

1           Umsetzung der Vorgaben der System Operation  
2   Guideline (SO GL) zum Datenaustausch in Deutschland

3  
4                   Konsultationsdokument zum Datenbedarf  
5                   Stand: 06. Februar 2018

6  
7  
8   Vorbemerkung

9   Die System Operation Guideline ("Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.  
10   August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb"; nachfolgend  
11   "SO GL") ist am 14. September 2017 in Kraft getreten. Das vorliegende Dokument  
12   beschreibt einen Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission  
13   GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (nachfolgend "ÜNB")  
14   zur Umsetzung der Vorgaben der SO GL zum Datenaustausch in Deutschland.

15  
16   Inhalt

17

18	1	Rechtlicher Hintergrund .....	3
19	2	Zeitraumen, Prozess und Teilnahme am Konsultationsverfahren .....	6
20	3	Kategorisierung der Datenverpflichteten .....	8
21	3.1	Erzeugung und Last .....	8
22	3.1.1	Stromerzeugungseinheiten (SEE) .....	10
23	3.1.2	Stromspeichereinheiten (SSE) .....	11
24	3.1.3	Stromverbrauchseinheiten (SVE) .....	11
25	3.2	Verteilernetze .....	11
26	4	Verwendung der angeforderten Daten .....	13
27	5	Datenbedarfe .....	15
28	5.1.1	Übersichtsdarstellung der Datenanforderungen .....	16
29	5.1.2	Identifikatoren .....	17
30	5.2	Daten von Verteilernetzbetreibern .....	19
31	5.2.1	Stammdaten .....	19
32	5.2.2	Planungsdaten .....	23
33	5.2.3	Echtzeitdaten (ausschließlich VNB-eigene Daten) .....	24
34	5.3	Erzeugung und Speicherung .....	26
35	5.3.1	Stammdaten .....	26
36	5.3.2	Planungsdaten .....	42
37	5.3.3	Echtzeitdaten .....	48
38	5.3.4	Echtzeitdaten (Referenzanlagen) .....	51

39	5.4	Verbrauch .....	52
40	5.4.1	Stammdaten .....	52
41	5.4.2	Planungsdaten.....	56
42	5.4.3	Echtzeitdaten .....	60
43	6	Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate) .....	61
44	7	Hinweis auf Konsultation zu überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für	
45		Reservenanbieter .....	62
46			

## 47 1 Rechtlicher Hintergrund

48 In diesem Abschnitt werden die wesentlichen rechtlichen Grundlagen skizziert, die für das  
49 vorliegende Dokument von Bedeutung sind. Im Kern geht es bei der Umsetzung der SO GL -  
50 Vorgaben zum Datenaustausch um den Artikel 40 Absatz 5 SO GL sowie den Artikel 40  
51 Absatz 7 SO GL. Diese beiden Absätze behandeln, vereinfacht gesagt, zum einen die  
52 Festlegung der auszutauschenden Daten (Artikel 40 Absatz 5) und zum anderen die  
53 Zusammenarbeit zwischen ÜNB und Verteilernetzbetreibern ("VNB") bei der Ausarbeitung  
54 der Verfahren zu den Datenaustauschprozessen (Artikel 40 Absatz 7). Die Erarbeitung und  
55 Umsetzung der Datenaustauschprozesse gemäß Artikel 40 Absatz 7 stehen zunächst nicht  
56 im Fokus; die entsprechenden Arbeiten sollen im Herbst 2018 aufgenommen werden.

57  
58 Im Weiteren beziehen sich alle Angaben zu Artikeln auf die SO GL, falls nicht ausdrücklich  
59 eine andere Quelle angegeben wird.

60  
61 Wesentliche Rechtsgrundlage für das vorliegende Dokument ist Artikel 40 Absatz 5, der sich  
62 wie folgt liest:

63  
64 "In Abstimmung mit den VNB und SNN bestimmt jeder ÜNB die Anwendbarkeit und den  
65 Umfang des Datenaustauschs auf der Grundlage der folgenden Kategorien:

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

70  
71 Artikel 40 Absatz 5 verweist also auf weitere Artikel der SO GL, die in ihrer Gesamtheit die  
72 primäre Grundlage für die Anforderung der in dem vorliegenden Dokument beschriebenen  
73 Daten durch die ÜNB darstellt. Die SO GL als europäische Verordnung ist unmittelbar  
74 geltendes Recht; die oben genannten Artikel räumen den ÜNB mit der Formulierung "[s]oweit  
75 der ÜNB nichts anderes bestimmt" einen Ermessensspielraum bei der Festlegung der im  
76 Einzelnen zu übermittelnden Daten ein.

77  
78 Soweit die ÜNB Daten auf Basis der SO GL anfordern, so haben sie diese Anforderung  
79 gemäß Artikel 6 Absatz 4 Buchstabe b von der Bundesnetzagentur genehmigen zu lassen.  
80 Dabei gibt es formal gesehen keine Frist für die ÜNB, ihre Datenbedarfsliste der  
81 Bundesnetzagentur vorzulegen. Eine öffentliche Konsultation der Datenbedarfsliste ist nicht  
82 vorgeschrieben und damit auch keine Verpflichtung für die ÜNB, zu den von den beteiligten  
83 Akteuren ggf. übermittelten Anmerkungen Stellung zu nehmen. Die ÜNB werden das auf  
84 Basis des vorliegenden Dokuments begonnene Konsultationsverfahren allerdings wie ein in  
85 Deutschland übliches reguläres Konsultationsverfahren behandeln und nicht nur  
86 Anmerkungen entgegennehmen, sondern zu diesen auch schriftlich Stellung nehmen. Die  
87 praktischen Fragen der Übermittlung von Anmerkungen und der vorgesehene Terminplan  
88 werden in Abschnitt 2 erörtert.

89  
90 Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der  
91 betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den  
92 Netzwiederaufbaufall (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen

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

96  
97 Der Austausch von Daten spielt auch im Zusammenhang mit der Vorhaltung und Erbringung  
98 von Regelleistung eine große Rolle. In Abschnitt 7 wird eine zeitlich parallel durchgeführte  
99 Konsultation zu den überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung  
100 beschrieben, bei der auch die Anforderungen an den Datenaustausch im Zusammenhang  
101 mit dem Präqualifikationsverfahren konsultiert werden.

102  
103 Die ÜNB behalten sich vor, im Marktstammdatenregister ("MaStR") der Bundesnetzagentur  
104 gemäß § 111e Energiewirtschaftsgesetz ("EnWG") erfasste Daten anzufordern. Dies betrifft  
105 zum einen im vorliegenden Dokument bereits beschriebene Daten, wenn diese für die ÜNB  
106 über das MaStR zwar mit geringerem Aufwand verfügbar wären als bei Nutzung eines  
107 alternativen Übermittlungsverfahrens, eine Zurverfügungstellung durch das MaStR aber nicht  
108 möglich ist. Zum anderen gilt dies auch für im vorliegenden Dokument noch nicht  
109 beschriebene Daten, soweit deren Nutzung durch die ÜNB sich als sinnvoll erweist. Diese  
110 Daten werden dann von den ÜNB in den Genehmigungsantrag nach Artikel 40 Absatz 5  
111 aufgenommen.

112  
113 Mit dem vorliegenden Dokument wird auch die Übermittlung von Daten angefordert, für die  
114 es keine direkte Anspruchsgrundlage in der SO GL gibt. Zum einen werden Daten gefordert,  
115 die so explizit nicht in den einschlägigen SO GL - Artikeln beschrieben sind; bspw. die im  
116 Intradayzeitbereich zu aktualisierenden Netzmodelle der VNB. Zum anderen werden  
117 bestimmte Daten auch von Adressaten gefordert, auf die die SO GL dem Wortlaut nach  
118 keine Anwendung findet; bspw. Stromerzeugungsanlagen mit einer relativ geringen  
119 installierten Leistung (deutlich unter 1 MW). Die Gründe für diese Ausweitung der  
120 Datenanforderungen werden nachfolgend dargelegt. Der bei der Bundesnetzagentur  
121 einzureichende Antrag auf Genehmigung der Datenbedarfsliste wird sich allerdings auf die  
122 von Artikel 40 Absatz 5 umfassten Daten beschränken.

123  
124 Als weitere Rechtsgrundlage für Datenanforderungen der ÜNB wird auch das EnWG  
125 genutzt. So kommt insbesondere § 12 Absatz 4 des EnWG in Frage, der sich wie folgt liest:

126  
127 "(4) Die folgenden natürlichen oder juristischen Personen müssen den Betreibern von  
128 Elektrizitätsversorgungsnetzen auf deren Verlangen unverzüglich die Informationen  
129 einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitstellen, die notwendig  
130 sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und  
131 ausgebaut werden können:

- 132 1. die Betreiber von Erzeugungsanlagen,
- 133 2. die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie,
- 134 3. die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen,
- 135 4. die Betreiber von Gasversorgungsnetzen,
- 136 5. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher,
- 137 6. Anbieter von Lastmanagement und
- 138 7. Großhändler oder Lieferanten von Elektrizität.

139 Zu den bereitzustellenden Informationen zählen insbesondere Stammdaten, Planungsdaten  
140 und Echtzeitdaten."

141

142 Soweit von den ÜNB Daten nicht oder nur eingeschränkt auf Basis der genannten SO GL -  
143 Artikel angefordert werden können, greift § 12 Absatz 4 EnWG und stellt insofern die primäre  
144 oder eine subsidiäre Rechtsgrundlage für die entsprechenden Datenanforderungen dar.

145

146 Die Parteien, die auf Basis des vorliegenden Dokuments in den Datenaustausch einbezogen  
147 werden sollen, sind in Abschnitt 3 genauer beschrieben. Generell lässt sich sagen, dass zum  
148 einen (im Falle von Stromerzeugungsanlagen etc) die relevanten Anlagenbetreiber sowie  
149 zum anderen (im Falle von Daten mit Bezug zum Verteilernetz) die VNB zur Übermittlung  
150 von Daten verpflichtet werden. Gleichfalls benötigen die VNB Daten benachbarter  
151 Netzbetreiber bezüglich ihres Beobachtungsnetzes.

152

153 Neben den oben genannten Artikeln sind auch die Artikel 43, 45 und 46 der SO GL  
154 einschlägig, in denen weitere Datenlieferverpflichtungen enthalten sind. Letztere sind nicht  
155 vollumfänglich in das vorliegende Dokument übernommen worden. Die ÜNB weisen aber  
156 darauf hin, dass die entsprechenden Datenlieferverpflichtungen einzuhalten sind.

157

158 Bestehende Datenlieferverpflichtungen bleiben im Prinzip weiterhin gültig. Allerdings werden  
159 auch die derzeit auf Basis der "Generation and Load Data Provision Methodology" (GLDPM)  
160 implementierten Datenaustausche (also Vorgaben zu Dateninhalten, Formaten und  
161 Prozessen) in die Bestimmungen zur Umsetzung des Datenaustausches nach SO GL  
162 integriert. Zukünftig sind daher im Falle von Änderungen nur noch die Bestimmungen zum  
163 SO GL - Datenaustausch zu aktualisieren.

