

---

Vorschlag aller ÜNB für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

---

12. Februar 2018

---

1  
2

3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45

Die ÜNB unter Erwägung nachstehender Gründe:

### Präambel

- (1) Dieses Dokument ist ein gemeinsam von allen Übertragungsnetzbetreibern (im weiteren Verlauf „ÜNB“ genannt) entwickelter Vorschlag für die Entwicklung eines Vorschlags für eine gemeinsame Netzmodellmethode (im weiteren Verlauf „CGMM“ genannt).
- (2) Dieser Vorschlag (im weiteren Verlauf „CGMM-Vorschlag“ genannt) berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf „Verordnung 2017/1485“ genannt) sowie der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (im weiteren Verlauf „Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ genannt). Ziel der Verordnung 2017/1485 ist es, detaillierte Leitlinien zu den Anforderungen und Grundsätzen betreffend den Systembetrieb festzulegen, um den sicheren Betrieb des Verbundsystems zu gewährleisten. Um dieses Ziel zu unterstützen, müssen alle ÜNB ein gemeinsames Netzmodell nutzen. Ein gemeinsames Netzmodell kann nur auf Grundlage einer gemeinsamen Methode zur Entwicklung eines solchen Modells erstellt werden.
- (3) Artikel 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf „Verordnung 2015/1222“ genannt), auf den in Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 verwiesen wird, legt eine Reihe spezifischer Anforderungen fest, die im CGMM-Vorschlag berücksichtigt werden sollten:
  - „1. Spätestens zehn Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB zusammen einen Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.*
  - 2. Die Methode für ein gemeinsames Netzmodell ermöglicht die Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells. Sie enthält mindestens Folgendes:*
    - (a) eine Definition von Szenarios gemäß Artikel 18;*
    - (b) eine Definition der Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 19;*
    - (c) eine Beschreibung des Prozesses für die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle zum gemeinsamen Netzmodell.“*
- (4) Artikel 67 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 bildet die rechtliche Grundlage für den Vorschlag für eine gemeinsame Netzmodellmethode im Hinblick auf gemeinsame Year-Ahead-Netzmodelle und legt eine Reihe weiterer Anforderungen fest:
  - „Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für die Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead-Netzmodelle auf der Grundlage der gemäß Artikel 66 Absatz 1 erstellten Einzelnetzmodelle. Die Methode muss den Betriebsbedingungen der im Einklang mit Artikel 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 und Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1719 entwickelten Methode für gemeinsame Netzmodelle Rechnung tragen und diese erforderlichenfalls ergänzen; dies betrifft:*

- 46 *a) Fristen für die Einholung der Year-Ahead-Einzelnetzmodelle, für deren Zusammenführung zu*  
47 *einem gemeinsamen Netzmodell und für die Speicherung der Einzelnetzmodelle und der*  
48 *gemeinsamen Netzmodelle;*
- 49 *b) Qualitätskontrolle für die Einzelnetzmodelle und die gemeinsamen Netzmodelle zur*  
50 *Gewährleistung ihrer Vollständigkeit und Konsistenz; und*
- 51 *c) Korrekturen und Verbesserungen der Einzelnetzmodelle und gemeinsamen Netzmodelle,*  
52 *wobei mindestens die unter Buchstabe b genannten Qualitätskontrollen durchzuführen sind.“*
- 53 (5) Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 bildet die rechtliche Grundlage für den Vorschlag für  
54 eine gemeinsame Netzmodellmethode im Hinblick auf gemeinsame Day-Ahead- und Intraday-  
55 Netzmodelle und beinhaltet die folgenden weiteren Anforderungen:
- 56 *„Innerhalb von 6 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB*  
57 *gemeinsam einen Vorschlag für die Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen*  
58 *Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle auf der Grundlage der Einzelnetzmodelle. Diese Methode*  
59 *muss hinsichtlich der folgenden Aspekte den Betriebsbedingungen der nach Artikel 17 der*  
60 *Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelten Methode für gemeinsame Netzmodelle Rechnung*  
61 *tragen und diese erforderlichenfalls ergänzen:*
- 62 *a) Festlegung der Zeitstempel;*
- 63 *b) Fristen für die Einholung der Einzelnetzmodelle, für deren Zusammenführung zu einem*  
64 *gemeinsamen Netzmodell und für die Speicherung der Einzelnetzmodelle und der gemeinsamen*  
65 *Netzmodelle. Die Fristen müssen mit den regionalen Verfahren für die Vorbereitung und*  
66 *Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen vereinbar sein;*
- 67 *c) Qualitätskontrollen für die Einzelnetzmodelle und das gemeinsame Netzmodell zur*  
68 *Gewährleistung ihrer Vollständigkeit und Konsistenz;*
- 69 *d) Korrekturen und Verbesserungen der Einzelnetzmodelle und gemeinsamen Netzmodelle,*  
70 *wobei mindestens die unter Buchstabe c genannten Qualitätskontrollen durchzuführen sind; und*  
71 *e) Verwaltung zusätzlicher Informationen zu betrieblichen Regelungen, wie z. B. Schutzsollwerte*  
72 *oder Netzschutzkonzepte, Stromlaufpläne und Konfigurationen von Umspannwerken zur*  
73 *Bewerkstelligung der Betriebssicherheit.“*
- 74 (6) Während die CGMM nach der Verordnung 2015/1222 die Einrichtung eines gemeinsamen  
75 Netzmodells zum Zwecke der Berechnung der Kapazität für die Day-Ahead- und Intraday-  
76 Kapazitätsberechnungszeitbereiche und die gemeinsame Netzmodellmethode nach der Verordnung  
77 (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die  
78 Vergabe langfristiger Kapazität die Einrichtung eines gemeinsamen Netzmodells zum Zwecke der  
79 Berechnung langfristiger Kapazität zum Ziel haben, befasst sich der vorliegende CGMM-Vorschlag  
80 mit der Erstellung gemeinsamer Netzmodelle für unterschiedliche Systemführungsprozesse. Da die  
81 durch Artikel 67 Absatz 1 bzw. Artikel 70 Absatz 1 geforderten Methoden, auf die vorstehend  
82 verwiesen wurde, inhärent verbunden sind, stellt dieser CGMM-Vorschlag aus Gründen der Effizienz  
83 einen gemeinsamen Vorschlag für beide Methoden dar.
- 84 (7) Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung 2015/1222 definiert das gemeinsame Netzmodell als:
- 85 *„einen von verschiedenen ÜNB vereinbarten unionsweiten Datensatz, der die Hauptmerkmale*  
86 *des elektrischen Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die Regeln für die*  
87 *Änderung dieser Merkmale während des Kapazitätsberechnungsprozesses beschreibt“*
- 88 (8) Artikel 2(4) der Verordnung 2015/1222 definiert ein Szenario als:
- 89 *„den für einen bestimmten Zeitbereich prognostizierten Status des elektrischen Energiesystems“*
- 90 (9) Artikel 2(1) der Verordnung 2015/1222 definiert ein Einzelnetzmodell als:

