



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--

Deleted: Umsetzung der Vorgaben der System Operation Guideline (SO GL) zum Datenaustausch in Deutschland
Konsultationsdokument zum Datenbedarf
Stand: 06. Februar

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 eigentlichen 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.

Deleted: Das vorliegende Dokument beschreibt einen Vorschlag der

Deleted: zur Umsetzung der Vorgaben der SO GL zum Datenaustausch in Deutschland.

Inhalt

1 Rechtlicher Hintergrund.....3

2 Kategorisierung der Datenlieferverpflichteten.....5

2.1 Erzeugung und Last5

2.1.1 Stromerzeugungseinheiten (SEE).....7

2.1.2 Stromspeichereinheiten (SSE).....8

2.1.3 Stromverbrauchseinheiten (SVE).....8

2.2 Verteilernetze9

3 Verwendung der angeforderten Daten 10

3.1 A. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)..... 12

3.2 B. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81)..... 12

3.3 C. Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten (Artikel 22 Absatz 1 lit. d) 15

3.4 D. Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen (Artikel 23) 15

3.5 E. Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29)..... 17

3.6 F. Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34)..... 17

3.7 G. Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel 107) 18

3.8 H. Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19) 18

3.9 I. Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32)..... 20

3.10 J. EE-Hochrechnung 21

3.11 K. EE-Prognose..... 22

4 Nächste Schritte 25

5 Annex: Leistungsgrenzen für die Übermittlung von Planungsdaten (Nichtbeanspruchbarkeiten)..... 26

5.1 Hintergrund..... 26

5.2 Untersuchungsansatz..... 26

5.3 Ergebnisse..... 27

5.4 Fazit..... 30

Deleted: 1 Rechtlicher Hintergrund . 3¶
 2 Zeitrahmen, Prozess und Teilnahme am Konsultationsverfahren . 56¶
 3 Kategorisierung der Datenverpflichteten . 58¶
 3.1 Erzeugung und Last . 58¶
 3.1.1 Stromerzeugungseinheiten (SEE) . 710¶
 3.1.2 Stromspeichereinheiten (SSE) . 811¶
 3.1.3 Stromverbrauchseinheiten (SVE) . 811¶
 3.2 Verteilernetze . 911¶
 4 Verwendung der angeforderten Daten . 1013¶
 5 Datenbedarfe **Error! Bookmark not defined.**15¶
 5.1.1 Übersichtsdarstellung der Datenanforderungen **Error! Bookmark not defined.**16¶
 5.1.2 Identifikatoren **Error! Bookmark not defined.**17¶
 5.2 Daten von Verteilernetzbetreibern **Error! Bookmark not defined.**19¶
 5.2.1 Stammdaten **Error! Bookmark not defined.**19¶
 5.2.2 Planungsdaten **Error! Bookmark not defined.**23¶
 5.2.3 Echtzeitdaten (ausschließlich VNB-eigene Daten) **Error! Bookmark not defined.**24¶
 5.3 Erzeugung und Speicherung **Error! Bookmark not defined.**26¶
 5.3.1 Stammdaten **Error! Bookmark not defined.**26¶
 5.3.2 Planungsdaten **Error! Bookmark not defined.**42¶
 5.3.3 Echtzeitdaten **Error! Bookmark not defined.**48¶
 5.3.4 Echtzeitdaten (Referenzanlagen) **Error! Bookmark not defined.**51¶
 5.4 Verbrauch **Error! Bookmark not defined.**52¶
 5.4.1 Stammdaten **Error! Bookmark not defined.**52¶
 5.4.2 Planungsdaten **Error! Bookmark not defined.**56¶
 5.4.3 Echtzeitdaten **Error! Bookmark not defined.**60¶
 6 Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate) . 1161¶
 7 Hinweis auf Konsultation zu überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für Reservenanbieter . 1162¶

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.

Deleted: das vorliegende Dokument

Deleted: ,

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:

Deleted: das vorliegende Dokument

"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.

Deleted: Buchstabe

Deleted: Die ÜNB werden das auf Basis des vorliegenden Dokuments begonnene Konsultationsverfahren allerdings wie ein in Deutschland übliches reguläres Konsultationsverfahren behandeln und nicht nur Anmerkungen entgegennehmen, sondern zu diesen auch schriftlich Stellung nehmen. Die praktischen Fragen der Übermittlung von Anmerkungen und der vorgesehene Terminplan werden in Abschnitt 2 erörtert

Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (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.

Gemäß § 17 Absatz (1) Satz 1 Nr. 2 Marktstammdatenregisterverordnung ("MaStRV") kann die Bundesnetzagentur Netzbetreibern die Nutzung der gemäß § 111e Energiewirtschaftsgesetz ("EnWG") erfassten Daten gewähren, wenn die Daten für die Erfüllung der gesetzlichen Aufgaben der Netzbetreiber erforderlich sind". In § 12 Absatz 4 des EnWG werden Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungssystemen beschrieben, welche die sichere Systemführung mit einschließen. Die Daten der MaStRV werden daher in den Genehmigungsantrag der ÜNB nach Artikel 40 Absatz 5 der SO GL mit aufgenommen. Sie werden allerdings nicht explizit aufgeführt, da die ÜNB davon ausgehen, dass einer Pauschalgenehmigung zur Nutzung gemäß § 17 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 MaStRV nichts entgegensteht. Die entsprechende Tabellenspalte "MaStR" im Konsultationsdokument, in der die im MaStR vorgesehenen Stammdaten, mit einem * markiert waren, wurde daher gelöscht.

