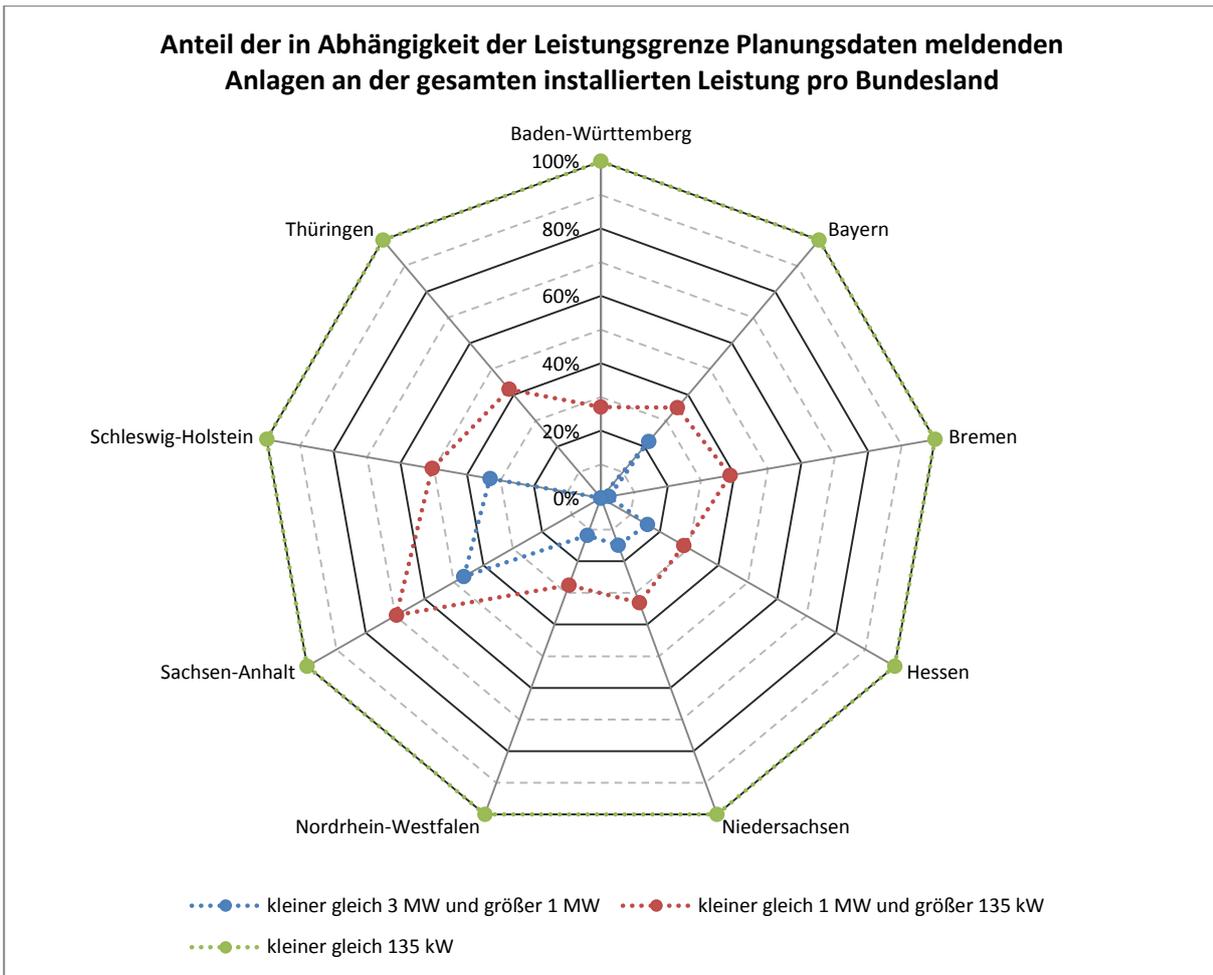
Für den Primärenergieträger Solar zeigt sich, dass eine ausreichende Repräsentativität erst durch die Berücksichtigung von Kleinanlagen (kleiner 135 kW) erreicht wird. In diesem Fall stellt sich natürlich die Frage, ob Planungsdaten solcher Kleinanlagen (z.B. Hausdächer) überhaupt die notwendige Qualität aufweisen. Anlagenbetreiber sind hier meist „nicht-professionelle“ Akteure im Sinne von Privatpersonen. Für Wind (onshore) erlaubt eine Leistungsgrenze bei "größer 1 MW" (meldepflichtig wären also Anlagen ab einer installierten Leistung von 1 MW) die Erfassung von ca. 92 % der installierten Leistung.