164

165 Praktische Fragen des Datenaustausches wie die Festlegung von Datenformaten und  
166 entsprechenden Prozessen sind nicht Teil der aktuellen Konsultation.

167

## 168 2 Zeiträumen, Prozess und Teilnahme am Konsultationsverfahren

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

173  
174 Der Projektplan der ÜNB sieht für die Abstimmung der Datenbedarfsliste einen Zeitraum von  
175 über zwei Monaten (7. Februar bis 13. April 2018) vor. Vom 07. Februar bis zum 07. März  
176 2018 haben alle beteiligten Akteure die Möglichkeit, Anmerkungen zu dem vorliegenden  
177 Konsultationsdokument abzugeben. Die ÜNB nehmen diese Anmerkungen gerne entgegen  
178 und haben für die strukturierte Erfassung ein Web-Formular eingerichtet:

179  
180 [Anmerkungen zum Konsultationsdokument](#)

181  
182 Die ÜNB bitten alle Teilnehmer an der Konsultation, ihre jeweiligen Anmerkungen über  
183 dieses Web-Formular möglichst frühzeitig zu übermitteln, damit eine effiziente Bearbeitung  
184 möglich ist. Die Weiterverarbeitung von Fließtexten ist mit hohem administrativen Aufwand  
185 verbunden und daher nicht vorgesehen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass alle Anmerkungen  
186 im Rahmen der Konsultation veröffentlicht werden und bitten daher, die Verwendung von  
187 vertraulichen Informationen zu vermeiden.

188  
189 Für Rückfragen steht das Projektteam der ÜNB unter [datenaustausch@sogl.eu](mailto:datenaustausch@sogl.eu) zur  
190 Verfügung. Eine Übermittlung von Anmerkungen zum Konsultationsdokument ist aber  
191 ausschließlich über das Web-Formular möglich.

192  
193 Die Anmerkungen aus der Konsultation sollen in einem Workshop diskutiert werden. Der  
194 Workshop wird am 21. März 2018 in Stuttgart stattfinden; eine Anmeldung ist bis zum 07.  
195 März unter folgendem Link möglich:

196  
197 [Anmeldung für den Workshop am 21. März](#)

198  
199 Im Anschluss an die Konsultation werden die ÜNB die Datenbedarfsliste auf Basis der  
200 Rückmeldungen prüfen und überarbeiten. Anschließend wird die Datenbedarfsliste der  
201 Bundesnetzagentur Mitte April 2018 mit der Bitte um Genehmigung übergeben. Die  
202 Entscheidung der Bundesnetzagentur erwarten die ÜNB innerhalb der Frist von sechs  
203 Monaten. So wird perspektivisch Mitte Oktober eine Genehmigung der Bundesnetzagentur  
204 zu den Dateninhalten vorliegen.

205  
206 Parallel zur Prüfung der Datenbedarfsliste durch die Bundesnetzagentur von April bis  
207 Oktober 2018 werden die ÜNB die Arbeiten an den für die Datenübermittlung  
208 einzurichtenden Prozessen und der Umsetzung von Artikel 40 Absatz 7 beginnen. Dies  
209 geschieht mit der Erwartung, dass die vorgelegten Datenbedarfe durch die  
210 Bundesnetzagentur bestätigt werden. Ebenso ermöglicht eine parallele Erarbeitung der  
211 Prozesse ein effizientes Ausnutzen des insgesamt knappen Zeitraums. Ziel ist es, bereits  
212 kurz nach der Entscheidung der Bundesnetzagentur einen gemeinsamen Vorschlag der vier

213 ÜNB für die Datenaustauschprozesse vorzulegen. Dies wird für Ende Oktober 2018  
214 angestrebt.

215

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

223



224

225 **3 Kategorisierung der Datenverpflichteten**

226 **3.1 Erzeugung und Last**

227 Verpflichtet zur Übermittlung von Daten sind

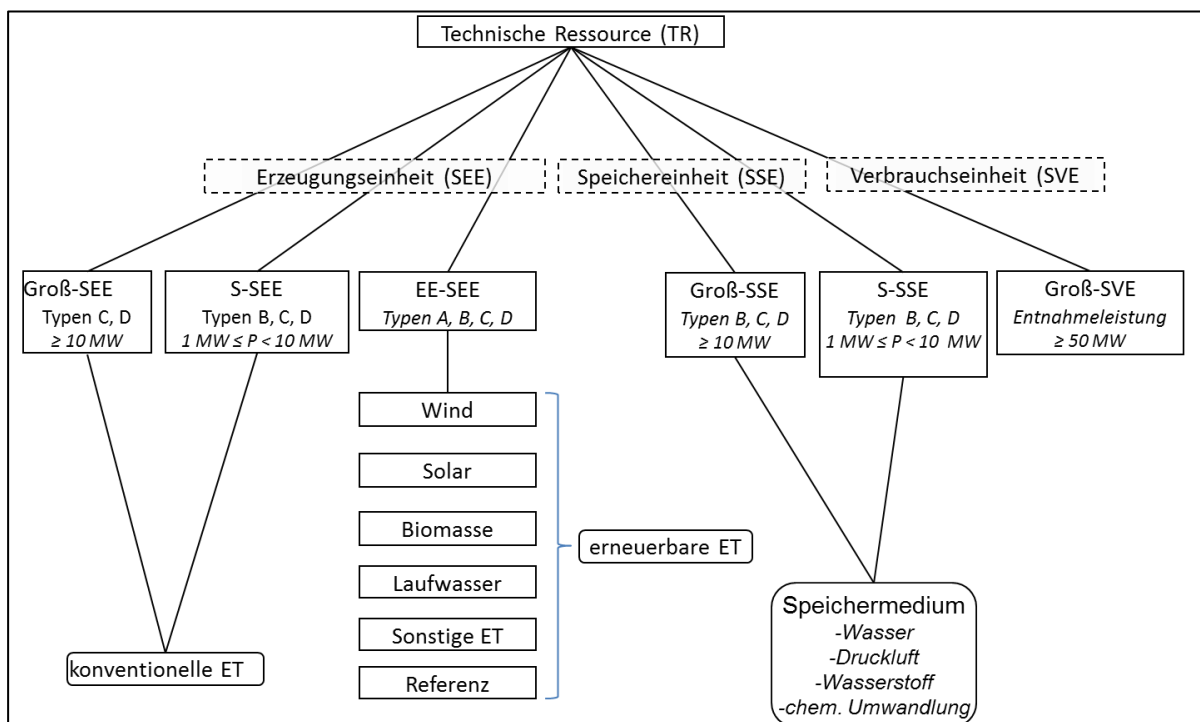
- 228 • Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
- 229 (Stromerzeugungseinheiten oder SEE),
- 230 • Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie
- 231 (Stromspeichereinheiten oder SSE) sowie
- 232 • Betreiber von Anlagen zum Verbrauch von elektrischer Energie
- 233 (Stromverbrauchseinheiten oder SVE).

234 Die Verpflichtung betrifft ebenso Erzeugungseinheiten, sofern und soweit diese zwar keinen  
 235 physikalischen Anschluss an einem Netzanschlusspunkt auf deutschem Hoheitsgebiet besit-  
 236 zen, jedoch aufgrund anderweitiger Einbindung in mit einer auf deutschem Hoheitsgebiet  
 237 angeschlossenen Anlage vergleichbarer Weise direkt einem deutschen Bilanzkreis  
 238 zugeordnet sind.

239

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

249



250

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



252 Die in der Abbildung aufgeführten Kategorien werden in den Abschnitten 3.1.1 (SEE), 3.1.2  
253 (SSE) und 3.1.3 (SVE) näher beschrieben.

254  
255 Dabei wird für Erzeugungsanlagen und den Einspeiseteil von Speichieranlagen eine  
256 Zuordnung zu den Typen gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 der  
257 Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit  
258 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger ("NC RfG") vorgenommen. Die Einstufung  
259 der letzteren Typen in Leistungsklassen wurde für Deutschland durch das FNN noch einmal  
260 wie nachfolgend beschrieben konkretisiert.

261  
262 Die Vorgaben des NC RfG sind wie folgt:

263  
264 "(2) Stromerzeugungsanlagen der folgenden Kategorien gelten als signifikant:  
265 a) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität von mindestens 0,8 kW (**Typ A**);  
266 b) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem Schwellenwert, den  
267 jeder relevante ÜNB nach dem in Absatz 3 beschriebenen Verfahren vorschlägt (**Typ B**). (...)  
268 c) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem von jedem relevanten  
269 ÜNB gemäß Absatz 3 festgelegten Schwellenwert (**Typ C**). (...)  
270 d) Netzanschlusspunkt mit mindestens 110 kV (**Typ D**). Eine Stromerzeugungsanlage ist  
271 auch dann als Anlage des Typs D anzusehen, wenn ihr Netzanschlusspunkt eine Spannung  
272 von weniger als 110 kV aufweist, aber ihre Maximalkapazität mindestens einem gemäß  
273 Absatz 3 festgelegten Schwellenwert entspricht. (...)"

274  
275 Zur nationalen Anpassung wurde durch das FNN eine Konsultation im Einklang mit dem  
276 Artikel 5 Absatz 3 NC RfG durchgeführt. Auf dieser Basis wurden in Verbindung mit den  
277 oben genannten Spannungsebenen nachfolgende Schwellenwerte durch das FNN  
278 vorgeschlagen:

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

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

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

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

285  
286 Die SO GL ist nach Artikel 2 Absatz 1 auf bestimmte sog. "signifikante Netznutzer" (SNN)  
287 anzuwenden. Eine Einstufung als SNN ist aber keine hinreichende Bedingung dafür, unter  
288 der SO GL Daten liefern zu müssen: Typ A SNN werden - obwohl "signifikant" - von der SO  
289 GL nicht erfasst. Die ÜNB halten eine Einbeziehung der Typ A SNN wegen der insgesamt  
290 installierten Leistung (im GW-Bereich) allerdings für bestimmte Daten (in der Regel  
291 Stammdaten) unerlässlich. Entsprechend eingeschränkte Datenlieferverpflichtungen stützen  
292 sich, wie in Abschnitt 1 beschrieben, auf § 12 Absatz 4 EnWG.

293  
294 Soweit eine Einstufung auf den Energieträger abstellt, ist der Hauptenergieträger zugrunde  
295 zu legen.

296

### 297 3.1.1 Stromerzeugungseinheiten (SEE)

298 Unter diesen Überbegriff fallen alle verwendeten Bezeichnungen für  
299 Stromerzeugungseinheiten der Typen A, B, C, D. Bei diesen handelt es sich um technische  
300 Ressourcen. Im Zusammenhang mit der Datenmeldung sind für Erzeugungseinheiten W-  
301 EICs mit den möglichen functions {Generation; Generationunit} zu verwenden.