Für den Fall, dass die von den ÜNB als erforderlich identifizierten Stammdaten von Stromerzeugungs-, Stromspeicher- und Stromverbrauchseinheiten nicht in der geforderten Granularität bzw. nicht rechtzeitig im MaStR vorliegen, behalten sich die ÜNB vor, zur Beschaffung dieser erforderlichen Stammdaten einen Interimsprozess einzurichten.

Der vorliegende Antrag der ÜNB hat zum Ziel, eine Genehmigung für die Anforderung der Daten zu erhalten, deren Übermittlung nicht bereits durch entsprechende auf KWEP-1 und/oder GLDPM basierende Genehmigungen vorgegeben ist. Die basierend auf KWEP-1 und/oder GLDPM bereits genehmigten Datenanforderungen werden also ausdrücklich nicht erneut zur Genehmigung vorgelegt.

Im 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 KWEP-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.

Deleted: Der Austausch von Daten spielt auch im Zusammenhang mit der Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung eine große Rolle. In Abschnitt 7 wird eine zeitlich parallel durchgeführte Konsultation zu den überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung beschrieben, bei der auch die Anforderungen an den Datenaustausch im Zusammenhang mit dem Präqualifikationsverfahren konsultiert werden. ¶

¶ Die ÜNB behalten sich vor, im Marktstammdatenregister ("MaStR") der

Deleted: erfasste Daten anzufordern. Dies betrifft zum einen im vorliegenden Dokument bereits beschriebene Daten

Deleted: diese für die ÜNB über das MaStR zwar mit geringerem Aufwand verfügbar wären als bei Nutzung eines alternativen Übermittlungsverfahrens, eine Zurverfügungstellung durch das MaStR aber nicht möglich ist. Zum anderen gilt dies auch für im vorliegenden Dokument noch nicht beschriebene Daten, soweit deren Nutzung durch

Deleted: ÜNB sich als sinnvoll erweist. Diese Daten werden dann von den ÜNB

Deleted: ¶
¶ Mit dem vorliegenden Dokument wird auch die Übermittlung von Daten angefordert, für die es keine direkte Anspruchsgrundlage in der SO GL gibt. Zum einen

Deleted: Daten gefordert, die so explizit nicht in den einschlägigen SO GL - Artikeln beschrieben sind; bspw. die im Intradayzeitbereich zu aktualisierenden Netzmodelle der VNB. Zum anderen werden bestimmte Daten auch von Adressaten gefordert, auf die die SO GL dem Wortlaut nach keine Anwendung findet; bspw. Stromerzeugungsanlagen mit einer relativ geringen installierten Leistung (deutlich unter 1 MW). Die Gründe für diese Ausweitung der

Deleted: auf die von Artikel 40 Absatz 5 umfassten Daten beschränken. ¶
¶ Als weitere Rechtsgrundlage für Datenanforderungen der ÜNB wird

Deleted: , Planungsdaten und Echtzeitdaten."

Moved (insertion) [1]

Deleted: Soweit von den ÜNB Daten nicht oder nur eingeschränkt auf Basis der genannten SO GL - Artikel angefordert werden können, greift § 12 Absatz 4 EnWG und stellt insofern di

Deleted: Teil der

Deleted: Konsultation.

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) 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.

Zu jeder Erzeugungs-, Speicher-, oder Verbrauchseinheit resp. zu jedem Aggregat derselben ist genau ein Verantwortlicher zu bestimmen und dem ÜNB zu benennen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder den Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner. Der im Sinne dieses Absatzes Verpflichtete nimmt die Marktrolle "Einsatzverantwortlicher" (EIV) für die Meldung von Planungsdaten und den für den Planungsprozess notwendigen Stammdaten wahr. Der EIV kann auch Dateneigner für Echtzeitdaten sein, die bei Anforderung an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind. In der nachfolgenden Abbildung wird eine Strukturierung der im weiteren Konsultationsdokument verwendeten Kategorien von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten vorgenommen.

Moved down [2]: ¶

¶
Der

Deleted: Page Break

¶
<#>Zeitrahen, Prozess und Teilnahme am Konsultationsverfahren¶

Im vorliegenden Abschnitt beschreiben die ÜNB das angestrebte Vorgehen bei der Umsetzung der SO GL - Vorgaben zum Datenaustausch in Deutschland und gehen in diesem Zusammenhang auch auf die Abstimmung mit den verschiedenen beteiligten Akteuren ein

Moved up [1]: ¶

Im

Moved down [3]: 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.¶

Deleted: Projektplan der ÜNB sieht für die Abstimmung der Datenbedarfsliste einen Zeitraum von über zwei Monaten (7. Februar bis 13. April 2018) vor. Vom 07. Februar bis zum 07. März 2018 haben alle beteiligten Akteure die Möglichkeit, Anmerkungen zu dem ...

Deleted: Anschluss an die Konsultation werden die ÜNB die Datenbedarfsliste auf Basis der Rückmeldungen prüfen und überarbeiten. Anschließend wird die Datenbedarfsliste der Bundesnetzagentur Mitte April 2018 ...