## Regionalität der Planungsdaten in Abhängigkeit der Wahl der Leistungsgrenze



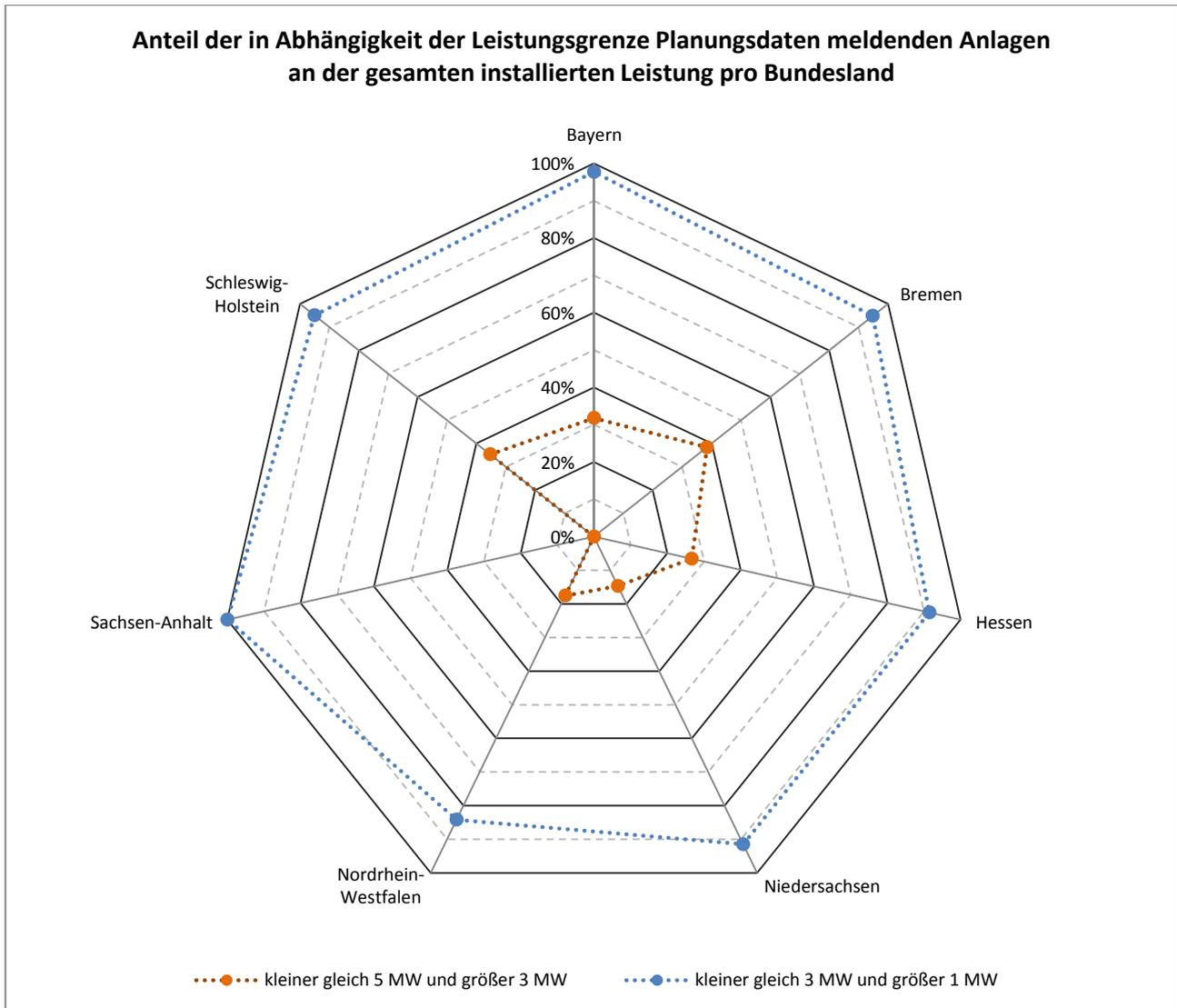
**Abbildung 4: Regionalität der Planungsdaten für Biomasse in Abhängigkeit der Leistungsklasse**