- 91 *„einen von den zuständigen ÜNB erstellten Datensatz, der die Merkmale des elektrischen*  
92 *Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die dazugehörigen Regeln für die*  
93 *Änderung dieser Merkmale während der Kapazitätsberechnung beschreibt und der zur Bildung*  
94 *des gemeinsamen Netzmodells mit den übrigen Einzelnetzmodellkomponenten*  
95 *zusammengeführt werden muss“*
- 96 (10) Die Anforderungen gemäß Artikel 17 werden in Artikel 18 und 19 der Verordnung 2015/1222  
97 näher beschrieben. Artikel 18 schreibt Folgendes zu den Szenarien vor:  
98 *„1. Für jeden Kapazitätsberechnungsbereich des Artikels 14 Absatz 1 Buchstaben a und b*  
99 *erarbeiten alle ÜNB zusammen gemeinsame Szenarios. Die gemeinsamen Szenarios werden*  
100 *verwendet, um für das Verbundnetz im gemeinsamen Netzmodell eine bestimmte*  
101 *prognostizierte Situation in Bezug auf Erzeugung, Last und Netztopologie zu beschreiben.*  
102 *2. Für den Day-Ahead- und für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich wird jeweils ein*  
103 *Szenario pro Marktzeiteinheit entwickelt.*  
104 *3. Für jedes Szenario legen alle ÜNB zusammen gemeinsame Regeln fest, um die Nettoposition*  
105 *in jeder Gebotszone und den Lastfluss für jede Gleichstromleitung zu bestimmen. Diese*  
106 *gemeinsamen Regeln beruhen für jedes Szenario auf der besten verfügbaren Prognose der*  
107 *Nettoposition für jede Gebotszone und auf der besten Prognose der Lastflüsse auf jeder*  
108 *Gleichstromleitung und sehen vor, dass die Bilanz zwischen Erzeugung und Last im*  
109 *Übertragungsnetz der Union insgesamt ausgeglichen ist. Bei der Entwicklung der Szenarios darf*  
110 *es gemäß Anhang I Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 keine unzulässige*  
111 *Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch geben.“*  
112 1.7 im Anhang I zu der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 schreibt vor:  
113 *„Bei der Bestimmung der Netzgebiete, in denen und zwischen denen Engpassmanagement*  
114 *betrieben werden soll, lassen sich die ÜNB von den Grundsätzen der Rentabilität und der*  
115 *Minimierung negativer Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt leiten. Insbesondere*  
116 *dürfen die ÜNB die Verbindungskapazität, außer aus Gründen der Betriebssicherheit, nicht*  
117 *beschränken, um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben, es sei denn aus*  
118 *den oben genannten Gründen und aus Gründen der Betriebssicherheit. Falls eine solche*  
119 *Situation eintritt, wird sie von den ÜNB beschrieben und allen Netznutzern in transparenter*  
120 *Weise dargelegt. Eine solche Situation kann nur so lange geduldet werden, bis eine langfristige*  
121 *Lösung gefunden wird. Die Methodik und die Projekte, durch die eine langfristige Lösung*  
122 *erreicht werden soll, werden von den ÜNB beschrieben und allen Netznutzern in transparenter*  
123 *Weise dargelegt.“*
- 124 (11) Artikel 19 der Verordnung 2015/1222 legt spezifischere Anforderungen im Hinblick auf  
125 Einzelnetzmodelle, die grundlegenden Erstellungselemente des gemeinsamen Netzmodells, fest:  
126 *„1. Für jede Gebotszone und für jedes Szenario gilt:*  
127 *a) Alle ÜNB der Gebotszone stellen gemeinsam ein einheitliches Einzelnetzmodell bereit, das die*  
128 *Anforderungen des Artikels 18 Absatz 3 erfüllt, oder*  
129 *b) jeder ÜNB der Gebotszone stellt ein Einzelnetzmodell für seine Regelzone, einschließlich*  
130 *Verbindungsleitungen, bereit, sofern die Summe der Nettopositionen in den Regelzonen,*  
131 *einschließlich Verbindungsleitungen, die die Gebotszone abdecken, die Vorgaben des Artikels 18*  
132 *Absatz 3 erfüllt.*  
133 *2. Jedes Einzelnetzmodell stellt für jedes von dem (den) ÜNB festgelegte Szenario die zum*  
134 *Zeitpunkt der Erstellung des Einzelnetzmodells bestmögliche Prognose der*  
135 *Übertragungsnetzbedingungen dar.*