Deleted: keinen

Deleted: besitz-

Deleted: deutschen

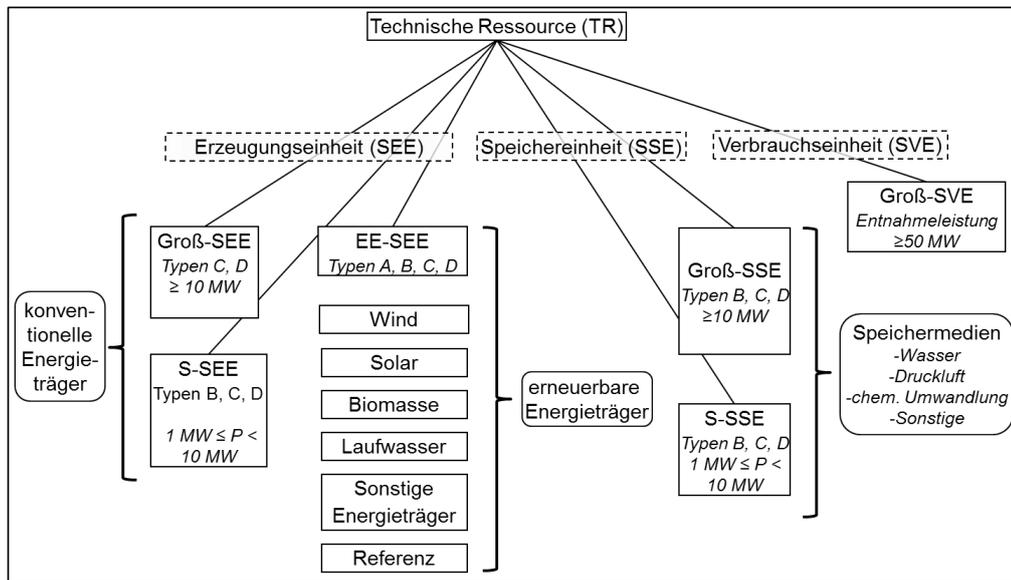


Abbildung 1: Kategorisierung der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten

Die in der Abbildung aufgeführten Kategorien werden in den Abschnitten [2.1.1](#), (SEE), [1.1.1](#), (SSE) und [2.1.3](#), (SVE) näher beschrieben.

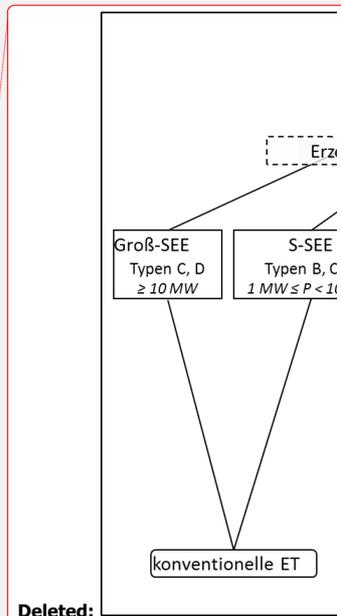
Dabei wird für Erzeugungsanlagen und den Einspeiseteil von Speicheranlagen eine Zuordnung zu den Typen gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger ("NC RfG") vorgenommen. Die Einstufung der letzteren Typen in Leistungsklassen wurde für Deutschland durch das FNN noch einmal wie nachfolgend beschrieben konkretisiert.

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:



Deleted: 32.1.1

Deleted: 32.1.2

Deleted: 32.1.3



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

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

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

Zu den jeweiligen Leistungsklassen wird der feste Umrechnungsfaktor $\cos \varphi = 0,9$ angegeben. Die obige Einteilung der Leistungsklassen ist noch durch die Bundesnetzagentur zu genehmigen.

Die SO GL ist nach Artikel 2 Absatz 1 auf bestimmte sog. "signifikante Netznutzer" (SNN) anzuwenden. Eine Einstufung als SNN ist aber keine hinreichende Bedingung dafür, unter der SO GL Daten liefern zu müssen: Typ A SNN werden - obwohl "signifikant" - von der SO GL nicht erfasst. Die ÜNB halten eine Einbeziehung der Typ A SNN wegen der insgesamt hohen installierten Leistung allerdings für bestimmte Daten (in der Regel Stammdaten) unerlässlich.

Deleted: (im GW-Bereich)

Deleted: . Entsprechend eingeschränkte Datenlieferverpflichtungen stützen sich, wie in Abschnitt 1 beschrieben, auf § 12 Absatz 4 EnWG

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. Im Zusammenhang mit der Datenmeldung sind für Erzeugungseinheiten W-EICs mit den möglichen EIC Funktionen (im Englischen "functions") {Generation; Generationunit} zu verwenden.

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; 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 auf einen Generator; nicht etwa 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 kann der ÜNB eine andere Aggregationsebene vorgeben.

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. EE-SEE Wind, Solar, Laufwasser und Sonstige ET haben eine installierte Nennleistung von mindestens 1 MW pro Netzanschlusspunkt. Für EE-SEE Biomasse gilt ein Schwellenwert von mindestens 135 kW (Typen B, C, D). Die Leistungsgrenzen werden in Abschnitt 5 auf der Grundlage von Daten aus der Regelzone TenneT begründet.

Deleted: 135 kW (Typen B, C, D).

EE-SEE Referenz umfassen EE-SEE, die vom ÜNB zu Prognose- und Hochrechnungszwecken zur Datenlieferung herangezogen werden. Für EE-SEE Referenz ist keine Leistungsgrenze definiert; zur Bestimmung der Referenzanlagen findet eine bilaterale Abstimmung mit dem entsprechenden Anschlussnetzbetreiber statt.

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 kann der ÜNB eine andere Aggregationsebene vorgeben.

2.1.2 Stromspeichereinheiten (SSE)

Unter diesen Überbegriff fallen alle anderen verwendeten Bezeichnungen für Stromspeichereinheiten der Typen A, B, C, D. Der Begriff der „Einheit“ bezieht sich hier jeweils auf einen Speicher.

Deleted: EE-SEE können gegenwärtig in folgende Vermarktungsformen unterteilt werden: Direktvermarktung (Marktprämienmodell), Festvergütung, sonstige Vermarktung.¶

Groß-Stromspeichereinheiten (Groß-SSE)

Definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung (Produktion) oder Nettonennleistung (Verbrauch) größer oder gleich 10 MW.