Abbildung 4 zeigt die Steigerung der Repräsentativität für Planungsdaten für Biomasse ab einer Anlagengröße von 135 kW im Vergleich zu Planungsdaten ab einer Leistungsgröße von 1 MW für verschiedene Bundesländer. Die Festlegung der Leistungsgrenze für Biomasse auf 135 kW würde sich neben der oben erwähnten Repräsentativität auch positiv auf die Regionalität der Planungsdaten für Biomasse-Anlagen auswirken. Dies trifft vor allem auf die Bundesländer Bayern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen zu, in denen sich 90% der gesamten installierten Leistung an Biomasse in der Regelzone TenneT befinden.



**Abbildung 5: Regionalität der Planungsdaten für Solar in Abhängigkeit der Leistungsklasse**

Abbildung 5 zeigt in Analogie zu Abbildung 4 den Einfluss der Wahl der Leistungsgrenze auf die Regionalität der Planungsdaten für Solar auf. Ähnlich wie bei der generellen Repräsentativität der Planungsdaten ist auch mit Blick auf die Regionalität ein signifikanter Mehrwert bei einer Definition einer Leistungsgrenze von 135 kW und größer zu erkennen. Wie bereits erwähnt, ist aber gerade bei Solaranlagen die Qualität der Planungsdaten dieser Anlagenklasse fraglich.



**Abbildung 6: Regionalität der Planungsdaten für Wind (onshore) in Abhängigkeit der Leistungsklasse**

Abbildung 6 zeigt, dass die Definition einer Leistungsgrenze "größer 3 MW" (meldepflichtig wären also Anlagen mit 3 MW installierter Leistung und mehr) mit Blick auf die Regionalität der Planungsdaten für Wind (onshore) nicht empfehlenswert ist, da damit regional höchstens 40% der installierten Leistung abgedeckt werden könnten. Dies trifft vor allem auf die Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen zu, auf die 77% der gesamten in der Regelzone TenneT installierten Windleistung entfallen. Daher erscheint eine Leistungsgrenze "größer 1 MW" (meldepflichtig sind Anlagen mit 1 MW installierter Leistung und mehr) zweckmäßig.

## 5.5 Gesamt (Wind & Photovoltaik)

P [kW]	Anzahl	Leistung [kW]	Anzahl %	Leistung %
< 5	344.225	1.205.296	20%	1%
< 10	1.008.902	6.101.477	58%	6%
< 50	1.613.169	18.648.512	93%	18%
< 100	1.669.239	22.743.857	96%	22%
< 135	1.678.611	23.838.534	97%	24%
< 1.000	1.709.035	34.776.781	98%	34%
< 10.000	1.735.352	98.637.067	100%	97%
< 30.000	1.735.485	100.680.577	100%	99%
< 50.000	1.735.485	100.680.577	100%	99%
≥ 50.000	1.735.489	101.370.957	100%	100%

Tabelle 5: Leistungsverteilung der PV- und Windenergieanlagen

Tabelle 5 stellt die Verteilung der Windenergie an Land dar. Daraus lässt sich ableiten:

- In Verbindung mit Tabelle 2 wird deutlich, dass bezogen auf die Anzahl die PV-Anlagen die große Mehrheit stellen
- Die kleinsten 58% der Anlagen (<10 kW) stellen lediglich 6% der Gesamtleistung dar
- Nur 2% aller EE-Anlagen haben eine Leistung von mindestens 1 MW. Diese Anlagen stellen gleichzeitig 66% der installierten Leistung dar.

## 5.6 Fazit

Für die Energieträger Wind und Solar stellt die Leistungsgrenze 1 MW eine sinnvolle Schwelle für die Erfassung von Echtzeit- und Planungsdaten dar. Diese Grenze ist allerdings für die Biomasse nicht geeignet, da sich hier viele Anlagen im Leistungsbereich von 135 bis 1000 kW befinden. Hier wird eine ausreichende Repräsentativität erst ab einer Untergrenze von 135 kW gesehen.

## 6 Schnittmengen bei Stammdatenaustauschen

Erklärtes Ziel der ÜNB ist es, das Marktstammdatenregister vollumfänglich zu nutzen, um damit eine möglichst effiziente Datenerfassung zu erreichen. Ebenso sollen bereits bei den ÜNB vorhandene Informationen wie bspw. die der P-Q-Datenbank genutzt werden. Im Falle des für den Planungsdatenaustausch erforderlichen Stammdatenaustausch ist dies allerdings nur begrenzt möglich.