302

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

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

307

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

309 Definiert als konventionelle Erzeugungseinheiten der Typen B, C, D mit einer  
310 Nettonennleistung größer oder gleich 1 MW und kleiner als 10 MW. Der Begriff der „Einheit“  
311 bezieht sich hier jeweils auf einen Generator; nicht etwa auf ein Kraftwerk. Im Falle von  
312 kleineren Einheiten kann eine Zusammenfassung auf Ebene der an einem  
313 Netzanschlusspunkt einspeisenden Einheiten sinnvoll sein. Die zusammengefassten  
314 Einheiten werden als "Park" bezeichnet. Falls eine Zusammenfassung auf einer anderen  
315 Ebene (Messlokation, Marktlokation o.ä.) sinnvoller ist als auf Ebene des  
316 Netzanschlusspunktes, so kann der ÜNB eine andere Aggregationsebene vorgeben.

317

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

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

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

327

328 EE-SEE Sonstige Energieträger umfassen alle erneuerbaren Energieträger mit Ausnahme  
329 von Wind, Solar, Biomasse und Laufwasser. EE-SEE Wind, Solar, Laufwasser und Sonstige  
330 ET haben eine installierte Nennleistung von mindestens 1 MW pro Netzanschlusspunkt. Für  
331 EE-SEE Biomasse gilt ein Schwellenwert von 135 kW (Typen B, C, D).

332

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

337

338 EE-SEE Wind und EE-SEE Solar können jeweils pro Netzanschlusspunkt zur  
339 Datenerhebung zusammengefasst werden. Die zusammengefassten Einheiten werden als  
340 "Park" bezeichnet. Falls eine Zusammenfassung auf einer anderen Ebene (Messlokation,  
341 Marktlokation o.ä.) sinnvoller ist als auf Ebene des Netzanschlusspunktes, so kann der ÜNB  
342 eine andere Aggregationsebene vorgeben.

343

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

346

### 347 3.1.2 Stromspeichereinheiten (SSE)

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

351

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

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

355

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

357 Sogenannte „sonstige SSE“ sind definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit  
358 einer Nettonennleistung (Produktion) und Nettonennleistung (Verbrauch) größer oder gleich  
359 1 MW und kleiner als 10 MW.

360

### 361 3.1.3 Stromverbrauchseinheiten (SVE)

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

364

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

366 Groß-SVE sind SVE mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW. Diesem  
367 Objekt ist mindestens eine technische Ressource oder sind mehrere kleinere technische  
368 Ressourcen zugehörig, welche örtlich zusammen stehen müssen und welche eine  
369 technologische Einheit darstellen (z.B. Schmelzofen mit mehreren Heizwendeln). Die  
370 zugehörigen (Sub-)SVE müssen nicht gemeldet werden.

371

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

377

378

## 379 3.2 Verteilernetze

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

382

383 Mittelbar sind zudem nachgelagerte VNB betroffen, da es seitens der VNB mit direktem HöS-  
384 Anschluss erforderlich sein kann, von den nachgelagerten VNB Daten zu erheben und zu  
385 erhalten. Dies trifft insbesondere auf Konstellationen zu, bei denen der nachgelagerte VNB



386 ebenfalls ein 110 kV – Netz betreibt, sowie bei Mittelspannungsnetzen, an die eine hohe EE-  
387 SEE-Leistung angeschlossen ist.  
388

#### 389 4 Verwendung der angeforderten Daten

390 Gemäß den Artikeln 72 bis 74 sind die ÜNB verpflichtet, Betriebssicherheitsanalysen in allen  
391 Zeitbereichen durchzuführen (Year-Ahead, ggf. Week-Ahead, Day-Ahead, Intraday,  
392 Echtzeitbetrieb), um folgende Einschränkungen zu ermitteln:

- 393 - Überschreitung betrieblicher Sicherheitsgrenzwerte von Leistungsflüssen und  
394 Spannungen resp. Blindleistungsbereitstellung
- 395 - Verletzung von Stabilitätsgrenzwerten des Übertragungsnetzes sowie von  
396 Schwellenwerten der Kurzschlussströme

397

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

408

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

416

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

424

425 Grundlegende Aussagen zu dem für die Betriebssicherheitsanalysen erforderlichen  
426 Datenumfang der ÜNB sind in Teil II, Titel 2 der SO GL (Datenaustausch) ausgeführt, deren  
427 Konkretisierung durch die ÜNB mit diesem Dokument konsultiert werden soll. Der  
428 Datenbedarf kann dabei in Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten unterteilt werden. Da sich  
429 die Betriebssicherheitsanalyse aus einer Vielzahl von Teilprozessen zusammensetzt und  
430 eine Zuordnung der benötigten Daten zu den Teilprozessen den Datenbedarf der ÜNB  
431 gegenüber den potentiellen Datenlieferanten verständlicher und plausibler macht, erfolgt hier  
432 zunächst eine Auflistung der Teilprozesse, für die diese Daten benötigt werden. Bei der  
433 anschließenden Auflistung der erforderlichen Daten wird dann jeweils auf die Teilprozesse  
434 verwiesen, für die diese Daten benötigt werden.

435

436 Die Teilprozesse werden nachfolgend nummeriert und im Weiteren mit ihrer Nummer  
437 identifiziert:

- 438 1. Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19)
- 439 2. Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten  
440 (Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe d)
- 441 3. Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29)
- 442 4. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)
- 443 5. Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32)
- 444 6. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81)
- 445 7. Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel  
446 107)
- 447 8. Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34)
- 448 9. Überwachung, Bewertung und Management der dynamischen Stabilität (Artikel 38  
449 und 39)
- 450 10. Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen (Artikel 23)
- 451 11. EE-Prognose (kein SO GL Artikel, aber Voraussetzung für die Durchführung der  
452 unter 1-10 genannten Teilprozesse)
- 453 12. EE-Hochrechnung (kein SO GL Artikel, aber Voraussetzung für die Durchführung der  
454 unter 1-10 genannten Teilprozesse)
- 455

456 **5 Datenbedarfe**

457 Nachfolgend werden die für die Umsetzung der SO GL Datenaustausche relevanten  
458 Funktionseinheiten mit einer knappen Darstellung der erforderlichen Daten aufgeführt. Eine  
459 detaillierte Darstellung der erforderlichen Daten erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten.

460

461 Zudem werden hier auch die Funktionseinheiten aufgeführt, die bereits über Regelwerke wie  
462 KWEP-1 (Festlegung BK6-13-200) oder GLDPM erfasst werden. Auf bisher bereits  
463 bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Dieser Ansatz dient  
464 dazu, hier (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) einen Gesamtüberblick über  
465 Datenaustausche im Rahmen der Netz- und Systemführung zu liefern.

466

467 Die aufgelisteten Planungs- und Echtzeitdaten können grundsätzlich zur Erfüllung der  
468 Teilprozesse erhoben werden. Dabei ist es unerheblich, ob der ÜNB selbst oder ggf. nur der  
469 Anschlussnetzbetreiber die geforderten Daten für die Erfüllung seiner Aufgaben benötigt. Ob  
470 und inwiefern die jeweiligen Daten von den ÜNB selbst genutzt oder für eine Nutzung durch  
471 die VNB benötigt werden, steht nicht im Fokus dieser Konsultation.

472

473 Die hier aufgelisteten Echtzeitdaten orientieren sich im Wesentlichen am Ergebnis der  
474 Arbeiten innerhalb der Arbeitsgruppe Topologie im BDEW. Für die Erfassung und  
475 Weitergabe von Echtzeitdaten gilt folgendes Prinzip:

476 • Die Erfassung bzw. Berechnung und Nutzung eines Echtzeitdatums erfolgt durch den  
477 Anschlussnetzbetreiber

478 • Weitergabe des Echtzeitdatums in der informatorischen Kaskade zur Nutzung durch  
479 andere benachbarte Netzbetreiber in Richtung ÜNB oder VNB

480 Wesentliche Aufgaben und Teilprozesse der VNB sind mit denen der ÜNB vergleichbar. An  
481 den Stellen, wo aus diesen Gründen nicht zwischen ÜNB und VNB unterschieden werden  
482 muss, wird der Terminus Netzbetreiber resp. Anschlussnetzbetreiber verwendet.

483



484 **5.1.1 Übersichtsdarstellung der Datenanforderungen**

485 Nachfolgend werden die generellen Datenanforderungen an Erzeugung, Speicherung und Verbrauch in einer kompakten Art und Weise  
 486 dargestellt. In der Darstellung wird zwischen Stammdaten, Echtzeitdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten (NB) und Planungsdaten unterschieden.  
 487 Diese Darstellung dient zur grundsätzlichen Einordnung von Datenanforderungen und stellt keine Einzelinformationen dar. Diese sind den  
 488 nachfolgenden Datentabellen in den Abschnitten 5.3 und 5.4 zu entnehmen. Diese Tabelle ist je Spalte von oben nach unten zu lesen. Wenn sich  
 489 in einer Leistungsklasse ein Eintrag befindet, so müssen diese Daten auch in allen darüberliegenden Leistungsklassen bereitgestellt werden.

490

491 Bei den Stammdaten sind einige Felder mit dem Symbol \* markiert. Dieses Symbol in der Spalte "MaStR" bedeutet, dass das betreffende Datum  
 492 auch im Marktstammdatenregister erfasst wird.

<b>Leistungsklasse/ Kriterium</b>	<b>Biomasse (EE-SEE Biomasse)</b>	<b>PV, Wind (EE-SEE Wind/Solar)</b>	<b>Laufwasser (EE-SEE Laufwasser)</b>	<b>Konventionelle Erzeugung (SEE)</b>	<b>Speicherung (SSE)</b>	<b>Verbrauch (SVE)</b>
P ≥ 0,8 kW	Stammdaten	Stammdaten Echtzeitdaten, wenn Referenz	Stammdaten	Stammdaten	Stammdaten	-
P ≥ 135 kW	Nichtbeanspruch- barkeiten	Echtzeitdaten, wenn Referenz	-	-	-	-
P ≥ 1 MW	Echtzeitdaten	Echtzeitdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	Echtzeitdaten	Echtzeitdaten	Echtzeitdaten	-
P ≥ 10 MW	Planungsdaten	-	Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	-
P ≥ 50 MW	-	-	-	-	-	Stammdaten Echtzeitdaten Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten
Anschluss am Übertragungsnetz	-	Planungsdaten	-	-	-	-

493

494 5.1.2 Identifikatoren

495

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
1		A-EIC	pro VNB für SEE, SSE, Groß-SVE	Identifikator für das der SEE/SSE/Groß-SVE zugeordnete Umspannwerk. Dient auch zur Identifizierung von Netzelementen.	1, 8, 9	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
2		Messlokations-Identifikationsnummer	SEE SSE Groß-SVE	Es ist die ID der Messlokation der SEE/SSE/Groß-SVE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. MeLo-ID (13-stellige Zählpunktbezeichnung)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
3		Marktlokations-Identifikationsnummer	SEE SSE Groß-SVE	Die Marktlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. MaLo-ID (11-stellig)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
4	*	Y-EIC	SEE SSE	Angabe zur Anschluss-Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code, 16-stellig)	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
5		Marktpartner-ID	VNB SEE SSE Groß-SVE	Angabe der 13-stelligen BDEW Marktpartner-ID für die Rolle des EIV oder die Marktrolle des VNB	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
6		X-EIC oder Y-EIC	Groß-SEE Groß-SSE Groß-SVE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Dient als Identifikator für den anzugebenden Bilanzkreis in den Fällen, in denen Planungsdaten übermittelt werden. In Deutschland werden entweder der Y-EIC oder X-EIC verwendet (16-stellig)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
7		W-EIC	SEE, SSE, Groß-SVE	Eindeutiger Identifikator für technische Ressourcen und Netzelemente. Wird zur Identifizierung von SSE/SEE/Groß-SVE und wird zur Identifizierung von Kraftwerken verwendet. Dieser Identifikator könnte auch zur Identifizierung von Parks (EE-SEE, SEE) verwendet werden. Code verweist auf physikalische Zusammenhänge (16-stellig).		
8		T-EIC	Netzelemente	EIC zur Identifikation von Netzelementen (16-stellig)		
9		EEG-Anlagenschlüssel	EE-SEE	Könnte zur Identifizierung von EE-SEE dienen. Beispielsweise dient der Anlagenschlüssel zur Identifikation von Anlagen und wird zudem zum Abgleich der Direktvermarktungsmeldung und zum Abgleich bei Anlagen-Zuordnungswechseln eines VNB genutzt.		