Sonstige Stromspeichereinheiten (S-SSE)

Sogenannte „sonstige SSE“ sind definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung (Produktion) und Nettonennleistung (Verbrauch) größer oder gleich 1 MW und kleiner als 10 MW.

Pumpspeicherkraftwerke sind stets SSE; sie werden also nicht als SEE und / oder SVE betrachtet, obwohl sie auch Strom erzeugen resp. verbrauchen.

2.1.3 Stromverbrauchseinheiten (SVE)

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



Groß-Stromverbrauchseinheiten (Groß-SVE)

Groß-SVE sind SVE mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW. Diesem Objekt ist mindestens eine technische Ressource oder sind mehrere kleinere technische Ressourcen zugehörig, welche örtlich zusammen stehen müssen und welche eine technologische Einheit darstellen (z.B. Schmelzofen mit mehreren Heizwendeln). Die zugehörigen (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 Verwendung der angeforderten Daten

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. Blindleistungsbereitstellung
- 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".)

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 Datenlieferverpflichtung 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

Deleted: mit diesem Dokument konsultiert werden soll.

Deleted: anschließenden

Antragsdokument im engeren Sinne 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 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 \(z. B. auf der Intraday-Capacity Platform der DBAG\)\)](#)
- 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

Deleted: mit ihrer Nummer

Deleted: :

Moved (insertion) [4]

Moved (insertion) [5]

Moved down [6]: <#>Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19)¶

Moved down [7]: <#>Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29)

Moved up [4]: <#>Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)¶

Moved down [8]: <#>Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32)

Moved up [5]: <#>Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81)¶

Deleted: <#>Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel 107)¶ <#>Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34)¶ <#>Überwachung, Bewertung und Management der dynamischen Stabilität (Artikel 38 und 39)¶

Moved (insertion) [7]

Moved (insertion) [6]

Moved (insertion) [8]

Moved down [9]: EE-Prognose

Moved down [10]: EE-Hochrechnung

Deleted: (kein SO GL Artikel, aber Voraussetzung für die Durchführung der unter 1-10 genannten Teilprozesse)¶

Deleted: (kein SO GL Artikel

Deleted: unter 1-10 genannten

Deleted:)

Deleted: ————— Page Break —————

¶ <#>**Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate)**¶

Unter den Implementierungsvorschriften werden die dazugehörigen Prozess- und Formatdokumente verstanden. Diese lassen sich erst nach dem Ende der Konsultation zum Artikel 40 Absatz 5 verbindlich festlegen. Der vorliegende Abschnitt ist daher sehr kurz gefasst.¶
 ¶ Prinzipiell streben die ÜNB an, für alle mit der SO GL verbundenen Datenaustausche bereits heute genutzte Formate zu verwenden. Dazu gehören insbesondere die im Rahmen der GLDPM verwendeten Formate zum Planungsdatenaustausch.¶

Moved (insertion) [10]

Moved (insertion) [9]

(z.B. "[93]") eingearbeitet, die den Zusammenhang zwischen den im Antrag aufgeführten Datenpunkten sowie den Prozessen aufzeigen, für die die Daten relevant sind.

Eine Reihe von Datenpunkten ist von so grundlegender Bedeutung, dass diese für alle Prozesse benötigt werden und somit auch auf alle Prozesse verweisen ("A-K"). Dabei handelt es sich um den Identifikator MaStR-Nummer [145], drei verschiedene Konzepte installierter Leistung (Nettonennleistung [37], Nettoengpassleistung [38], Bruttonennleistung [39]) und Daten zur Inbetriebnahme resp. Stilllegung (erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt [33], kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt [34], Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung [35], Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung [36]). Letztere Datenpunkte werden zur Vereinfachung der Darstellung nicht in jeder TP-Beschreibung explizit erwähnt.

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.

3.1 A. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)

Das Ziel des Kurzschlussstrommanagements ist die Einhaltung der Grenzwerte für maximale Kurzschlussströme in Netzbetriebsmitteln sowie minimale Kurzschlussströme für den Netzschutz im Fehlerfall. Zu diesem Zweck wird eine spezielle Kurzschlussstromrechnung 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 [18 bis 21, 24], Planungsdaten zu Einspeisung und Entnahme [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 Gesamtlast 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 unter den regionalen Sicherheitskoordinatoren bzw. den RSC statt. Für Deutschland werden die Leistungsbilanzen pro Regelzone jeweils durch den zugehörigen ÜNB bestimmt. Hierfür ist die Angabe der Regelzonenzugehörigkeit [4, 27] der Einheiten eine wichtige Information.

In der Leistungsbilanz werden die Einspeise- und die Lastsituation im Energieversorgungssystem für einen definierten Zeitraum in Stundenaufösung bewertet. Zur Bestimmung der voraussichtlichen Einspeisung werden die installierten Nettoengpassleistungen [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. 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.

Deleted: Abbildung 2

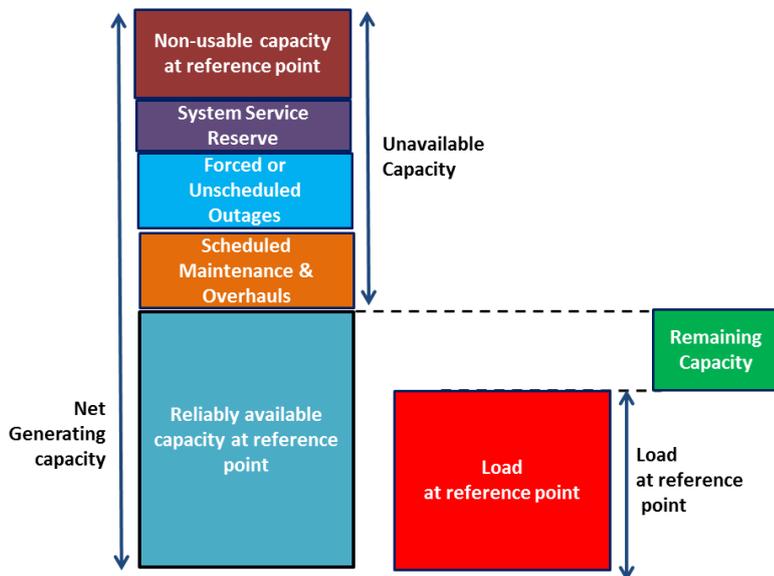


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Ermittlung der Leistungsbilanz