- 136 3. Die Einzelnetzmodelle umfassen alle Netzelemente des Übertragungsnetzes, die in der  
137 regionalen Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden.
- 138 4. Die Art und Weise, in der die Einzelnetzmodelle erstellt werden, wird von allen ÜNB soweit  
139 wie möglich harmonisiert.
- 140 5. Jeder ÜNB stellt im Einzelnetzmodell alle Daten bereit, die für Wirk- und  
141 Blindleistungsflussanalysen und Spannungsanalysen im stationären Zustand erforderlich sind.
- 142 6. Gegebenenfalls tauschen die einzelnen ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion nach einer  
143 entsprechenden Vereinbarung aller ÜNB dieser Kapazitätsberechnungsregion untereinander  
144 Daten aus, um Spannungs- und dynamische Stabilitätsanalysen zu ermöglichen.“
- 145 (12) Artikel 79 Absatz 5 der Verordnung 2017/1485 legt die folgende Anforderung im Hinblick auf  
146 regionale Sicherheitskoordinatoren fest:  
147 „Ein regionaler Sicherheitskoordinator wird von allen ÜNB gemäß den in Artikel 67 Absatz 1 und  
148 Artikel 70 Absatz 1 genannten Methoden sowie im Einklang mit Artikel 28 der Verordnung (EU)  
149 2015/1222 damit beauftragt, das gemeinsame Netzmodell für jeden Zeitbereich zu erstellen und  
150 es in der OPDE von ENTSO (Strom) zu speichern.“
- 151 (13) Artikel 6 Absatz 6 der Verordnung 2017/1485 legt zwei weitere Verpflichtungen fest:  
152 „Der Vorschlag für Geschäftsbedingungen oder Methoden enthält einen Vorschlag für den  
153 Zeitplan ihrer Umsetzung und eine Beschreibung ihrer voraussichtlichen Auswirkungen auf die  
154 Ziele dieser Verordnung.“  
155 Die erwartete Auswirkung auf die Ziele wird nachstehend beschrieben (Punkte (13) bis (18)  
156 dieser Präambel).
- 157 (14) Der CGMM-Vorschlag unterstützt die Erreichung der Zielsetzungen gemäß Artikel 4 Absatz 1 der  
158 Verordnung 2017/1485 ohne diese zu behindern. Der CGMM-Vorschlag dient insbesondere dazu,  
159 gemeinsame Betriebssicherheitsanforderungen und Grundsätze durch Vorschreiben einer  
160 gemeinsamen Methode für die Erstellung von Einzelnetzmodellen zur Zusammenführung in  
161 einem gemeinsamen europaweiten Netzmodell zu bestimmen.
- 162 (15) Die Entwicklung des gemeinsamen Netzmodells und dessen Nutzung für die betriebliche  
163 Planung werden gemäß Artikel 4 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 und unter  
164 Berücksichtigung der gemäß Verordnung 2017/1485 zu entwickelnden weiteren Methoden zur  
165 Festlegung gemeinsamer Verbundsystem-Betriebsplanungsgrundsätze beitragen, indem sie eine  
166 gemeinsame Methode und Informationen für die Erstellung der in einem gemeinsamen  
167 europaweiten Netzmodells zusammenzuführenden Einzelnetzmodelle sicherstellen.
- 168 (16) Der CGMM-Vorschlag gewährleistet durch ein gemeinsames Netzmodell auf der Grundlage einer  
169 gemeinsamen, bindenden Methode das Erreichen des Ziels eines effizienten Betriebes und  
170 Ausbaus des Stromübertragungssystems und des Stromsektors in der Union insoweit, als die  
171 Entwicklung eines gemeinsamen Netzmodells auf einer bindenden Methode basiert, die von den  
172 Stakeholdern gemäß der Verordnung 2017/1485 geprüft wurde und von den  
173 Regulierungsbehörden vor der Anwendung in der Union genehmigt wird.
- 174 (17) Die gemeinsame Netzmodellmethode gewährleistet und verbessert die Transparenz und  
175 Zuverlässigkeit der Informationen im Übertragungssystembetrieb durch die Überwachung von  
176 Qualitätsindikatoren und die Veröffentlichung der Indikatoren und Überwachungsergebnisse.
- 177 (18) Der CGMM-Vorschlag unterstützt zudem das Ziel der Gewährleistung der Bedingungen zur  
178 Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union (Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe  
179 (d) der Verordnung 2017/1485) durch die Lieferung eines gemeinsamen Netzmodells auf der  
180 Grundlage einer gemeinsamen Methode, welche die für die Erstellung der Einzelnetzmodelle zur