Für den reibungslosen Planungsdatenaustausch müssen zunächst einige Stammdaten ausgetauscht werden, mit denen das Eingangssystem parametrisiert wird. Diese Stammdaten wurden bisher über ein Excelblatt ausgetauscht, welches als Anlage der Festlegung BK6-13-200 und den GLDPM-Implementierungsvorschriften beigefügt war. Dieses Stammdatenblatt enthält u. a. die präqualifizierte Regelleistungen der jeweiligen SEE, SSE oder SVE. Dabei gibt es Überschneiden mit den Informationen aus der P-Q-Datenbank.

Die Schnittmenge zwischen dem Excelblatt und der P-Q-Datenbank lautet:

W-Code; Anschlussregelzone (EIC); Anschlussnetzbetreiber; Netzanschlusspunkt; Spannungsebene des Netzanschlusspunktes; Energieträger; PROD\_nenn; VERB\_nenn; + PRL; - PRL; + SRL; - SRL; + MRL; -MRL

Nicht in der Schnittmenge sind (nicht vorhanden in P-Q-Datenbank):

Verwendung des W-Codes; Marktllokations-ID; Displayname; W-Code des übergeordneten Kraftwerks; Anfahrtszeit bis Synchronisation Zustand kalt; Anfahrtszeit bis Synchronisation Zustand warm; Mindest-betriebszeit; Mindeststillstandszeit; Hochfahrzeit Synchronisation bis Pmin Zustand kalt; Hochfahrzeit Synchronisation bis Pmin Zustand warm; Abfahrzeit Pmin bis Netztrennung; Pmin; Lastgradient von Pmin bis Pnenn; Lastgradient von Pnenn bis Pmin  
Hinzu kommen die EIV-Stammdaten (Firma, Anschrift, MP-ID, Ansprechpartner, E-Mail für ACK)

Dies zeigt auf, dass auch bei präqualifizierten Einheiten nur ein Teil der Informationen über die P-Q-Datenbank abrufbar ist. Der parallele Austausch der „KWEF-Stammdaten“ ist damit in allen Fällen erforderlich. Ein Verzicht auf die Stammdaten in der Schnittmenge wäre so bei den präqualifizierten Anlagen nur unter der Bedingung möglich, dass die Planungsdatenmeldung auch genau auf die präqualifizierte Einheit erfolgt. Dies ist allerdings in der Praxis nicht zwingend der Fall, da der Objektbezug abweichen kann, wenn eine Meldung bspw. auf ein Kraftwerk und nicht auf die einzelnen Generatoren erfolgt.

Die ÜNB kommen daher zu dem Schluss, dass eine Nutzung der Informationen der P-Q-Datenbank nur in einigen Fällen teilweise möglich ist. Eine vollständige Ablösung des bestehenden KWEF-Stammdatenaustausch ist auch bei vollständiger Nutzung bereits vorhandener Daten nicht möglich.

Für eine konsistente Datenhaltung und zur Vermeidung von Fehlerquellen, sehen die ÜNB in diesem Fall eine Weiterführung des KWEF-Stammdatenaustauschs mit einigen, wenigen doppelt erfassten Daten als zielführend an. Vor diesem Hintergrund sind auch bereits in der P-Q-Datenbank erfasste Stammdaten im vorliegenden Antrag enthalten.