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.) [2, 3, 7, 9, 75, 76] ist für den Abgleich der Stamm- und Planungsdaten aus unterschiedlichen Prozessen und Datenhaltungen erforderlich. Für die erwähnten Nichtbeanspruchbarkeiten ist beispielsweise der W-EIC erforderlich, da dieser der führende Identifikator im KWEP-1-Prozess für Kraftwerke und Erzeugungseinheiten ist.

Ebenso wird halbjährlich eine gesamteuropäische Leistungsbilanzbetrachtung für den kommenden Sommer und Winter erstellt (Artikel 106 SO GL). Darin 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 bei der Umsetzung der SO GL relevant. Die für die Kapazitätsberechnung genutzten gemeinsamen Netzmodelle (CGM) werden durch die zusätzliche Berücksichtigung von VNB-Planungsdaten [16, 17, 18], Planungsdaten aus konventionellen Stromerzeugungseinheiten [77-92] sowie aus regenerativen Stromerzeugungseinheiten [77-96] 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 Energie 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 Absenkpotenziale 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 [10] und die topologische Zuordnung der Einheiten [11] 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 [16,17], deren Wirkung in einem VNB-Netzmodell abgebildet werden kann [18]. 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.

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 EIV erfolgt ist oder ob der Redispatch möglicherweise in der nächsten Aktualisierung enthalten sein wird. Daher sehen die ÜNB die Nennung der Anweisung als Teil der Planungsdaten als erforderlich an.

Für diese Prozesse werden auch eine Reihe von speziellen Stammdaten benötigt [4-7, 26-28, 37, 40, 41, 43, 56-70, 75, 76, 146, 148, 150, 152, 154, 156, 117-131, 147, 149, 151, 153, 155, 157]. Bspw. sind die Leistungsgradienten für die Planung von Redispatch notwendig.

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

Das Ziel der Spannungsregelung ist die 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 EE-Referenzanlagen [115] sowie 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) entsprechend 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. Da auch 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 des Beobachtungsbereiches [24] beinhalten.

Der Topologiezustand beinhaltet Zustandsmeldungen von Schaltgeräten (bspw. Leistungsschalter [19, 102] oder Stufenschalter bei Transformatoren [21]) und Istwerte bzw. hochgerechnete Istwerte für Lasten [143], Einspeisungen [99, 103-105, 107, 114], Querflüsse, Spannungen, Frequenzen etc.

Darüber hinaus sind auch die elektrischen Stammdaten der Netze im Beobachtungsbereich [10, 11] 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), 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], [93-96] und Lasten [80-82], [132-142] sowie Netzmodelle (vgl. GLDPM) [18] 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, 96] sowie Echtzeitdaten [99, 103, 104, 106, 107, 108, 113, 114, 116] zu erweitern.

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. Für die korrekte Netzmodellierung generell hilfreich sind die bisher noch nicht erwähnten Identifikatoren A-EIC [1] und T-EIC [8].

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 hauptsächlichen 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 [11], [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.

Moved (insertion) [2]

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.

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 [10], [11], [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 [18, 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. Bei diesem Prozess wird auf Basis aktuell vorliegender Leistungsreferenzmesswerte (EE-Echtzeitmessung) [14, 114-116] bzw. Wetterdaten 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 sowie weitere Stammdaten notwendig sind [9, 15, 38, 39, 45-56, 60, 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 Messwerte (Wirkleistung [99], Blindleistung [100], Dargebotsleistung [103], verfügbare Leistung [104, 105]) abhängig, die für eine Hochrechnung zur Verfügung stehen.

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. Zusätzlich werden Informationen über den Eigenverbrauch (Haushalt, elektrische Warmwasserbereitung/Speicherheizung, Elektromobilität, Wärmepumpe, Zuordnung eines Speichers [52-56]) zunehmend zur Bestimmung der netzirksamen EE-Einspeisung sowie des (lokalen) Einsatzes von Speichern wichtiger.

Zur Abbildung deterministischer Eingriffe in den Betrieb der EE-SEE (marktbedingte oder netzsicherheitsbedingte Abregelung [95, 107, 158], Nichtverfügbarkeiten [93, 94]) und für die Berücksichtigung dieser Eingriffe, bezüglich der hochgerechneten EE-Erzeugung, benötigen die ÜNB zusätzlich entsprechende Echtzeitdaten sowie ebensolche Planungsdaten von Seiten der EIV, Direktvermarkter und der Verteilungsnetzbetreiber (VNB).

Zur Qualitätssicherung können Zählwerte verwendet werden. Um diese zuordnen zu können ist es erforderlich, die entsprechenden Identifikationsnummern zu kennen [2, 3].

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 und ist eine wichtige Eingangsgröße für die Engpassprognose sowie die Lastflussprognose. 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.