---

181 Zusammenführung in einem gemeinsamen europaweiten Netzmodell zu liefernden  
182 Informationen definiert.

183 (19) Schließlich unterstützt der CGMM-Vorschlag die Koordination des Netzbetriebes und der  
184 Betriebsplanung durch die Einrichtung eines gemeinsamen Netzmodells des europaweiten  
185 Stromnetzes, das in koordinierter Weise in der gesamten Union angewendet wird (Artikel 4  
186 Absatz 1 Buchstabe (f) der Verordnung 2017/1485).

187 (20) Zusammenfassend fördert der CGMM-Vorschlag die allgemeinen Zielsetzungen der Verordnung  
188 2017/1485 zum Wohl aller ÜNB, der NEMO, der Agentur, der Regulierungsbehörden und der  
189 Marktteilnehmer.

190

191 LEGEN DEN FOLGENDEN CGMM-VORSCHLAG ALLEN REGULIERUNGSBEHÖRDEN VOR:



## Artikel 1

### Gegenstand und Anwendungsbereich

1. Die in diesem Vorschlag beschriebene gemeinsame Netzmodellmethode ist der gemeinsame Vorschlag aller ÜNB gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485.
2. Diese Methode gilt für alle ÜNB in dem in Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Bereich.
3. ÜNB aus Ländern außerhalb des in Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Bereichs können ihr Einzelnetzmodell vorlegen und in das gemeinsame Netzmodell einbinden lassen und freiwillig an dem CGM-Prozess teilnehmen, sofern
  - a. dies für diese ÜNB technisch möglich und mit den Anforderungen der Verordnung 2017/1485 zu vereinbaren ist;
  - b. die ÜNB zustimmen, dass sie dieselben Rechte und Pflichten in Bezug auf den CGM-Prozess haben wie die in Absatz 1 genannten ÜNB und insbesondere akzeptieren, dass diese Methode für die relevanten Parteien auch in ihren Regelzonen gilt;
  - c. die ÜNB alle anderen eventuell von den in Absatz 1 genannten ÜNB gestellten Bedingungen in Verbindung mit der Freiwilligkeit ihrer Beteiligung an dem CGM-Prozess akzeptieren;
  - d. die in Absatz 1 genannten ÜNB eine Vereinbarung über die Bedingungen der freiwilligen Teilnahme mit den in diesem Absatz genannten ÜNB getroffen haben;
  - e. die in Absatz 1 genannten ÜNB nach der Prüfung der Erfüllung der in (a), (b), (c) und (d) beschriebenen Anforderungen und nachdem die an dem CGM-Prozess teilnehmenden ÜNB die objektive Erfüllung der Anforderungen gemäß (a), (b), (c) und (d) nachgewiesen haben, den Antrag der ÜNB auf Teilnahme an dem CGM-Prozess gemäß dem in Artikel 5 Absatz 3 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Verfahren genehmigt haben.
4. Die in Absatz 1 genannten ÜNB verpflichten sich, dafür Sorge zu tragen, dass die in Absatz 3 genannten und freiwillig an dem CGM-Prozess teilnehmenden ÜNB ihre Verpflichtungen erfüllen. Sofern ein gemäß Absatz 3 an dem CGM-Prozess teilnehmender ÜNB seine wesentlichen Verpflichtungen in einer Weise missachtet, welche die Implementierung und Anwendung der Verordnung 2017/1485 gefährdet, verpflichten sich die in Absatz 1 genannten ÜNB, die freiwillige Beteiligung dieses ÜNB an dem CGM-Prozess gemäß dem in Artikel 5 Absatz 3 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Verfahren zu kündigen.