496  
497



498

499 **5.2 Daten von Verteilernetzbetreibern**

500 **5.2.1 Stammdaten**

501 In der nachfolgenden Tabelle werden die für Verteilernetze relevanten Stammdaten beschrieben. Diese sind für an das HöS-Netz angeschlossene  
502 Verteilernetze relevant. Die bereits bestehende Datenlieferverpflichtung aus der GLDPM bleibt weiterhin gültig. Der SO GL Datenaustausch  
503 erfordert im Vergleich zum GLDPM-Datenaustausch die Übermittlung zusätzlicher Stammdaten.  
504

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
10		Strukturangaben für die Betriebsmittel des dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilernetzes	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). Im Weiteren dienen die Angaben der Verbesserung des zu Grunde liegenden Netzmodells für die dynamische Netzsicherheitsrechnung.</p>	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10	Artikel 43

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
11		Topologische Zuordnung der SEE, SSE und SVE	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. Im Weiteren dienen die Angaben einer Verbesserung der dynamischen Netzsicherheitsrechnung.</p>	1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10	Artikel 43
12		Fernsteuerbarkeit im Rahmen des Netzsicherheitsmanagement	SEE SSE	<p>Dieses Datum liefert die Information, ob eine SEE/SSE durch den Anschlussnetzbetreiber grundsätzlich fernsteuerbar ist (z.B. direkt durch Fernwirktechnik oder Funkrundsteuerung). Es ist eine Fernsteuerereinrichtung an der SEE/SSE installiert. Eine Fernsteuerbarkeit ist damit theoretisch möglich.</p> <p>Diese Information ist zur Bestimmung des maximalen und für einen konkreten Betriebsfall anlagenseitigen Potentials zur Teilnahme an netzstützenden Gegenmaßnahmen notwendig. Zudem ist dieses Stammdatum für die automatisierte Einspeisemanagement-Abwicklung bei direkt ans ÜNB-Netz angeschlossenen EE-SEE nötig. Des Weiteren wird durch dieses Datum die Differenzierung der SEE/SSE bei der Bildung des stat. Aufteilungsschlüssels möglich.</p>	9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
13		Direktzugriff des Anschlussnetzbetreibers im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements	SEE SSE	Information, ob im Falle einer gegebenen Fernsteuerbarkeit durch den Anschlussnetzbetreiber diese in Form direkter Fernwirksignale an die SEE / SSE realisiert wird. Diese Information ist zur Herstellung eines grundsätzlichen Verständnisses der Funktion eines Netzsicherheitsmanagements und die mögliche Rückwirkung auf den Bilanzausgleich des EIV, dem die SEE/SSE zugeordnet ist, notwendig. Des Weiteren wird durch dieses Datum die Differenzierung der SEE/SSE bei der Bildung des stat. Aufteilungsschlüssel möglich.	9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
14		Referenzanlage/-park	EE-SEE	Diese Angabe liefert die Information, ob eine EE-SEE als Referenzanlage/-park ausgewiesen ist. Referenzanlagen dienen für ähnliche EE-SEE als Grundlage zur Hochrechnung durch Skalierung. Es ist notwendig zu wissen, auf welcher installierten Leistung eine Referenzmessung basiert, um die Skalierung bestmöglich durchführen zu können. Die EE-Hochrechnung wiederum dient als Trainingsgrundlage für die EE-Prognose.	1, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
15		Dauerhafte Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt einer EE-SEE im Rahmen einer Netzsicherheitsmaßnahme des Anschlussnetzbetreibers	Netzanschlusspunkt von EE-SEE	Diese Angabe liefert dem ÜNB die Information, ob eine EE-SEE in ihrer Einspeiseleistung eingeschränkt ist, da ein Engpass durch den Netzanschluss gegeben ist. Die Kenntnis über dieses Datum wird benötigt, da die Information der installierten Leistung nur in Kombination mit dem Stammdatum eine korrekte Berücksichtigung der betroffenen Anlagen und deren folglich installierte Leistung in der Prognose/Hochrechnung der Einspeisung zulässt.	11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

505

506



507 5.2.2 Planungsdaten

508 Seitens der direkt an das HöS-Netz angeschlossenen VNB werden Planungsdaten in Form von Netzmodellen im CGMES-Format angefordert. Die  
 509 Meldung lehnt sich an die GLDPM an, wodurch eine erstmalige Meldung D-2 um 15:15 Uhr vorgesehen ist. Diese Meldung soll dann D-1 16:30  
 510 Uhr aktualisiert werden. Anschließend ist eine fortlaufende Aktualisierung im Stundenraster bis zum Ende des Bezugstages vorgesehen.  
 511

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
16	Netzsicherheitsmanagementeingriff	Netzknoten in der Observability Area	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB auf NVR 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 - Abschaltfolge, 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 Einspeisepotenziale, die bei den VNB bestehen.	7, 10, 11, 12	indirekt über Artikel 44 h)
17	Netzsicherheitsmanagementeingriff in EE-Referenzanlage	Referenzanlagen vom Typ EE-SEE	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB 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.	7, 10, 11, 12	Artikel 45, 48
18	VNB-Netzmodell	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.	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 10, 11	Artikel 45, 48

512

513 5.2.3 Echtzeitdaten (ausschließlich VNB-eigene Daten)

514 Die für die Netzbetreiber relevanten Echtzeitdaten sind nachfolgend aufgelistet. Grundlage für diese Zusammenstellung bildet der Artikel 44  
 515 SO GL. Zusätzlich zu diesen Echtzeitdaten müssen Netzdatensätze im CGMES-Format zwischen den Netzbetreibern bilateral zyklisch  
 516 ausgetauscht werden (sogenannte Snapshots), die den Ist -Zustand des Netzes für einen Zeitpunkt in der nahen Vergangenheit abbilden. Dadurch  
 517 wird gewährleistet, dass trotz eines (störungsbedingten) Ausfalls der Echtzeitdatenübermittlung weiterhin verlässliche Informationen zum  
 518 Netzzustand des benachbarten Netzes beim jeweiligen Netzbetreiber vorliegen.

519

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
19	Ist-Topologie der Umspannwerke	Betriebsmittel der Observability Area	Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle	1, 5, 8	Artikel 44 a
20	Messwerte der Betriebsmittel/Schaltfelder incl. Kupplungsfelder	Leitungen, Trafos, Schaltfelder der Observability Area	Wirkleistung, Blindleistung, Strom, Spannung, Frequenz. Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle	1, 3, 5, 8	Artikel 44 b, c, d, f und g
21	Stufenschalterstellungen von Transformatoren	Transformatoren der Observability Area	Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle. Wichtig für die Vorbereitung, Koordination von topologischen Entlastungsmassnahmen.	1, 3, 5, 8, 10	Artikel 44 e
22	sensitive energieträgerscharfe Aggregation der gemessenen und hochgerechneten Einspeisungen	SEE, SSE	Energieträgerscharfe Aggregationen beziehen sich auf Knotenpunkte/Randknoten der Observability Area oder Schnittstellen zum vorgelagerten Netzbetreiber. Ist die Bildung von energieträgerscharfen Aggregaten nicht möglich, können alternativ Einzeldaten vom EIV über den VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt werden, die diesen in die Lage versetzen, selbst hochzurechnen. Die genaue Ausgestaltung ist mit dem vorgelagerten Netzbetreiber bilateral abzustimmen. Die vollständige Bewertung der Einspeisung kann für die Lastbestimmung eines abgeschlossenen (VNB-) Gebietes gemäß Art 44 i genutzt werden. Wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und Plausibilisierung der Lastflüsse. Dient auch der Vorbereitung, Koordinierung und Aufteilung von Entlastungsmassnahmen.	1, 6, 10	Artikel 44 h, i
23	energieträgerscharfe Anpassungspotentiale, Lastpotentiale	HöS/HS-Trafos (Schnittstelle ÜNB/VNB)	Anpassungspotentiale werden von den VNB je Schnittstelle zum HöS-Netz ermittelt und an den ÜNB übertragen. Je nach Ausprägung der Observability Area sind auch andere netzgruppen-/netzknottenspezifische Schnittstellen für die Bereitstellung der Anpassungspotentiale vorstellbar. Sind wichtig für die Einschätzung der Netzzustände sowie für Entlastungsmassnahmen	1, 10	Artikel 21

520

521 Der Austausch der Echtzeitdaten soll grundsätzlich über Leitstellenkopplung erfolgen. Ausnahmen bilden Prozessvariablen des VNB, die bereits  
522 von der Stationsleittechnik des ÜNB aufgenommen werden bzw. im umgekehrten Verhältnis ebenso.  
523 Snapshot:  
524

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
24	Snapshot-Netzmodell	VNB mit Anschluss an das HöS-Netz	Ist -Zustand des Netzes für einen gegebenen Zeitpunkt; zyklische Übermittlung im CGMES-Format; dient u.a. dazu, auch beim Wegfall der Echtzeitdaten noch eine verlässliche Informationen zum Netzzustand zu erhalten.	1, 5, 8	Artikel 44

525  
526  
527

528 **5.3 Erzeugung und Speicherung**

529 In diesem Abschnitt werden alle relevanten von Stromerzeugungseinheiten (SEE) und Stromspeichereinheiten (SSE) aufgeführt.

530 **5.3.1 Stammdaten**

531 Allgemeine Stammdaten für Erzeugungs- und Speichereinheiten sind für die kleinste Einheit ab einer installierten Leistung von 0,8 kW unabhängig  
 532 von der Spannungsebene zu liefern. Es sei zudem angemerkt, dass in den folgenden Abschnitten jeweils die primäre Datenquelle für die  
 533 Stammdaten genannt wird. In der Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 kann jedoch ein abweichender Datenlieferant  
 534 oder abweichende Datenquellen beschrieben werden.

535  
 536 In der nachfolgenden Tabelle werden die Stammdaten für Stromerzeugungs- und Stromspeichereinheiten beschrieben. Für alle Kategorien der  
 537 SEE und SSE ergeben sich Unterschiede zu den bisher implementierten Stammdatenaustauschen. Für welche Einheiten die aufgelisteten  
 538 Stammdaten zu liefern sind, ist aus der Spalte Objekte zu entnehmen.