Die installierte Leistung ist eine der wichtigsten Eingangsgrößen. Wie bereits unter Teilprozess J beschrieben, sind zur Ermittlung der installierten Leistung viele Stammdaten notwendig [9, 15, 25, 29, 38, 39, 42, 45-56, 60, 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 Einsatzverantwortlichen selbst geplanten

Absenkungsmaßnahmen [95] (z. B. Reduzierung der Erzeugung bei Unterschreitung eines Großhandelsgrenzpreises – Marktbasierter Abregelung).

Zur Verwendung 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].

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) [96]
- 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:

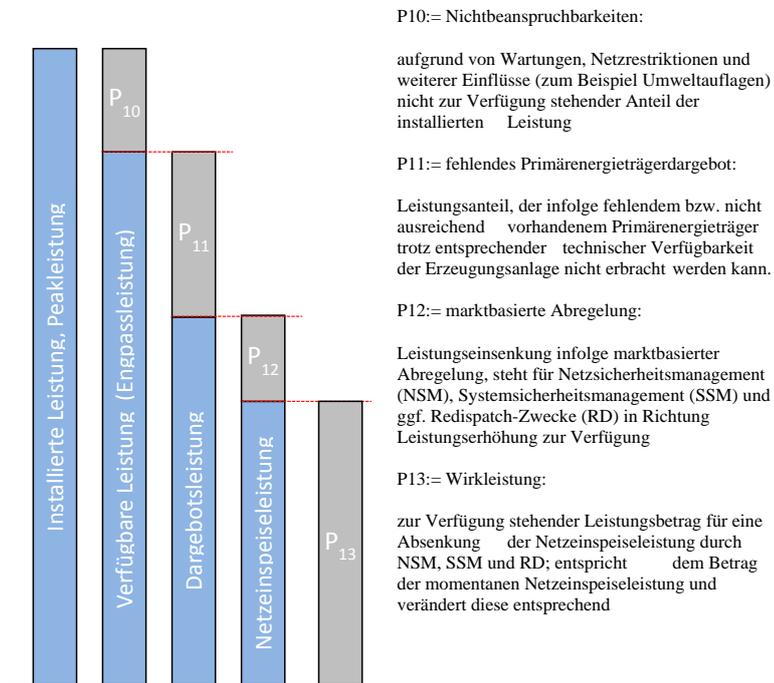


Abbildung 3: Illustration der verwendeten Leistungsbegriffe

Zur Qualitätssicherung können Zählwerte verwendet werden. Um diese zuordnen zu können ist es erforderlich, die entsprechenden Identifikationsnummern zu kennen [2, 3].

4 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.

Moved (insertion) [3]

Deleted: die ÜNB eine separate Konsultation zu den überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für Reservenanbieter eröffnet. Das entsprechende Konsultationsdokument ist unter¶

¶ <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-consultation-2018-01>¶

¶ verfügbar und beschreibt - insbesondere in den Abschnitten 2.2 bis 2.4 sowie 5.2 - zusätzliche Vorgaben zum Datenaustausch im Zusammenhang mit der Vermarktung, Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung. Abschnitt 5.3 behandelt die Abstimmung mit dem Reserven anschließenden VNB des Reservenanbieters, die ebenfalls die Übermittlung von Daten umfasst. ¶

¶ Es ist davon auszugehen, dass es eine Schnittmenge von Datenpunkten geben wird, die von den ÜNB sowohl als Teil der Datenbedarfe gemäß Artikel 40 Absatz 5 wie auch als Teil der Präqualifikationsbedingungen gemäß Artikel 155 (FCR) resp. Artikel 159 (FRR) gefordert werden. Das Verhältnis der entsprechenden Vorgaben zueinander ist noch zu bestimmen. Die ÜNB bitten alle beteiligten Akteure um ihre Anmerkungen zum derzeitigen Stand der Konsultationsdokumente; es wird in jedem Falle die Möglichkeit bestehen, im April noch einmal als Teil einer umfassenderen Konsultation Stellungnahmen zu den Präqualifikationsbedingungen abzugeben.¶

5 Annex: Leistungsgrenzen für die Übermittlung von Planungsdaten (Nichtbeanspruchbarkeiten)

5.1 Hintergrund

Im Zuge der Konzipierung eines Datenaustausches im Rahmen der SO GL war auch über die Leistungsgrenzen zu entscheiden, ab welchen für EE-Anlagen u.a. Planungsdaten im Sinne von Nichtbeanspruchbarkeiten bereitgestellt werden müssen. Die Planungsdaten der Nichtbeanspruchbarkeiten helfen bei der weiteren Verbesserung der Prognose- und Planungsprozesse der ÜNB. Das Ziel ist hierbei, mittels der Planungsdaten der Nichtbeanspruchbarkeiten einen Prognose- und Planungsprozess pro Energieträger und Netzknoten zu etablieren (Bottom-Up statt wie bisher Top-Down-Ansatz). Die Nichtbeanspruchbarkeiten müssen daher neben einem generellen Maß an Repräsentativität auf Regelzonenebene auch für eine stärkere Regionalisierung (z.B. auf Ebene von Netzknoten oder mindestens Bundesländern) geeignet sein. Mittels dieser Planungsdaten soll die Prognose der meteorologisch und technisch maximal möglichen Einspeisung aus EE-Anlagen (unter Einbezug von Stammdaten und meteorologischen Modellen) ermöglicht resp. verbessert werden.

5.2 Untersuchungsansatz

Bei der Entscheidung darüber, ab welcher Anlagengröße die Planungsdaten (bspw. die Nichtbeanspruchbarkeit) in den Prozess einbezogen werden sollen, waren die beiden Kriterien "Regionalisierung" und "Repräsentativität" zu berücksichtigen.