## 7 Berücksichtigung von zusätzlichen Daten im Rahmen der Datenaustauschvereinbarungen nach Artikel 40 Absatz 7 SO GL

Der Artikel 40 Absatz 7 SO GL, verpflichtet die ÜNB dazu, "(...) mit den relevanten VNB wirksame, effiziente und verhältnismäßige Verfahren für die Durchführung und Verwaltung des Datenaustauschs, einschließlich der Bereitstellung von Daten zu Verteilernetzen und SNN, soweit dies für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich ist [, zu vereinbaren]." Die Frist für die Umsetzung ist der 14. März 2019. Bis dahin muss somit entschieden werden, über welche Prozesse und Formate die nach Artikel 40 Absatz 5 angeforderten Daten erfasst werden. Darüber hinaus werden zusätzliche Daten im Rahmen der Datenaustauschvereinbarung nach Artikel 40 Absatz 7 Berücksichtigung finden, deren Rechtsgrundlage nicht der Artikel 40 Absatz 5 darstellt, welche jedoch für den sicheren Betrieb des Stromnetzes wichtige Daten darstellen. Die Begründung der entsprechenden Daten ist ebenfalls im Teil 3 dieses Dokumentes enthalten (Verwendung der angeforderten Daten). Die Rechtsgrundlage dieser Daten bieten die Artikel 43, 45 und 46 der SO GL, sowie §12 Absatz 4 des EnWG, da die entsprechenden Daten für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze notwendige Daten darstellen. In den nachfolgenden Absätzen werden die zusätzlich zu den durch Artikel 40 Absatz 5 angeforderten Daten zusammengefasst dargestellt und deren Relevanz erläutert. Es werden diejenigen Daten aufgelistet, die aufgrund des fehlenden Bezugs zu Artikel 40 Artikel 5 aus formalen Gründen aus dem ursprünglichen Antrag der ÜNB bzgl. des Umfangs des Datenaustausches mit VNB und signifikanten Netznutzern gemäß Artikel 40 Absatz 5 und Artikel 6 Absatz 4 lit. b SO GL vom 26. April 2018 entfallen. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass eine vollständige Liste aller auszutauschenden Daten erst mit den Datenaustauschvereinbarungen nach Artikel 40 Absatz 7 veröffentlicht wird.

### **Wichtiger Hinweis zur Behandlung von Erzeugungseinheiten des Typs A:**

Die SO GL ist nach Artikel 2 Absatz 1 auf bestimmte sog. "signifikante Netznutzer" (SNN) anzuwenden. Eine Einstufung als SNN im Sinne der SO GL ist aber keine hinreichende Bedingung dafür, unter der SO GL Daten liefern zu müssen: SNN des Typs A sind zwar nicht als Einzelanlage, sehr wohl aber als Anlagengruppe als "signifikant" einzustufen. Die ÜNB halten eine Einbeziehung der Typ A SNN wegen der insgesamt hohen installierten Leistung sowie der dadurch bedingten sehr volatilen signifikanten Einspeiseleistungsummen in die Netze deshalb für bestimmte Daten (zum Beispiel Stammdaten, siehe dazu auch Artikel 43, Absatz 5)) unerlässlich. Da die den Antrag betreffenden Artikel 44 und 47 bis 51 in Verbindung mit Artikel 2, Absatz 1, Datenbedarfe aus Typ A SNN nicht einbeziehen, sind Datenbedarfe aus Typ A SNN nicht Bestandteil des Antrages. Im Unterschied zum Antrag wird das gemäß Artikel 40, Absatz 7, aufzubauende Verfahren zur Datenorganisation auch Typ A SNN einbeziehen. Exemplarisch werden in der nachfolgenden Tabelle Daten aufgeführt, welche nicht Bestandteil des Antrages sind, in den Verfahren zur Datenorganisation nach Artikel 40 Absatz 7 jedoch zusätzlich berücksichtigt werden. **Zudem werden die im Antrag unter Punkt 3.3.1 genannten Stammdaten von SEE sowie SSE, sowie die unter Punkt 3.3.4 genannten Echtzeitdaten von Referenzanlagen im Rahmen der Datenaustauschvereinbarungen nach Artikel 40 Absatz 7 auch von Anlagen des Typs A mit einbezogen.**

Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]
Eigenverbrauch - Haushalt	EE-SEE	<p>Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher in Form eines Haushalts, einer elektrischen Warmwasserbereitung, einer Speicherheizung, Elektromobilität oder einer Wärmepumpe zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-Stromerzeugungseinheit benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.</p> <p>Beispielweise für die Prognose der PV-Einspeisung können unter Berücksichtigung der Eigenverbrauchsart typische Lastgänge berücksichtigt werden, die zu bestimmten Tageszeiten zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt. Im Gegensatz zu den bereits vorhandenen Angaben im EEG-Anlagenregister, über die prozentuale Reduzierung der PV-Netzeinspeisung gemittelt als Jahreswert („Selbst-/Eigenverbrauch“), können durch die zusätzlichen Informationen auch zeitliche Verläufe des atypischen Einspeiseverhaltens aufgrund von Eigenverbrauch besser abgebildet/ prognostiziert werden.</p>	J K
Eigenverbrauch - elektrische Warmwasserbereitung/Spiecherheizung	EE-SEE		
Eigenverbrauch - Elektromobilität	EE-SEE		
Eigenverbrauch - Wärmepumpe	EE-SEE		