## Artikel 2

### Begriffsbestimmungen und Auslegung

Die verwendeten Begriffe haben für die Zwecke dieses Vorschlags die Bedeutung der in Artikel 3 der Verordnung 2017/1485 und in anderen darin genannten Rechtsvorschriften sowie in Artikel 2 der gemeinsamen Netzmodellmethode gemäß Artikel 17 der Verordnung 2015/1222 enthaltenen Definitionen.

## Artikel 3

### Szenarien

1. Bei der Entwicklung von Year-Ahead-Einzelnetzmodellen gemäß Artikel 66 der Verordnung 2017/1485 erstellt jeder ÜNB ein Year-Ahead-Einzelnetzmodell für jedes der gemäß Artikel 65 der Verordnung 2017/1485 entwickelten Szenarien, sowie gegebenenfalls weitere nach der gemäß

- 237 Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1719 entwickelten gemeinsamen Netzmodellmethode  
238 bestimmte Szenarien.
- 239 2. Bei der Entwicklung von Day-Ahead-Einzelnetzmodellen für jeden Marktzeitbereich am Tag vor dem  
240 Tag der Lieferung und bei der Entwicklung von Intraday-Einzelnetzmodellen für jede zukünftige  
241 Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung muss jeder ÜNB die in Absatz 3 beschriebenen Grundsätze  
242 anwenden.
- 243 3. Die folgenden Grundsätze gelten für alle Day-Ahead- und Intraday-Szenarien:
- 244 a. Prognostizierte Situation für die Netz-Topologie:
- 245 i. Ausfälle sind ungeachtet der Ursache abzubilden, egal ob das Netzelement  
246 erwartungsgemäß für die gesamte Dauer des Szenarios oder nur für einen Teil  
247 desselben nicht verfügbar sein wird;
- 248 ii. Netzelemente, die eine Spannungsregelung unterstützen, sind einzubinden, auch  
249 wenn diese aus betrieblichen Gründen abgeschaltet werden können;
- 250 iii. Die Topologie muss die betriebliche Situation wiedergeben.
- 251 b. Wo strukturelle Daten sich während des Zeitraums, auf den sich das Szenario bezieht,  
252 ändern:
- 253 i. Netzwerkelemente, die hinzugefügt oder entfernt werden, sind für die gesamte  
254 Dauer des Szenarios einzubinden und aus der Einzelnetzmodell-Topologie in allen  
255 Szenarien zu entfernen, wenn diese nicht mindestens für einen Teil des Szenarios  
256 verfügbar sind;
- 257 ii. Änderungen der Eigenschaften der Netzelemente sind durch Einbindung der  
258 Eigenschaften, deren Nutzung aus Sicht der Betriebssicherheit besonders  
259 konservativ ist, zu handhaben;
- 260 c. Betriebliche Grenzen:
- 261 i. Jeder ÜNB muss die geeigneten Grenzen entsprechend Artikel 14 Absatz 3 für  
262 jedes Netzelement anwenden;
- 263 ii. Für Wärmegrenzen muss jeder ÜNB die PATL und TATL anwenden.
- 264 d. In Bezug auf die prognostizierte Erzeugungssituation
- 265 i. muss jeder ÜNB für die variable Erzeugung die aktuellste Prognose der variablen  
266 Erzeugung verwenden;
- 267 ii. Für die abrufbare Erzeugung: Jeder ÜNB muss seine Prognose auf Fahrpläne  
268 stützen;
- 269 e. In Bezug auf die prognostizierte Lastsituation
- 270 i. muss jeder ÜNB seine Prognose auf die beste Lastprognose stützen;
- 271 f. in Bezug auf die Nettoposition in jeder Gebotszone und den Fluss für jede  
272 Gleichstromleitung
- 273 i. muss jeder ÜNB die aktuellsten verfügbaren Ergebnisse gemäß Artikel 13 und  
274 Artikel 18 nutzen.

#### Artikel 4

##### Einzelnetzmodelle

- 279 1. Gemäß Artikel 66 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 muss jeder ÜNB ein Year-Ahead-  
280 Einzelnetzmodell für jedes der gemäß Artikel 65 der Verordnung 2017/1485 entwickelten Szenarien  
281 erstellen.