Als Grundlage für eine detaillierte Analyse wurden sechs Leistungsklassen definiert:

- I. > 10 MW
- II. ≤ 10 MW und > 5 MW
- III. ≤ 5 MW und > 3 MW
- IV. ≤ 3 MW und > 1 MW
- V. ≤ 1 MW und > 135 kW
- VI. ≤ 135 kW

Basierend auf diesen sechs Leistungsklassen wurde die Verteilung der Anlagen bezüglich der installierten Leistung mit Blick auf die Repräsentativität und Regionalisierung anhand der Angaben des Anlagenregisters für die Regelzone TenneT näher untersucht.

5.3 Ergebnisse

Repräsentativität der Planungsdaten in Abhängigkeit der Wahl der Leistungsgrenze

		größer 10 MW	größer 5 MW	größer 3 MW	größer 1 MW	größer 135 kW	kleiner/ gleich 135 kW	Gesamte installierte Leistung (MW)
Summe der installierten Leistung [MW]	Biomasse	6 %	9 %	13 %	33 %	97 %	100 %	3.175
	Deponiegas	0 %	0 %	0 %	38 %	94 %	100 %	33
	Geothermie	0 %	42 %	100 %	100 %	100 %	100 %	29
	Klärgas	0 %	22 %	35 %	53 %	92 %	100 %	37
	Solar	1 %	5 %	10 %	19 %	34 %	100 %	15.911
	Wasserkraft	0 %	2 %	31 %	55 %	82 %	100 %	571
	Windenergie	0 %	2 %	25 %	92 %	99 %	100 %	20.552
	Windenergie Offshore	< 1 %	35 %	100 %	100 %	100 %	100 %	4.681

Tabelle 1: Verteilung der Anlagen entsprechend der installierten Leistung

Tabelle 1 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. EIV wären 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

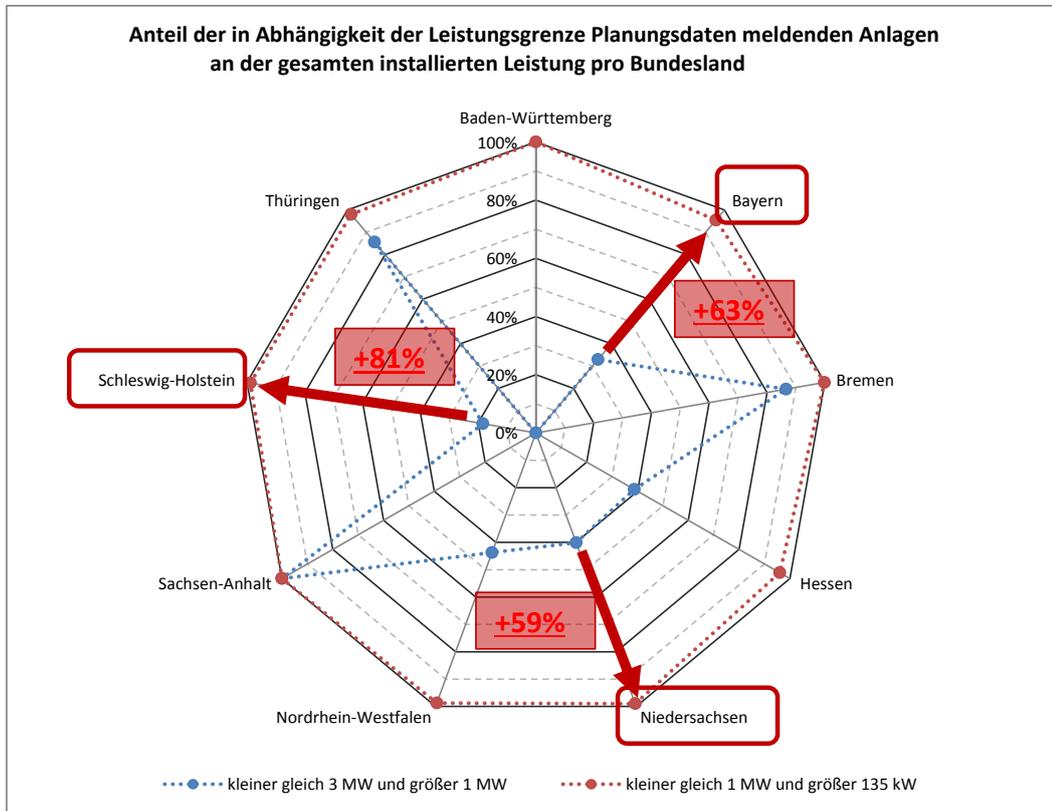


Abbildung 4: Regionalität der Planungsdaten für Biomasse in Abhängigkeit der Leistungsklasse

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.