**Wichtiger Hinweis zum Stammdatenaustausch zwischen ÜNB und VNB nach Artikel 43 SO GL:**

Da die den Antrag betreffenden Artikel 44 und 47 bis 51 den Stammdatenaustausch zwischen ÜNB und VNB nach Artikel 43 SO GL nicht einbeziehen, sind diese Datenbedarfe nicht Bestandteil des Antrages. Im Unterschied zum Antrag wird das gemäß Artikel 40, Absatz 7, aufzubauende Verfahren zur Datenorganisation auch Daten bzgl. des Stammdatenaustausches zwischen ÜNB und VNB nach Artikel 43 SO GL einbeziehen. Exemplarisch werden in der nachfolgenden Tabelle die für Verteilernetze relevanten Stammdaten aufgeführt, welche nicht Bestandteil des Antrages sind, in den Verfahren zur Datenorganisation nach Artikel 40 Absatz 7 jedoch zusätzlich berücksichtigt werden.

Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]
<b>Strukturangaben für die Betriebsmittel des dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilernetzes</b>	Nachgelagertes Verteilernetz	<p>Daten aller relevanten elektrischen Betriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Sammelschienen, Kompensationselemente usw.) des Netzes der höchsten dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilernetz-Spannungsebene (als notwendiger Bestandteil der Observability Area des ÜNB) inklusive ihrer topologischen Verknüpfung (Startpunkt, Endpunkt) und elektrischer Kenngrößen (Widerstände, Kapazitäten, Induktivitäten, Strombelastbarkeiten etc.) sowie Angaben zu vorhandenen Schaltgeräten (Leistungsschalter, Trenner, Transformatorstufenschalter usw.) und nutzbarer Schaltmöglichkeiten. Die an den ÜNB bereitgestellten Strukturdaten müssen den durch den VNB genutzten Daten entsprechen.</p> <p>Die Schnittstellen zu nicht durch den ÜNB modellierten Verteilernetzebenen sind mittels Netzäquivalenten abzuschließen. Unterscheidet sich die Observability Area für die Planungsphase zu der in Echtzeit, so sind die Strukturangaben für die Zeitbereiche zu unterscheiden.</p> <p>Die Strukturdaten werden für den Aufbau des Netzmodells benötigt, welches wiederum Grundvoraussetzung und Eingangsgröße für die Teilprozesse ist. Unter anderem sind diese Stammdaten für die Abschätzung der Wirksamkeit von Redispatch mit Anlagen in unterlagerten Netzen notwendig. Zudem sind die Daten zur Lastflussberechnung im Übertragungsnetz notwendig (sofern eine Vermaschung im nachgelagerten Netz besteht, da dann ein Teil des Lastflusses durch das unterlagerte Netz fließt).</p>	D F I
<b>topologische Zuordnung der SEE, SSE und SVE</b>	pro VNB für SEE, SSE, SVE	<p>Zuordnung aller SEE/SSE/SVE mit Anschluss an einem oder mehreren Netzknoten im Verteilernetzbereich. Hierbei sind diejenigen Netzknoten anzugeben, auf die ein Leistungsaustausch der SEE/SSE bzw. SVE wirkt. Für direkt an der Observability Area angeschlossene SEE/SSE/SVE entspricht der Netzknoten dem technischen Netzanschlusspunkt.</p> <p>Die netztechnische Lokalisation aller SEE/SSE/SVE ist zur knotenpunktscharfen Bestimmung von Einspeisung und Verbrauch erforderlich und ist somit Grundlage der Erstellung von Lastflussprognosen. Der VNB der Ebene n=1 muss diese Informationen für SEE/SSE/SVE und bei relevanten Struktur- und Topologieänderungen aktualisieren. Zuordnung der Anlagen und damit der Lasten, Einspeisungen und Potentiale innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse und Potentiale für Entlastungsmaßnahmen im Netz.</p>	D F H I