- 282 2. Gemäß Artikel 70 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 muss jeder ÜNB ein Day-Ahead-  
283 Einzelnetzmodell für jede Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung erstellen. Der Mittelpunkt jeder  
284 Marktzeiteinheit ist als Referenzzeitstempel zu verwenden.
- 285 3. Gemäß Artikel 70 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 muss vor jeder Referenzzeit jeder ÜNB ein  
286 Intraday-Einzelnetzmodell für jede Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung zwischen der  
287 Referenzzeit und der acht Stunden nach der Referenzzeit liegenden Zeit erstellen. Die  
288 Referenzzeiten sind 00:00 Uhr, 08:00 Uhr und 16:00 Uhr. Der Mittelpunkt jeder Marktzeiteinheit ist  
289 als Referenzzeitstempel zu verwenden.
- 290 4. Gemäß Artikel 70 Absatz 2 und Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485 muss  
291 jeder ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion ein Intraday-Einzelnetzmodell für jede  
292 Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung zwischen den gemäß Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (a)  
293 definierten Referenzzeiten (sofern vorhanden) und der Zeit T Stunden später als Referenzzeit  
294 erstellen. Alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion müssen gemeinsam den Parameter T sowie  
295 die weiteren Referenzzeiten gemäß Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485  
296 festlegen und diese Informationen (sofern vorhanden) im Internet veröffentlichen. Der Mittelpunkt  
297 jeder Marktzeiteinheit ist als Referenzzeitstempel zu verwenden.
- 298 5. Bei der Erstellung der Einzelnetzmodelle muss jeder ÜNB zur Gewährleistung von Qualität,  
299 Vollständigkeit und Konsistenz die folgenden Schritte ausführen:
- 300 a. Erstellen eines aktuellen Netzmodells, welches die in Artikel 5 bis 11 beschriebenen  
301 strukturellen Daten umfasst;
- 302 b. Identifizieren und Einbinden struktureller Veränderungen anhand der in Artikel 3  
303 beschriebenen Grundsätze;
- 304 c. Einbinden aktueller betrieblicher Annahmen durch Aufnahme der in den Artikeln 12 bis 16  
305 beschriebenen variablen Daten in das Modell;
- 306 d. Austausch der in Artikel 17 beschriebenen Daten mit allen anderen ÜNB über die in Artikel  
307 21 genannte OPDE der ENTSO (Strom);
- 308 e. Anwendung der gemeinsamen Regeln für die Bestimmung der Nettoposition in jeder  
309 Gebotszone und den Fluss für jede Gleichstromleitung gemäß den Artikeln 18 und 19;
- 310 f. Sicherstellen, dass das Modell mit den Nettopositionen und Lastflüssen in den  
311 Gleichstromleitungen gemäß den Artikeln 18 und 19 konsistent ist;
- 312 g. Sicherstellen, dass bereits beschlossene und in das Modell eingebundene  
313 Entlastungsmaßnahmen (sofern vorhanden) gemäß Artikel 70 Absatz 4 der Verordnung  
314 2017/1485 eindeutig identifizierbar und - unter anderem - mit der gemäß Artikel 76 Absatz  
315 1 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 in koordinierter Weise verwalteten Methode  
316 zur Vorbereitung von Entlastungsmaßnahmen und der allgemeinen Zielsetzung der  
317 diskriminierungsfreien Behandlung gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe (a) der Verordnung  
318 2017/1485 vereinbar sind;
- 319 h. Durchführen einer Lastflussrechnung, um Folgendes zu prüfen:
- 320 i. die Konvergenz der Lösung;
- 321 ii. die Plausibilität der Knotenspannungen und Wirkleistungs- und Blindleistungsflüsse  
322 in Netzelementen;
- 323 iii. die Plausibilität der Wirkleistung und Blindleistung der einzelnen Generatoren;
- 324 iv. die Plausibilität der Blindleistung/des Stromverbrauchs der mit  
325 Nebenschlussstromkreisen verbundenen Blindstromgeräte; und
- 326 v. die Konformität mit allen anzuwendenden Betriebssicherheitsnormen;

- 327 i. Bei Bedarf Ändern des Netzmodells bzw. der betrieblichen Annahmen und Schritt (h)  
328 wiederholen;  
329 j. Gegebenenfalls eine Netzreduktion gemäß Artikel 11 vornehmen;  
330 k. Das Einzelnetzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 exportieren  
331 und zur Zusammenführung in einem gemeinsamen Netzmodell über die in Artikel 21  
332 beschriebene OPDE der ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;  
333 l. Sicherstellen, dass das Einzelnetzmodell die Qualitätskriterien gemäß Artikel 23 erfüllt;  
334 m. Bei Bedarf Wiederholen der entsprechenden Schritte gemäß den anderen in dieser  
335 Methode beschriebenen Verpflichtungen.
- 336 6. Jeder ÜNB muss den in Artikel 20 beschriebenen Prozess zur Zusammenführung der  
337 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell beachten.
- 338 7. Jeder ÜNB muss die in Artikel 22 festgelegten Anforderungen einhalten. Alle in diesem CGMM-  
339 Vorschlag angegebenen Zeiten beziehen sich auf Marktzeitbereiche gemäß der Definition in Artikel  
340 2(15) der Verordnung 2015/1222.
- 341  
342