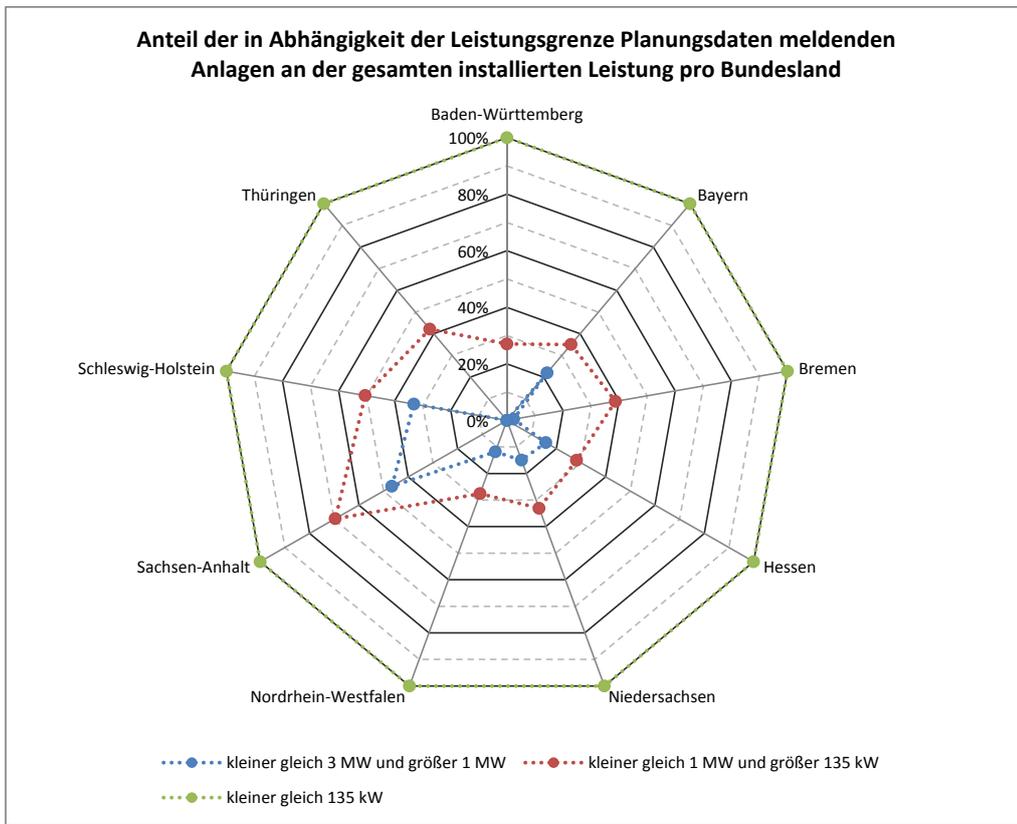


Abbildung 5: Regionalität der Planungsdaten für Solar in Abhängigkeit der Leistungsklasse

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 Kleinanlagen fraglich.

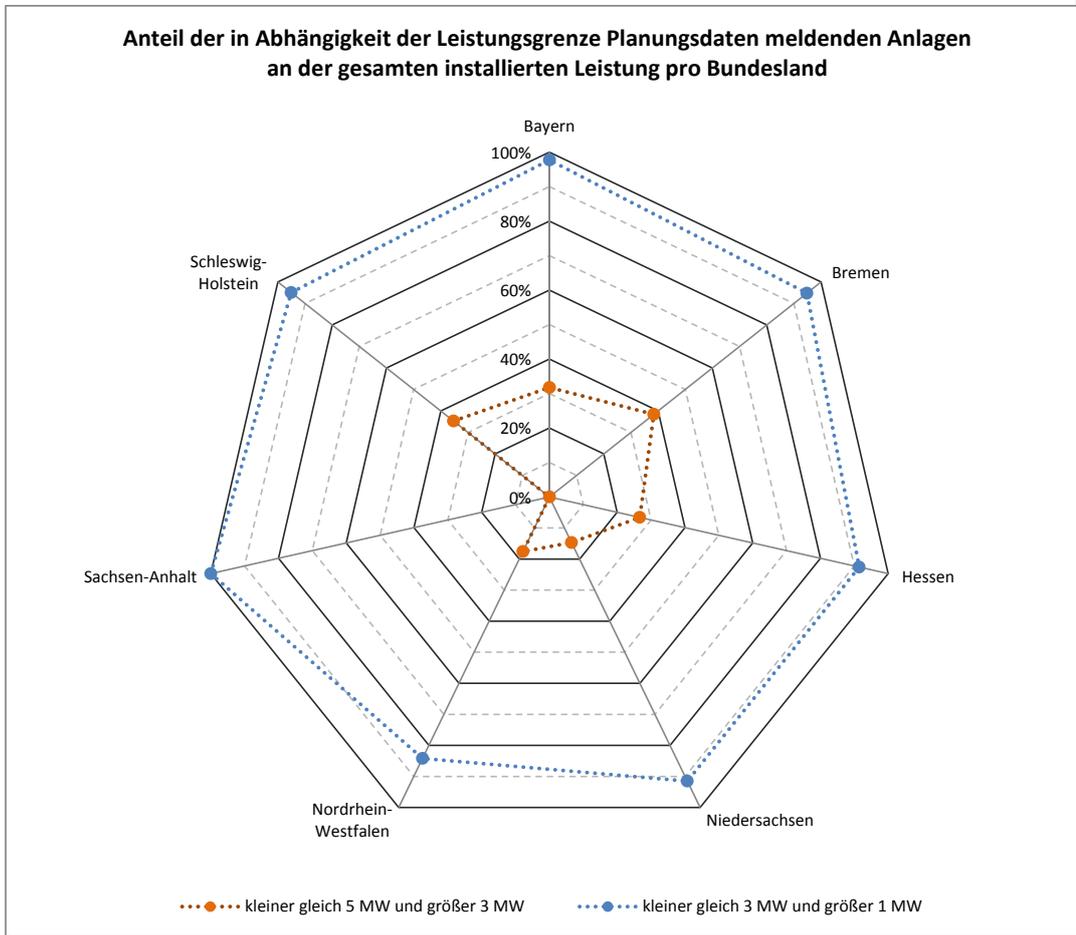


Abbildung 6: Regionalität der Planungsdaten für Wind (onshore) in Abhängigkeit der Leistungsklasse

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.

5.4 Fazit

Eine Leistungsgrenze von 1 MW sollte in einem ersten Schritt mit Blick auf die Repräsentativität für die Regelzone TenneT der somit erhaltenen Planungsdaten ausreichend sein. Ausnahme



bildet hier die Biomasse, bei der eine ausreichende Repräsentativität erst ab einer Leistungsgrenze von 135 kW gegeben ist.