539

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
25	*	Standort der SEE/SSE	SEE SSE	Unter dem Stammdatenum Standort der SEE/SSE sind Längen- und Breitengrade nach ETRS89 bzw. WGS84 oder UTM Koordinaten nach ETRS89 bzw. WGS84 zu verstehen. Diese Angabe ist für die netzknotenscharfe Prognoseerstellung, Hochrechnung und Bestimmung von Entlastungsmaßnahmen notwendig und bildet neben der netztechnischen, auch die genaue geografische Position der EE-SEE ab. Daher ist diese Information für die räumliche Anlagenverteilung eine unverzichtbare Größe. Des Weiteren dient diese Information der Zuordnung der Anlagen und damit der Lasten, Einspeisungen und Potentiale innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse und Potentiale für Entlastungsmaßnahmen im Netz.	8, 9, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
26	*	Netzanschlusspunkt	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE (≥ 10 MW)	(Technischer) Netzanschlusspunkt in Form des Umspannwerkes, über das die SEE/SSE an das öffentliche Netz angeschlossen ist. Diese Angabe dient der Zuordnung der Einheiten innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz. Dadurch wird die eine Zuordnung der Potentiale innerhalb des Netzmodells für Entlastungsmaßnahmen im Netz möglich.	1, 8, 9	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
27	*	Regelzone	SEE SSE	Angabe zur Anschluss- Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code)  Diese Information dient der Zuordnung der Anlagen zum Verantwortungsbereich eines Übertragungsnetzbetreibers. Zudem ist dieses Datum Grundvoraussetzung für die Erstellung der Leistungsbilanz und zur Berechnung der gesamten installierten Leistung in den einzelnen Regelzonen/Deutschland.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
28		Anschlussnetzbetreiber	SEE SSE	Es ist die Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW-Codenummer oder GS1) anzugeben.  Das Datum dient zur eindeutigen Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers. Das Mitführen bereits verwendeter und neuer Identifikatoren ist für einen qualitätsgesicherten Stammdatenhaltung über mehrere unterschiedliche Prozesse hinweg notwendig. Der Anschlussnetzbetreiber wird als zu Informierender bei Eingriffen an SEE/SSE in seinem Netz benötigt. Außerdem müssen Eingriffe in seinem Netz mit ihm abgestimmt werden, um Gefährdungen im Anschlussnetzbetreiber-Netz durch Redispatch zu vermeiden.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
29	*	Energieträger	SEE SSE	<p>Es ist der überwiegend verwendete Energieträger zur Umwandlung in el. Energie anzugeben. Im Falle von Speichern ist die Angabe des Speichermediums erforderlich.</p> <p>Das Datum wird zur Erstellung von energieträgerscharfen Prognosen und Hochrechnungen nicht gemessener Erzeugung benötigt. Die Angabe erlaubt eine Einschätzung des individuellen und kollektiven Anlagenverhaltens (z.B. Gradienten, Mindestbetriebs- und -stillstandzeiten, o.Ä.). Zudem erhält man Kenntnis über die installierte Leistung je Energieträger. Ferner wird das Datum im Rahmen der Sicherstellung der Systembilanz benötigt und ist durch die Vorhersage der erzeugten Energie zur Wahrung der Systemsicherheit notwendig. Ebenso wird diese Information zur Sicherstellung der vorrangigen Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen im Prozess EnWG-Kaskade benötigt.</p>	1, 2, 5, 6, 10, 11,12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
30		Status (Netzreserve)	SEE SSE	<p>"Zusätzliche Stammdaten zum Einheitenstatus" siehe MaStR (Unterscheidung nach Energieträger/Technologien)</p> <p>Dieses Datum ist zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz für die Betrachtungen, die in die Zukunft gehen (vgl. Inbetriebnahmezeitpunkt, Notreserve,...) notwendig.</p>	6	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
31		Status (Sicherheitsbereitschaft)	SEE SSE	<p>"Zusätzliche Stammdaten zum Einheitenstatus" siehe MaStR (Unterscheidung nach Energieträger/Technologien)</p> <p>Dieses Datum ist zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz für die Betrachtungen, die in die Zukunft gehen (vgl. Inbetriebnahmezeitpunkt, Notreserve,...) notwendig.</p>	6	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
32	*	Spannungsebene	SEE SSE	<p>Es ist die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes anzugeben, an die die SEE/SSE angeschlossen sind.</p> <p>Die Angabe der Spannungsebene dient der netztechnischen Lokation der Einheit.</p>	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
33	*	erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt	SEE SSE	<p>Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der SEE/SSE nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die SEE/SSE fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.</p> <p>Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für EE-Prognose-, Hochrechnungserstellung und korrekte Ermittlung der installierten Leistung. Der ÜNB muss die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche max. 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 eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. erfolgen wird und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist.. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu melden).</p>	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51



Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
34		kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt	SEE SSE	<p>Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die SEE/SSE nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-SEE/SSE beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.</p> <p>Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für EE-Prognose-, Hochrechnungserstellung und korrekte Ermittlung der installierten Leistung. Der ÜNB muss die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche max. 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 eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. erfolgen wird und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu melden).</p>	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
35		Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung	SEE SSE	<p>Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist.</p> <p>Diese Information ermöglicht 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. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.</p>	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
36	*	Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung	SEE SSE	Endgültige Stilllegung ist die dauerhafte Ausserbetriebsetzung der SEE/SSE nach Wegfall der technischen Betriebsbereitschaft. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Diese Information ermöglicht 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. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
37	*	Nettonennleistung	SEE SSE	Anzugeben ist grundsätzlich die installierte Nettonennleistung je SEE/SSE. Diese Angabe entspricht der tatsächlichen höchsten elektrischen (Dauer-)Leistung unter Nennbedingungen, die der SEE/SSE zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist die Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen der Stromerzeugungseinheit nicht enthalten. (z.B.: Wechselrichterverluste) Die Nettonennleistung wird bei Solaranlagen wie folgt ermittelt: Sie ist der kleinere Wert der Bruttoleistung (ML) und der zugeordneten Wechselrichterleistung (WRL) : $\text{Min}\{\text{WRL};\text{ML}\}$ . Solange keine Wechselrichterleistung eingetragen wird, ist vorerst die Nettonennleistung gleich der Bruttoleistung. Die Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials dient als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen der maximal möglichen Erzeugung und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Diese Information ist zudem zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz notwendig. Ebenso dient das Datum zur Qualitätsprüfung (gemeldete Potentiale und Planungsdaten) und zur Abschätzung möglicher Potentiale für Marktmodell WAPP (keine Planungsdaten verfügbar). Des Weiteren dient das Datum zur Bildung des statischen Aufteilungsschlüssels zur diskriminierungsfreien Anweisung einer Anpassung (Last/Erzeugung - Systembilanz).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
38	*	Nettoengpassleistung	SEE, SSE	Die Nettoengpassleistung stellt die diejenige Leistung dar, die durch das leistungsbegrenzende Element der Einheit vorgegeben wird und zeigt somit auf, welche Leistung maximal netzwirksam sein kann. Diese ist wie im MaStR beschrieben (siehe Stromerzeugungslokation) anzugeben. Das Datum dient der Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials und somit als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Notwendig zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz.	6	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
39	*	Bruttoleistung	SEE, SSE	Diese entspricht den an den Klemmen des Generators abgegebene elektrische Leistung. Diese ist wie im MaStR beschrieben anzugeben. Für PV-SEE: Die Bruttoleistung entspricht der Summe der Gleichstromleistungen der verbauten Module nach Herstellerangabe = Modulleistung (ML) Das Datum dient der Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials und somit als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Notwendig zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
40		Bilanzkreis	Groß-SEE, Groß-SSE, EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die SEE/SSE zugeordnet ist. Die Angabe des Bilanzkreises ist für die korrekte Zuordnung von SEE/SSE zum Bilanzkreis als Grundlage für die Abwicklung von Entlastungsmaßnahmen nach EnWG §13(1) unverzichtbar. Ferner kann über die Zuordnung der SEE/SSE zum Bilanzkreis die Bilanzkreiszeitreihen für Erzeugung (FC_PROD) geprüft werden. Zudem ist das Datum für die bilanzielle Abwicklung von Redispatch (Fahrplananmeldung) notwendig.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
41		Einsatzverantwortlicher	Groß-SEE, Groß-SSE, EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer SEE/SSE und die Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich ist. Die Kenntnis des Einsatzverantwortlichen stellt sicher, dass Entlastungsmaßnahmen mit SEE/SSE abgewickelt werden können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
42		kumulierte Wechselrichterleistung	EE-SEE Solar	Es ist die installierte Wechselrichterleistung kumuliert pro Netzanschlusspunkt anzugeben. Hier ist die Wechselrichterleistung (WRL) der SEE einzutragen. Bei Wechselrichtern, die von mehreren SEE genutzt werden, ist die Leistung anteilig nach Bruttoleistung zuzuordnen.  Dieses Datum wird zur korrekten Hochrechnung und Prognose der Solareinspeisung für den Fall, dass der Wechselrichter das leistungsbegrenzende Element ist, benötigt. Zudem dient die Angabe des Datums zur Ermittlung eines Summen-Potentials für Entlastungsmaßnahmen (Leistung < Summe aller Erzeuger).	6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
43		fahrbare Mindesterzeugungsleistung	Groß-SEE, Groß-SSE	Es ist die dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung einer SEE unter Normbedingungen anzugeben. Für Speicher ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung unter Normbedingungen anzugeben.  Dieses Datum dient der Beschreibung des fahrbaren Leistungsbandes für SEE/SSE, für die kein korrespondierendes Planungsdatum übermittelt wird. Es kann das Potentials für Maßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG ermittelt werden (Nichtbeachtung der RL-Vorhaltung). Zudem dient das Datum zur besseren Modellierung der großen SEE/SSE.	9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
44	*	Schwarzstartfähigkeit	Groß-SEE, Groß-SSE	Möglichkeit, die SEE/SSE ohne Spannungsvorgabe aus dem Netz hochzufahren und mit entsprechender Lastanschaltung (Eigenbedarf, Fremdlast) zu betreiben. Diese Angabe dient zur Bestimmung des für Netzwiederaufbaumaßnahmen technisch grundsätzlich nutzbaren Anlagenpotenzials im Zusammenhang mit Entlastungsmaßnahmen.	10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
45	*	Ausrichtung	EE-SEE Solar	Einheitliche Ausrichtung und Neigungswinkel: Die Ausrichtung bezeichnet die Himmelsrichtung, die Neigung bezeichnet den Winkel gegenüber der Horizontalen. Hauptausrichtung: Die Ausrichtung bezeichnet die Himmelsrichtung. (Angabe der Himmelsrichtung oder ob automatisch nachführbar)  Neigungswinkel der Hauptausrichtung: Der Neigungswinkel bezeichnet den Winkel gegenüber der Horizontalen. Nebenausrichtung: Weitere Ausrichtung der Stromerzeugungseinheit neben der Hauptausrichtung  Neigungswinkel der Nebenausrichtung: Neigungswinkel in Grad zur Horizontalen (der Nebenausrichtung) [analog zu den Angaben zur Ausrichtung des MaStR]  In Verbindung mit der installierten Leistung und geographischen Lage erlaubt die Kenntnis der Ausrichtung der PV-Anlage die Beschreibung der Einspeisecharakteristik und hat somit Einfluss auf die Qualität der Prognose und Hochrechnung.	1, 5, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
46		Rotorheizung/Abtauautomatik	EE-SEE Solar, EE-SEE Wind	Angabe, ob eine SEE über eine Rotorheizung oder Abtauautomatik zur Beseitigung von Schnee- und Eisablagerungen verfügt. Da Schnee- und Eisablagerungen die Einspeisecharakteristik signifikant beeinflussen, kann die Information über das Vorhandensein von Rotorheizung / Abtauautomatik zur Fehlerminimierung für Prognosen und Hochrechnungen bei relevanten Wetterlagen dienen.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
47		70%-Absenkung	EE-SEE Solar	Das Stammdatum 70%-Absenkung betrifft PV-Anlagen im Sinne des EEG, die nach § 9 Abs. 2 Nr. 2b EEG 2017 dauerhaft auf 70 % ihrer installierten Leistung gedrosselt sind.  Die Kenntnis über dieses Datum wird benötigt, da die Information der installierten Leistung nur in Kombination mit dem Stammdatum "70%-Absenkung" eine korrekte Berücksichtigung der betroffenen Anlagen und deren folglich installierte Leistung in der Prognose/Hochrechnung der Einspeisung zulässt.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
48		Auflagen zu Abschaltungen bzw. Leistungsbegrenzungen	EE-SEE Wind	Hier ist anzugeben, ob zum Beispiel im Rahmen der Genehmigung Auflagen für den Betrieb der Anlage gemacht wurden (nächtliche Leistungsbegrenzung, Rücksicht auf Zugvögel oder Fledermäuse etc.). Im Rahmen der Konsultation sind hier noch weitere Anforderungen, Detaillierungen oder Präzisierungen zu erwarten.	11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
49		Nachtabschaltung	EE-SEE Wind	Hier ist anzugeben, welche konkreten zeitlichen und leistungsmäßigen Einschränkungen mit einer behördlichen oder gesetzlichen Auflage verbunden sind.	11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
50		Anlagentyp	EE-SEE Solar, EE-SEE Wind	Es ist die Bezeichnung des Anlagentyps gemäß Hersteller (Solar: Modultyp; Wind: Anlagentyp) anzugeben.  Diese zusätzliche Informationen zur verbauten Anlage dient zur genaueren Bestimmung der Einspeisecharakteristik gleicher Einheiten und trägt somit zu einer Verbesserung der Prognose und Hochrechnung bei. Ebenso erhält man wichtige Informationen zum Anlagenverhalten z.B. beim Wiederanfahren nach Sturmabschaltung.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
51	*	Nabenhöhe	EE-SEE Wind	Es ist die Nabenhöhe der Windkraftanlage anzugeben.  Diese zusätzliche Informationen zur verbauten Anlage dient zur genaueren Bestimmung der Einspeisecharakteristik und trägt somit zu einer Verbesserung der Prognose und Hochrechnung bei.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
52		Eigenverbrauch - Haushalt	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher in Form eines Haushalts zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
53		Eigenverbrauch - elektrische Warmwasserbereitung/Speicherheizung	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
54		Eigenverbrauch - Elektromobilität	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
55		Eigenverbrauch - Wärmepumpe	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
56		Zuordnung eines Speichers	EE-SEE	Angabe, ob eine EE-SEE über einen zugeordneten SSE verfügt, der die EE-SEE-Leistung (teilweise) aufnehmen kann. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da die Zuordnung eines Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst. Zudem wird das Datum zur Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
57	*	Nutzbarer Energiegehalt des Speichers	SSE	Es ist der nutzbare Energiegehalt (Energieabgabe) eines SSE anzugeben. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da der nutzbare Energiegehalt eines Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst. Zudem wird das Datum zur Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
58		Wirkungsgrad des Speichers	SSE	Es ist der Wirkungsgrad der SSE anzugeben. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da der ein Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
59	*	maximale Leistung des Speichers	SSE	Es ist die maximale Leistung, die die SSE einspeichern und ausspeichern kann, anzugeben. Falls es sich dabei um abweichende Werte handelt, so sind diese separat anzugeben. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da der ein Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst. Zudem wird das Datum zur Ermittlung von Potentialen und Randbedingungen wie Gradienten/Rampen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51



Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
60		Direktvermarktungsanteil	EE-SEE	Es ist der Anteil der installierten SEE-Leistung in der Vermarktungsform "Direktvermarktung" anzugeben. Mit Hilfe dieser Information kann der Einfluss der Vermarktungsform bei der Prognose- und Hochrechnerstellung durch die Unterscheidung von marktabhängigem und dargebotsabhängigem Einspeiseverhalten berücksichtigt werden. Zudem kann das EE-Absenpotential in der Einspeisevergütung abgeschätzt werden. Ferner dient das Datum zur Verbesserung der Genauigkeit des dyn. Aufteilungsschlüssels durch eine verbesserte Hochrechnung/Prognose.	1, 2, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
61	*	kontinuierliche Regelbarkeit im Pumpbetrieb	Groß-SSE	Sofern es sich bei der SSE um eine Pumpspeichereinrichtung handelt: die kontinuierliche Regelbarkeit bezeichnet die technische Eigenschaft einer stufenarmen Veränderlichkeit der elektrischen Leistungsaufnahme eines Pumpspeichermaschinensatzes im Pumpbetrieb. Dieses Datum ist nur für regelbare Pumpen relevant. Die Übermittlung der Angabe wird benötigt, um den Umfang und die Granularität von Entlastungsmaßnahmen an einer Anlage bezogen auf diesen Betriebszustand beurteilen zu können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
62		Mindestbetriebszeit	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum zu verstehen, innerhalb dessen die SEE/SSE nach erfolgtem Start mindestens Leistung in das Netz einspeisen muss. Das Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes einer SEE/SSE für Entlastungsmaßnahmen unter Einbeziehung erzeugungsdynamischer Randbedingungen bzw. Einschränkungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
63		Mindeststillstandszeit	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum zu verstehen, während dessen die SEE/SSE nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht. Das Datum wird zur Beurteilung der zeitlichen Bedingungen einer Wiederanfahrt einer SEE/SSE benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
64		Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von größer als 48h. Dieses Datum wird zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
65		Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48h. Dieses Datum wird zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
66		Hochfahrzeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der SEE/SSE zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von größer als 48h. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
67		Hochfahrzeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der SEE/SSE zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48h. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
68		Abfahrzeit ausgehend von der Mindesterzeugungsleistung bis zur Netztrennung	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
69		positiver Leistungsgradient	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
70		negativer Leistungsgradient	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
71		Generatordaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Generatordaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 Artikel 48 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1, Artikel 41 Abs. 4a
72		Transformatordaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Transformatordaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 Artikel 48 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1, Artikel 41 Abs. 1c

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
73		Turbinendaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Turbinendaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1
74		Reglerdaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Reglerdaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 Artikel 48 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1, Artikel 41 Abs. 4b
75	*	Messlokations-Identifikationsnummer	SEE SSE	Es ist die ID der Messlokation der SEE/SSE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zurodnung der gemeldeten SEE/SSE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Einspeisezeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
76		Marktklokations-Identifikationsnummer	SEE SSE	Es ist die ID der Marktklokation der SEE/SSE anzugeben. In einer Marktklokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktklokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktklokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zuordnung der gemeldeten SEE/SSE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Einspeisezeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

541 **5.3.2 Planungsdaten**

542 Da unter Groß-SEE und Groß-SSE künftig alle Erzeugungseinheiten ab einer Leistung von 10 MW erfasst werden, werden nun auch die nicht  
 543 hauptsächlich stromgeführten Anlagen unabhängig von der Spannungsebene in den Datenaustausch einbezogen. Diese werden wie alle anderen  
 544 Anlagen ab 10 MW behandelt und sind fortan zur Planungsdatenlieferung verpflichtet.

545 Zudem werden für diese Einheiten die beiden neuen Zeitreihen „positiver Redispatchabruf“ und „negativer Redispatchabruf“ eingeführt, die eine  
 546 explizite Abbildung von Redispatch-Maßnahmen auf der jeweiligen Einheit ermöglichen.

547  
 548 Mit der SO GL werden erstmalig Planungsdaten von Windenergieanlagen und Solaranlagen erfasst. Die ÜNB hatten zunächst erwogen, die  
 549 direktvermarkteten EE-SEE vollständig in den Planungsdatenaustausch einzubeziehen; von diesen also nicht nur Nichtbeanspruchbarkeiten,  
 550 sondern auch vortägige Meldungen der geplanten Einspeisezeitreihen anzufordern. Im Verlauf der Diskussionen mit den betreffenden  
 551 Marktparteien wurden zu diesem Vorgehen Bedenken geäußert. Diese umfassten insbesondere Aspekte der Datengranularität sowie der großen  
 552 Unsicherheiten. Im Resultat können die ÜNB diese Bedenken in Teilen nachvollziehen; dennoch gibt es EE-Anlagen, bei denen es aufgrund der  
 553 hohen installierten Leistung unabdingbar ist, weitere Informationen zu erhalten. Hierbei haben die ÜNB insbesondere die Windparks mit direktem  
 554 Anschluss an das Höchstspannungsnetz im Fokus. Da die entsprechenden Unternehmen zudem professionell aufgestellt sind und bereits heute in  
 555 Teilen den KWEP-Prozess mit den ÜNB durchführen, sehen die ÜNB keine relevanten technischen Hürden.

556  
 557 Im Ergebnis beabsichtigen die ÜNB, EE-SEE mit einem direkten Anschluss am Übertragungsnetz in den Planungsdatenaustausch gemäß ERRP-  
 558 Prozess zu verpflichten. Zudem soll ab einer Nettonennleistung von 1 MW die Meldung von Nichtbeanspruchbarkeiten erfolgen. Für  
 559 Biomasseanlagen gilt ein Schwellenwert von 135 kW.