## Artikel 5

### In die Einzelnetzmodelle einzubindende Daten

- 345 1. Einzelnetzmodelle müssen die Elemente der 220 kV und Hochspannungsübertragungssysteme,  
346 einschließlich Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme, enthalten. Elemente des  
347 Übertragungssystems mit einer Spannung von unter 220 kV sind einzubinden, soweit diese  
348 signifikante Auswirkungen auf das Übertragungssystem des ÜNB haben. Dies verlangt mindestens  
349 die Einbindung der Elemente des Hochspannungsnetzes, die für die Analyse der regionalen  
350 Betriebssicherheit für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden, sowie aller weiteren  
351 Netzelemente, deren Einbindung für eine angemessene Darstellung der entsprechenden Teile des  
352 Netzes erforderlich ist, einschließlich der mit diesen verbundenen Netzelemente.
- 353 2. Jedes eingebundene Netzelement ist durch einen unverwechselbaren Identifikator zu  
354 kennzeichnen.
- 355 3. Sofern sich diese Methode auf eine Aufschlüsselung nach primären Energieträgern bezieht, ist eine  
356 Aufschlüsselung nach primären Energieträgern wie auf der zentralen  
357 Informationstransparenzplattform gemäß der Verordnung 543/2013 erforderlich.
- 358 4. Sofern die erforderlichen Daten dem ÜNB nicht zur Verfügung stehen, muss der ÜNB stattdessen  
359 seine bestmögliche Schätzung verwenden.
- 360  
361

## Artikel 6

### Netzelemente

- 364 1. Die in Paragraph 2 dieses Artikels beschriebenen Netzelemente sind in jedes Einzelnetzmodell  
365 einzubinden, unabhängig davon, ob diese von dem ÜNB oder einem VNB (einschließlich Anschluss-  
366 Netzbetreiber) betrieben werden, wenn die Spannungsebene dieser Netzelemente  
367 a. mindestens 220 kV beträgt;  
368 b. weniger als 220 kV beträgt und die Netzelemente für die regionale  
369 Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
- 370 2. Hierfür sind die folgenden Netzelemente und Daten zu liefern:

- 371 a. Umspannwerke: Spannungsebenen, Sammelschienen und, sofern für den von dem ÜNB  
372 verwendeten Abbildungsansatz zutreffend, Schaltanlagen zur Einbindung des  
373 Schaltanlagenidentifikators und des Schaltanlagentyps, einschließlich entweder Trenner,  
374 Trennschalter oder Lasttrennschalter;  
375 b. Leitungen oder Kabel: elektrische Eigenschaften und die Umspannwerke, mit denen diese  
376 Kabel oder Leitungen verbunden sind;  
377 c. Leistungstransformatoren einschließlich Querregel-transformatoren: elektrische  
378 Eigenschaften der Umspannwerke, mit denen die Transformatoren verbunden sind, des  
379 Laststufenschaltertyps und der Regelungsart, sofern anwendbar;  
380 d. Kompensationsgeräte und flexible Wechselstromübertragungssysteme (FACTS): Typ,  
381 elektrische Eigenschaften und Art der Regelung, sofern anwendbar.
- 382 3. Ein Modell oder Modell-Äquivalent dieser Teile des mit einer Spannung von weniger als 220 kV  
383 betriebenen Netzes ist in das Einzelnetzmodell einzubinden, unabhängig davon, ob diese Teile des  
384 Netzes von dem ÜNB oder einem VNB (einschließlich Anschluss-Netzbetreiber) betrieben werden,  
385 wenn
- 386 a. diese Teile des Netzes Elemente beinhalten, die für die regionale Betriebssicherheitsanalyse  
387 verwendet werden, oder
- 388 b. die relevanten Netzelemente in diesen Teilen des Netzes eine
- 389 i. detailliert abgebildete Erzeugungsanlage oder Last gemäß Artikel 8 oder 9 mit dem  
390 220-kV- oder höheren Spannungsebenen verbinden;
- 391 ii. zwei Knoten am 220-kV- oder höheren Spannungsebenen verbinden.
- 392 4. Modelle oder Modell-Äquivalente dieser Teile des mit einer Spannung von weniger als 100 kV  
393 betriebenen Netzes sind nur dann in das Einzelnetzmodell einzubinden, soweit dies für eine  
394 geeignete Darstellung der entsprechenden Teile des Netzes, einschließlich der mit diesen  
395 verbundenen Netzteile, erforderlich ist.
- 396 5. Ungeachtet der Spannungsebene müssen Netzmodelle und Netzmodell-Äquivalente gemäß  
397 Paragraph 3 bzw. 4 mindestens die Lastgesamtsummen getrennt von der Erzeugung und die  
398 Erzeugungskapazität getrennt nach primären Energieträgern und getrennt von der Last in den  
399 entsprechen Teilen des Netzes aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodell-Äquivalents  
400 oder den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind,  
401 enthalten.