### **Wichtiger Hinweis zum Planungsdatenaustausch zwischen ÜNB und VNB**

Da die den Antrag betreffenden Artikel 44 und 47 bis 51 den Planungsdatenaustausch zwischen ÜNB und VNB nicht einbeziehen, sind diese Datenbedarfe nicht Bestandteil des Antrages. Im Unterschied zum Antrag wird das gemäß Artikel 40, Absatz 7, aufzubauende Verfahren zur Datenorganisation auch Daten bzgl. des Planungsdatenaustausches zwischen ÜNB und VNB einbeziehen. Exemplarisch werden in der nachfolgenden Tabelle die für Verteilernetze relevanten Planungsdaten aufgeführt, welche nicht Bestandteil des Antrages

sind, in den Verfahren zur Datenorganisation nach Artikel 40 Absatz 7 jedoch zusätzlich berücksichtigt werden.

Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]
<b>Netzsicherheitsmanagement-eingriff</b>	Netzknoten in der Observability Area	Höhe der geplanten Eingriffe des VNB in MW auf technische Ressourcen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements aggregiert je Netzknoten, getrennt für alle durch den VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements nach Erzeugungsarten definierten Rangfolgegruppen, z.B. gemäß "Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschalttragnfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte der BNetzA vom 7.3.2014". Diese Information gibt dem ÜNB eine bessere Information über die Netz- und Einspeisesituation in den nachgelagerten Netzen. Damit kann die kurzfristige Prognose und die Hochrechnung unmittelbar verbessert werden. Zudem erhält der ÜNB Kenntnis über durch die Maßnahmen veränderten Einsenknpotenziale, die bei den VNB bestehen.	C D
<b>Netzsicherheitsmanagement-eingriff in EE-Referenzanlage</b>	Referenzanlagen vom Typ EE-SEE	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB in MW auf einzelne Referenzanlagen. Da die Referenzanlagen direkt in die Hochrechnung einfließen und somit lokale wie globale Hochrechnungen und Prognosen beeinflussen, ist diese Information besonders relevant. Auch ein Eingriff in den Betrieb von Referenzanlagen mit vergleichsweise wenig Leistung kann die Prognose und Hochrechnung bereits signifikant verschlechtern.	C D
<b>VNB-Netzmodell</b>	VNB mit Anschluss an das HöS-Netz	Die VNB-Netzmodelle sind (D-2) 15:15h, (D-1) 16:30h und anschließend fortlaufend aktualisiert zu übermitteln. Netzmodelle müssen für alle zukünftigen Stunden des Zieltages übermittelt werden. Die von den VNB angeforderten Planungsdaten ergeben sich aus dem CGMES-Format, für das die ÜNB einen Implementierungsleitfaden zum GLDPM-Prozess erstellt haben. Die VNB-Netzmodelle enthalten u. a. die Einspeisungen und Entnahmen der detailliert abgebildeten Anlagen, die Gesamteinspeisungen pro Energieträger, die Gesamtlast und Lastflussinformationen. Aufgrund des hohen Informationsgehalts können nahezu alle Vorschauprozesse der ÜNB damit gespeist und verbessert werden.	A C D F I

**Wichtiger Hinweis zum Planungs- und Stammdatenaustausch zwischen ÜNB und Stromerzeugungsanlagen mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz nach Artikel 45 SO GL:**

Die ÜNB hatten zunächst erwogen, die direktvermarkteten EE-SEE vollständig in den Planungsdatenaustausch einzubeziehen; von diesen also nicht nur Nichtbeanspruchbarkeiten, sondern auch vortägige Meldungen der geplanten Einspeisezeitreihen anzufordern. Im Verlauf der Diskussionen mit den betreffenden Marktparteien wurden zu diesem Vorgehen Bedenken geäußert. Diese umfassten insbesondere Aspekte der Datengranularität sowie der großen Unsicherheiten. Im Resultat können die ÜNB diese Bedenken in Teilen nachvollziehen; dennoch gibt es EE-Anlagen, bei denen es aufgrund der hohen installierten Leistung unabdingbar ist, weitere Informationen zu erhalten. Hierbei haben die ÜNB insbesondere die Windparks mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz im Fokus. Da die entsprechenden Unternehmen zudem professionell aufgestellt sind und bereits heute in Teilen den KWEP-Prozess mit den ÜNB durchführen, sehen die ÜNB keine relevanten technischen Hürden. Im