560

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
77	Einspeisung (PROD)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Der Wert Produktion ist die Netzeinspeiseleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SEE oder SSE. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $PROD_{min} \leq PROD \leq PROD_{max}$ . Die Einspeisung beschreibt die Höhe der geplanten elektrischen Wirkleistungseinspeisung und stellt für zahlreiche Vorschauprozesse eine wesentliche Eingangsgröße dar.	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11	Artikel 46 Absatz 1 Buchstabe a Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
78	minimale Einspeisung (PROD_min)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Die Mindestleistung (Produktion) einer SEE oder SSE ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung (untere Leistungsgrenze). Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabileren Betriebsregimen, die nicht im Fokus der Übermittlung von Planungsdaten stehen.	2, 3, 4, 5, 10	Artikel 46 Artikel 49
79	maximale Einspeisung (PROD_max)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Die beanspruchbare elektrische Leistung (Obere Leistungsgrenze / Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z.B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z.B. Netzrestriktionen) begrenzt. Unter bestimmten Bedingungen kann PROD_max etwas größer als die Nettonennleistung sein.	1, 2, 3, ,4, 5, 7, 10,11,12	Artikel 46 Artikel 49
80	Entnahme (VERB)	Groß-SSE	Der Wert Verbrauch ist die Netzentnahmeleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SSE (z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken). Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ . Die Entnahme beschreibt die Höhe der geplanten elektrischen Wirkleistungsentnahme und stellt für zahlreiche Vorschauprozesse wie insbesondere D2CF, DACF, IDCF, Kapazitätsberechnung eine wesentliche Eingangsgröße dar.	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11	Planungsdaten: Artikel 46 Absatz 1 Buchstabe a,
81	minimale Entnahme (VERB_min)	Groß-SSE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_min in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_min sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_min enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass VERB_min betragsmäßig der Größe VERB_max entspricht.	2, 3, 4, 5, 10	Artikel 46 Artikel 49
82	maximale Entnahme (VERB_max)	Groß-SSE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.	1, 2, 3, 7, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
83	Positives Redispatchpotenzial (+RDV)	Groß-SEE Groß-SSE	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer SEE, SSE oder SVE in positiver Richtung. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen. Das Redispatchpotenzial beschreibt dem ÜNB, wieviel Leistung im Rahmen von Netzengpassmaßnahmen zur Verfügung stehen. Auf Basis dieser Größe können nationale oder multilaterale Redispatchmaßnahmen geplant und abgerufen werden.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
84	Negatives Redispatchpotenzial (-RDV)	Groß-SEE Groß-SSE	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer SEE, SSE oder SVE in negativer Richtung. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen. Das Redispatchpotenzial beschreibt dem ÜNB, wieviel Leistung im Rahmen von Netzengpassmaßnahmen zur Verfügung stehen. Auf Basis dieser Größe können nationale oder multilaterale Redispatchmaßnahmen geplant und abgerufen werden.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
85	Positive Primärregelleistung (+PRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
86	Negative Primärregelleistung (-PRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
87	Positive Sekundärregelleistung (+SRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
88	Negative Sekundärregelleistung (-SRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
89	Positive Minutenreserveleistung (+MRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
90	Negative Minutenreserveleistung (-MRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49



Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
91	Positive Besicherungsleistung (+BES)	Groß-SEE Groß-SSE	Die positive Besicherungsleistung ist eine positive vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von SEE und SSE für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB die lokale Vorhaltung von Besicherungsleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Besicherungsleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
92	Negative Besicherungsleistung (-BES)	Groß-SEE Groß-SSE	Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von SEE und SSE für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB die lokale Vorhaltung von Besicherungsleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Besicherungsleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
93	geplante Nichtbeanspruchbarkeit	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die SEE, SSE oder SVE beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der SEE, SSE oder SVE an den ÜNB übermittelt werden. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49
94	ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, welche in einer SEE, SSE oder SVE sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an den ÜNB übermittelt. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
95	Marktbasierte Abregelung (ABR)	EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Geplante Leistungsreduzierung gegenüber unbeeinflusster Einspeisung durch marktbasierter Abregelung je SEE. 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.	1, 2, 4, 5, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49
96	Technisch verfügbare Leistung (PROD_verf)	EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Die technisch verfügbare Leistung einer dargebotsabhängige professionell vermarktete SEE. 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.	1,2, 3, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49
97	Positiver Redispatchabruf (+RDA)	Groß-SEE Groß-SSE	Der positive Redispatchabruf ist der durch den ÜNB angewiesene und geplante positive Redispatchabruf auf der jeweiligen SEE oder SVE. Der Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchpotenzials betragen. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher durch den ÜNB angewiesen ist. Falls kein blockscharfer Abruf durch den ÜNB erfolgt, geht aus dieser Meldung konkret hervor, welcher Block wieviel Redispatchleistung erbringt. Diese Information kann den Zeitreihen bisher nur implizit entnommen werden.	1, 2, 7, 10	Artikel 46 Artikel 49
98	Negativer Redispatchabruf (-RDA)	Groß-SEE Groß-SSE	Der negative Redispatchabruf ist der durch den ÜNB angewiesene und geplante negative Redispatchabruf auf der jeweiligen SEE oder SVE. Der Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchpotenzials betragen. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher durch den ÜNB angewiesen ist. Falls kein blockscharfer Abruf durch den ÜNB erfolgt, geht aus dieser Meldung konkret hervor, welcher Block wieviel Redispatchleistung erbringt. Diese Information kann den Zeitreihen bisher nur implizit entnommen werden.	1, 2, 7, 10	Artikel 46 Artikel 49

562 5.3.3 Echtzeitdaten

563 Die von den Netzbetreibern benötigten und in nachfolgender Liste aufgeführten Echtzeitdaten sind Anforderungen mit Bezugnahme auf die Artikel  
 564 47, 50 und 51. Die Datenerfassung erfolgt in der Regel durch den Anschlussnetzbetreiber. Es bietet sich an, die hier beschriebenen Daten von  
 565 Erzeugern, Speichern oder Großverbrauchern, die in den Spannungsebenen der Verteilernetze angeschlossen sind und erfasst werden sollen,  
 566 über die informatorische Kaskade, z. B. über Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten.

567

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
99	Wirkleistung	SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)  SSE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Konventionelle Anlagen: Einzelwerte je Erzeugungs-/Speichereinheit EE-Erzeugungseinheiten: Energieträgerscharfe Einzelwerte je Übergabestation, die einzelne EE-Erzeugungseinheiten messtechnisch zusammenfasst (z.B. Windpark). Im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto-Wirkleistung der NVR (z.B. GuD innerhalb eines Industrieparks). Die Erfassung der Wirkleistung in Echtzeit ist im Wesentlichen notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums, sowie für die Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmassnahmen	1, 5, 6, 7, 8, 10	Artikel 47 Absatz 1 Artikel 50 Absatz 1
100	Blindleistung	SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)  SSE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Konventionelle Anlagen: Einzelwerte je Erzeugungs-/Speichereinheit EE-Erzeugungseinheiten: Energieträgerscharfe Einzelwerte je Übergabestation, die einzelne EE-Erzeugungseinheiten messtechnisch zusammenfasst. Im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto-Wirkleistung der SEE (z.B. GuD innerhalb eines Industrieparks). Die Erfassung der Blindleistung in Echtzeit ist im Wesentlichen notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Spannungsregelung und das Blindleistungsmanagement, Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums, sowie für die Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmassnahmen.	1, 3, 8, 10	Artikel 47, 50

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
101	Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme	SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW) SSE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme. Diese Statusmeldungen sind notwendig zur weiterführenden Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen	10	Artikel 51
102	Stellung der Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem ÜNB vereinbarten Schnittstelle	SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW) SSE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Zeigt an, ob die Anlage sich in Betrieb befindet und ist somit wichtig zur Zustandsestimation, für die Stabilitätsbewertung sowie zur Beantwortung der Frage, inwieweit die Anlage zu Entlastungsmaßnahmen herangezogen werden kann.	1, 4, 9, 10	Artikel 47, 50
103	Dargebotsleistung (P <sub>möglich</sub> )	EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Verfügbare Leistung minus Leistungsanteil, der infolge fehlendem bzw. nicht ausreichend vorhandenem Primärenergieträgerangebot nicht erbracht werden kann (Bsp.: WP Pinst =10 MW; 0 MW nicht verfügbar; Wind reicht nur für 5 MW dann Dargebotsleistung = 5 MW) Die Dargebotsleistung ist notwendig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz, indem sie einen Überblick über durchgeführte und mögliche Einsenkungsmaßnahmen ermöglicht. Insbesondere dient diese Größe zur Netzzustandsermittlung im unbeeinflussten Fall.	1, 6	Artikel 47, 51
104	Verfügbare Wirkleistung	EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Installierte Leistung minus Leistungsreduktionen infolge von Wartungen, dauerhafter Netzrestriktionen, Umweltauflagen. Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände.	1, 6, 7	Artikel 47, 51
105	Verfügbare Blindleistung	EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Notwendig für Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement und damit limitierende Größe für die Ausfallvariantenrechnung	3, 8	Artikel 47, 51
106	Energieinhalt	Groß-SSE	Notwendig zur Approximation von gemeldeten Redispatchvermögen. Daneben wichtig im Rahmen des Netzwiederaufbaus	10	Artikel 47, 51

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
107	marktbasierte Abregelung	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Leistung, die infolge von niedrigen Marktpreisen/Portfoliooptimierungen reduziert wird. Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände. Insbesondere dient diese Größe zur Netzzustandsermittlung im unbeeinflussten Fall.	1, 6, 7	Artikel 47, 51
108	Windgeschwindigkeit	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	betrifft nur Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen; Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51
109	Windrichtung	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	betrifft nur Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen; Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51
110	Temperatur	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	wenn bereits gemessen	1, 6, 7	Artikel 51
111	Wellenhöhe bei Offshore	Direktvermarktete EE-SEE	betrifft nur Offshore-Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51
112	Luftdruck	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Wenn bereits gemessen	1, 6, 7	Artikel 51
113	Messungen der Globalstrahlung	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B $\geq$ 1 MW)	Für PV-Anlagen, wenn bereits gemessen Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51

568

569

570 5.3.4 Echtzeitdaten (Referenzanlagen)

571 Echtzeitdaten noch zu bestimmender zusätzlicher Referenzanlagen mit einer Nennleistung kleiner 1 MW werden nur dann erhoben, wenn  
 572 Echtzeitdaten aus EE-SEE der Typen B, C, D (also  $\geq 1$  MW) für Hochrechnungen in Netzgebieten/Netzgruppen nicht bzw. nicht in ausreichendem  
 573 Maße zur Verfügung stehen. Die Auswahl der Referenzanlagen erfolgt in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern nach netz- und  
 574 übertragungstechnischen Kriterien unter Beachtung einer ausreichend hohen Repräsentativität. Die Datenerfassung erfolgt durch den  
 575 Anschlussnetzbetreiber. Es bietet es sich an, die Echtzeitdaten der Referenzanlagen über die informatorische Kaskade, z. B. über  
 576 Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten.

577

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
114	Wirkleistung	EE-SEE des Typs A sowie des Typs B < 1 MW	Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und in Verbindung damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände. Ist dann notwendig, wenn andere repräsentative Anlagen zur Hochrechnung nicht im ausreichendem Maß messtechnisch erfasst sind. Die unter Nutzung der Referenzanlagen berechnete Gesamtstromeinspeisung ist auch Basis für die Berechnung des Gesamtstromverbrauches	1, 6, 8, 10	Artikel 51
115	Blindleistung	EE-SEE des Typs A sowie des Typs B < 1 MW	nur von Referenzanlagen aus MS, jedoch nicht aus NS; ausschließlich wichtig für den netzführenden VNB.	1, 3, 10	Artikel 51
116	Statusinformationen	Referenzanlagen vom Typ EE-SEE	- Status zur vermarktungs- oder netzsicherheitsbedingten Absenkung (Ja/Nein); Technischer Status: Anlage fährt störungsfrei mit installierter Leistung (Ja) oder nicht (Nein); Kommunikationsstatus, Wert/Übertragung gestört (Ja/Nein) Wichtig zur Beurteilung der Frage, ob Anlage für Hochrechnung genutzt werden kann.	1, 6	Artikel 51

578

579

580

581 **5.4 Verbrauch**

582 **5.4.1 Stammdaten**

583 In der nachfolgenden Tabelle werden Stammdaten von Stromverbrauchseinheiten beschrieben. Für Stromverbrauchseinheiten sind über den  
 584 GLDPM-Stammdatenaustausch hinaus zusätzliche Stammdaten vorgesehen.  
 585

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
117	*	<b>Standort der SEE/SSE bzw. SVE</b>	Groß-SVE	Unter dem Stammdatenum Standort der SVE sind Längen- und Breitengrade nach ETRS89 bzw. WGS84 oder UTM Koordinaten nach ETRS89 bzw. WGS84, Diese Angabe ist für die netzknotenscharfe Prognoseerstellung, Hochrechnung und Bestimmung von Entlastungsmaßnahmen notwendig und bildet neben der netztechnischen, auch die genaue geografische Position ab. Daher ist diese Information für die räumliche Anlagenverteilung eine unverzichtbare Größe. Des Weiteren dient diese Information der Zuordnung der Anlagen und damit der Lasten, Einspeisungen und Potentiale innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse und Potentiale für Entlastungsmaßnahmen im Netz.	8, 9, 11, 12	Artikel 52, 53
118	*	<b>Netzanschlusspunkt</b>	Groß-SVE	(Technischer) Netzanschlusspunkt in Form des Umspannwerkes, über das die SVE an das öffentliche Netz angeschlossen ist. Diese Angabe dient der Zuordnung der Einheiten innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz. Dadurch wird die eine Zuordnung der Potentiale innerhalb des Netzmodells für Entlastungsmaßnahmen im Netz möglich.	1, 8, 9	Artikel 52, 53
119	*	<b>Regelzone</b>	Groß-SVE	Angabe zur Anschluss- Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code). Diese Information dient der Zuordnung der Anlagen zum Verantwortungsbereich eines Übertragungsnetzbetreibers. Zudem ist dieses Datum Grundvoraussetzung für die Erstellung der Leistungsbilanz und zur Berechnung der gesamten installierten Leistung in den einzelnen Regelzonen/Deutschland.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 52, 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
120		<b>Anschlussnetzbetreiber</b>	Groß-SVE	Es ist die Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW-Codenummer oder GS1) anzugeben. Das Datum dient zur eindeutigen Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers. Das Mitführen bereits verwendeter und neuer Identifikatoren ist für eine qualitätsgesicherte Stammdatenhaltung über mehrere unterschiedliche Prozesse hinweg notwendig. Der Anschlussnetzbetreiber wird als zu Informierender bei Eingriffen an SVE in seinem Netz benötigt. Außerdem müssen Eingriffe in seinem Netz mit ihm abgestimmt werden, um Gefährdungen im Anschlussnetzbetreiber-Netz durch Redispatch zu vermeiden.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
121	*	<b>Spannungsebene</b>	Groß-SVE	Es ist die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes anzugeben, an die die SVE angeschlossen sind. Die Angabe der Spannungsebene dient der netztechnischen Lokation der Einheit.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
122	*	<b>erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt</b>	Groß-SVE	Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der SVE nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die SVE fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei SVE stellt sicher, dass die Auswirkungen der SVE auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu erwarten).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
123		<b>kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt</b>	Groß-SVE	Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die SVE nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-SVE beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei SVE stellt sicher, dass die Auswirkungen der SVE auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu erwarten).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53



Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
124		<b>Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung</b>	Groß-SVE	Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Diese Information ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
125	*	<b>Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung</b>	Groß-SVE	Endgültige Stilllegung ist die dauerhafte Ausserbetriebsetzung der SVE nach Wegfall der technischen Betriebsbereitschaft. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Diese Information ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung zur Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
126	*	<b>Nettonennleistung</b>	Groß-SVE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_nenn in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet. Im Gegensatz zu PROD_nenn sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_nenn enthalten. Die Ermittlung des unterlagerten Verbrauchspotenzials dient als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen der maximal möglichen Erzeugung und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Diese Information ist zudem zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz notwendig. Ebenso dient das Datum zur Qualitätsprüfung (gemeldete Potentiale und Planungsdaten) und zur Abschätzung möglicher Potentiale für Marktmodell WAPP (keine Planungsdaten verfügbar). Des Weiteren dient das Datum zur Bildung des statischen Aufteilungsschlüssels zur diskriminierungsfreien Anweisung einer Anpassung (Last/Erzeugung - Systembilanz).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
127		<b>Bilanzkreis</b>	Groß-SVE	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die SVE zugeordnet ist. Die Angabe des Bilanzkreises ist für die korrekte Zuordnung von SVE zum Bilanzkreis als Grundlage für die Abwicklung von Entlastungsmaßnahmen nach EnWG § 13 Absatz 1 unverzichtbar. Ferner kann über die Zuordnung der SVE zum Bilanzkreis die Bilanzkreiszeitreihe für Verbrauch geprüft werden. Zudem ist das Datum für die bilanzielle Abwicklung von Entlastungsmaßnahmen notwendig.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
128		<b>Einsatzverantwortlicher</b>	Groß-SVE	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer SVE und die Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich ist. Die Kenntnis des Einsatzverantwortlichen stellt sicher, dass Entlastungsmaßnahmen mit SVE abgewickelt werden können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
129	*	<b>Anteil beeinflussbarer Last</b>	Groß-SVE	Der beeinflussbare Lastanteil bezeichnet den Umfang unter Standardbedingungen der elektrischen Wirkleistungsänderung an einer Verbrauchsstelle, der auf Anforderung gezielt (ggf. zeitlich beschränkt) realisiert werden kann. Die Übermittlung der Angabe wird benötigt, um den Umfang von Entlastungsmaßnahmen beurteilen zu können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 52, 53
130	*	<b>Messlokations-Identifikationsnummer</b>	Groß-SVE	Es ist die ID der Messlokation der SVE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zurodnung der gemeldeten SVE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Verbrauchszeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 52, 53
131		<b>Marktlokations-Identifikationsnummer</b>	Groß-SVE	Es ist die ID der Marktlokation der SVE anzugeben. In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zuordnung der gemeldeten SVE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Verbrauchszeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 52, 53

586

587

588 5.4.2 Planungsdaten

589 Die über die SO GL angeforderten Planungsdaten sind bereits über die GLDPM erfasst. Zur sinnvollen Ergänzung der bisher übermittelten  
 590 Zeitreihe „VERB“ werden fortan die ergänzenden Zeitreihen „minimaler Verbrauch“ (VERB\_min) und „maximaler Verbrauch“ (VERB\_max)  
 591 übermittelt.  
 592

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
132	<b>Entnahme (VERB)</b>	Groß-SVE	Der Wert Verbrauch ist die Netzentnahmeleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SVE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ . Die Entnahme beschreibt die Höhe der geplanten elektrischen Wirkleistungsentnahme und stellt für zahlreiche Vorschauprozesse wie insbesondere D2CF, DACF, IDCF, Kapazitätsberechnung eine wesentliche Einganggröße dar.	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11	Artikel 52 Artikel 53
133	<b>minimale Entnahme (VERB_min)</b>	Groß-SVE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_min in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_min sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_min enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass VERB_min betragsmäßig der Größe VERB_max entspricht.	2, 3, 4, 5, 10	Artikel 52 Artikel 53
134	<b>maximale Entnahme (VERB_max)</b>	Groß-SVE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.	1, 2, 3, 7, 10, 11, 12	Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
135	<b>Positive Primärregelleistung (+PRL)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
136	<b>Negative Primärregelleistung (-PRL)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
137	<b>Positive Sekundärregelleistung (+SRL)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
138	<b>Negative Sekundärregelleistung (-SRL)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	<p>Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.</p> <p>Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.</p>	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
139	<b>Positive Minutenreserveleistung (+MRL)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	<p>Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.</p> <p>Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.</p>	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
140	<b>Negative Minutenreserveleistung (-MRL)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	<p>Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.</p> <p>Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.</p>	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
141	<b>geplante Nichtbeanspruchbarkeit</b>	Groß-SVE	Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die SEE, SSE oder SVE beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der SEE, SSE oder SVE an den ÜNB übermittelt werden. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 52 Artikel 53
142	<b>ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit</b>	Groß-SVE	Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, welche in einer SEE, SSE oder SVE sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an den ÜNB übermittelt. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 52 Artikel 53

593

594

595 5.4.3 Echtzeitdaten

596 Die für die Netzbetreiber nachfolgend aufgelisteten relevanten Echtzeitdaten sollen mit Bezugnahme auf die Artikel 52 und 53 erhoben werden.  
 597 Von Groß-SVE werden die Wirk- und die Blindleistung als Echtzeitinformationen benötigt. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Informationen in  
 598 der Regel bereits vorliegen und nur in Ausnahmefällen neu erhoben werden müssen.

599

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
143	Wirkleistung	Groß-SVE, SVE mit Laststeuerungsdiensten	Wirkleistung am Netzanschlusspunkt bzw. am Netzverknüpfungspunkt, sofern keine topologischen Informationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind. Ausnahme: Verbrauchsanlagen mit vertraglich vereinbarter Flexibilitätsbereitstellung/Laststeuerung werden in jedem Fall einzeln übermittelt. Dient zur Ermittlung des Gesamtstromverbrauchs, zusätzlich notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums.	1, 6, 8	Artikel 52, 53
144	Blindleistung	Groß-SVE	Blindleistung am Netzanschlusspunkt bzw. am Netzverknüpfungspunkt, sofern keine topologischen Informationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind. Die Erfassung der Blindleistung in Echtzeit ist im wesentlichen notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement, Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums	1, 3, 8	Artikel 52, 53

600

601 **6 Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate)**

602 Unter den Implementierungsvorschriften werden die dazugehörigen Prozess- und  
603 Formatdokumente verstanden. Diese lassen sich erst nach dem Ende der Konsultation zum  
604 Artikel 40 Absatz 5 verbindlich festlegen. Der vorliegende Abschnitt ist daher sehr kurz  
605 gefasst.

606  
607 Prinzipiell streben die ÜNB an, für alle mit der SO GL verbundenen Datenaustausche bereits  
608 heute genutzte Formate zu verwenden. Dazu gehören insbesondere die im Rahmen der  
609 GLDPM verwendeten Formate zum Planungsdatenaustausch.

610  
611 Für die Erstellung oder Aktualisierung von Prozess- und Formatbeschreibungen ist der  
612 Zeitraum vom Oktober 2018 bis Februar 2019 vorgesehen.

613



614

615 **7 Hinweis auf Konsultation zu überarbeiteten**  
616 **Präqualifikationsbedingungen für Reservenanbieter**

617 Am 31. Januar 2018 haben die ÜNB eine separate Konsultation zu den überarbeiteten  
618 Präqualifikationsbedingungen für Reservenanbieter eröffnet. Das entsprechende  
619 Konsultationsdokument ist unter

620

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

622

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

628

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

637