Ergebnis beabsichtigen die ÜNB, EE-SEE mit einem direkten Anschluss am Übertragungsnetz in den Planungsdatenaustausch gemäß ERRP-Prozess zu verpflichten. Da die den Antrag betreffenden Artikel 44 und 47 bis 51 den Planungs- und Stammdatenaustausch zwischen ÜNB und Stromerzeugungsanlagen mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz nach Artikel 45 und 46 SO GL nicht einbeziehen, sind diese Datenbedarfe nicht Bestandteil des Antrages. Im Unterschied zum Antrag wird das gemäß Artikel 40, Absatz 7, aufzubauende Verfahren zur Datenorganisation auch Daten bzgl. des Planungsdaten- und Stammdatenaustausch zwischen ÜNB und Stromerzeugungsanlagen mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz nach Artikel 45 und 46 SO GL einbeziehen. Exemplarisch werden in der nachfolgenden Tabelle die für den ÜNB erforderlichen Planungs- und Stammdaten von SNN mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz aufgeführt, welche nicht Bestandteil des Antrages sind, in den Verfahren zur Datenorganisation nach Artikel 40 Absatz 7 jedoch zusätzlich berücksichtigt werden. **Zudem werden die im Antrag unter Punkt 3.3 sowie 3.4 genannten Stammdaten und Planungsdaten von SEE, SSE und SVE im Rahmen der Datenaustauschvereinbarungen nach Artikel 40 Absatz 7 auch von Anlagen mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz mit einbezogen.**

Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]
<b>marktbasierte Abregelung (ABR)</b>	EE-SEE mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz	Geplante Leistungsreduzierung gegenüber unbeeinflusster Einspeisung durch marktbasierte Abregelung je SEE in MW. Dieses Datum ist für die ÜNB von Relevanz, um im Rahmen der Vorschauprozesse eine Information darüber zu erlangen, wo im Netz eine zum Dargebot abweichende Einspeisung geschehen wird. Insbesondere in Zeiten von hoher EE-Einspeisung und negativen Marktpreisen kann von marktbasierter Abregelungen ausgegangen werden. Derzeit liegen keine Informationen darüber vor, welche Anlagen in diesen Fällen abgeregelt werden. Mit der Kenntnis über die Abregelungen kann die EE-Prognose signifikant verbessert werden und die daraus resultierenden Lastflüsse können in die Lastflussrechnungen integriert werden.	C F J K
<b>technisch verfügbare Leistung (PROD_verf)</b>	EE-SEE mit direktem Anschluss am Übertragungsnetz	Die technisch verfügbare Leistung einer dargebotsabhängigen professionell vermarkteten SEE in MW. Dies ist die installierte Leistung abzüglich der in Wartung/Revision befindlichen Leistung. Dies ist bei dargebotsabhängigen Anlagen i.d.R. ungleich PROD_max. Bei konventionellen Anlagen ist PROD_max = PROD_verf, daher war dieser Wert bisher nicht erforderlich.	C F G K

## 8 Nächste Schritte

Parallel zur Prüfung der Datenbedarfsliste durch die Bundesnetzagentur von April bis voraussichtlich Oktober 2018 werden die ÜNB die Arbeiten an den für die Datenübermittlung einzurichtenden Prozessen und der Umsetzung von Artikel 40 Absatz 7 beginnen. Dies geschieht mit der Erwartung, dass die vorgelegten Datenbedarfe durch die Bundesnetzagentur bestätigt werden. Ebenso ermöglicht eine parallele Erarbeitung der Prozesse ein effizientes Ausnutzen des insgesamt knappen Zeitraums. Ziel ist es, bereits kurz nach der Entscheidung der Bundesnetzagentur einen gemeinsamen Vorschlag der vier ÜNB für die Datenaustauschprozesse vorzulegen. Dies wird für Ende Oktober 2018 angestrebt.

Die Prozess- und Formatbeschreibungen für die Planungsdaten und ggf. für die Stammdaten werden dem Vorgehen bei der Umsetzung der GLDPM entsprechend erstellt und sollen in einer zweiten Konsultationsrunde mit dem Markt diskutiert und abgestimmt werden. Diese Konsultation ist von Ende Oktober 2018 bis Ende November 2018 vorgesehen. In diesem Rahmen ist für die Woche des 10. Dezember 2018 auch ein weiterer Workshop geplant. Die ÜNB werden über den Ort der Veranstaltung und die Möglichkeit zur Anmeldung rechtzeitig informieren.