## Artikel 7

### Grenzpunkte

- 406 1. Die betroffenen ÜNB müssen für jede relevante Grenze ihre jeweiligen Verantwortlichkeiten für die  
407 Abbildung des Netzes abgrenzen, indem sie entsprechende Grenzpunkte vereinbaren.
- 408 2. Jeder ÜNB muss alle relevanten Netzelemente auf seiner Seite jedes Grenzpunkts in sein  
409 Einzelnetzmodell einbinden.
- 410 3. Jeder ÜNB muss alle Grenzpunkte mit einer fiktiven Einspeisung in sein Einzelnetzmodell einbinden.  
411

412  
413  
414  
415  
416  
417  
418  
419  
420  
421  
422  
423  
424  
425  
426  
427  
428  
429  
430  
431  
432  
433  
434  
435  
436  
437  
438  
439  
440  
441  
442  
443  
444  
445  
446  
447  
448  
449  
450  
451

## Artikel 8 Erzeugung

1. Erzeugungsanlagen einschließlich rotierender Phasenschieber und Pumpen sind detailliert abzubilden, soweit diese mit einer Spannungsebene von
  - a. mindestens 220 kV;
  - b. oder weniger als 220 kV verbunden sind und für die regionale Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
2. Mehrere identische oder vergleichbare Erzeugungseinheiten können detailliert in einem Verbund abgebildet werden, wenn dieser Abbildungsansatz für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ausreichend ist. Für detailliert im Verbund abgebildete Erzeugungsanlagen ist ein Äquivalenzmodell in das Einzelnetzmodell einzubinden.
3. Nicht detailliert abgebildete Erzeugungskapazitäten sind in dem Einzelnetzmodell als Gesamtsummen abzubilden.
4. Die folgenden Daten sind für detailliert abgebildete Erzeugungsanlagen und Erzeugungskapazitätsgesamtsummen getrennt nach primären Energieträgern und von der Last getrennt in das Einzelnetzmodell einzubinden:
  - a. Anschlusspunkt;
  - b. primärer Energieträger.
5. Die folgenden Daten sind für detailliert abgebildete Erzeugungsanlagen in das Einzelnetzmodell einzubinden:
  - a. Maximale und minimale Wirkleistung definiert als die Werte, auf die sich eine Erzeugungsanlage einstellen kann. Im Fall von Erzeugungsanlagen mit hydroelektrischem Pumpspeicher sind zwei Zyklen abzubilden und zwei Datentypen müssen geliefert werden (d. h. eine für den Erzeugungs- und eine für den Pumpenmodus);
  - b. Einer der folgenden Steuermodi: „deaktiviert“, „Spannungsregelung“, „Leistungsfaktorregelung“, „Blindleistungsregelung“ und für spannungsgesteuerte Erzeugungsanlagen die geregelten Sammelschienen, an denen der Spannungs-Sollwert anliegt;
  - c. Die maximale und minimale Blindleistung, sofern die minimale und maximale Wirkleistung geliefert wird, sowie gegebenenfalls die verbundene Kapazitätskurve für die regionale Betriebssicherheitsanalyse;
  - d. Der Eigenbedarf der Erzeugungsanlage entsprechend dem eigenen Bedarf der Erzeugungsanlage ist als nicht-konforme Last am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage abzubilden, sofern dies für die regionale Betriebssicherheitsanalyse erforderlich ist.
6. Die folgenden Daten für als Gesamtsummen abgebildete Erzeugungsanlagen sind in das Einzelnetzmodell einzubinden:
  - a. Aggregierte Erzeugungskapazität getrennt nach primären Energieträgern und getrennt von der Last in den entsprechenden Teilen des Netzes aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodell-Äquivalents oder den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind.

## Artikel 9

### Last

1. Lasten sind detailliert abzubilden, wenn diese mit einer Spannungsebene von
  - a. mindestens 220 kV;
  - b. oder weniger als 220 kV verbunden sind und für die regionale Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
2. Mehrere identische oder vergleichbare Lasten können detailliert in einem Verbund abgebildet werden, wenn dieser Abbildungsansatz für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ausreichend ist. Für detailliert im Verbund abgebildete Lasten ist ein Äquivalenzmodell in das Einzelnetzmodell einzubinden.
3. Nicht detailliert abgebildete Lasten sind in dem Einzelnetzmodell als Gesamtsummen abzubilden.
4. Die folgenden Daten sind für detailliert abgebildete Lasten und Last-Gesamtsummen von der Erzeugung getrennt in das Einzelnetzmodell einzubinden:
  - a. Anschlusspunkt;
  - b. Leistungsfaktor oder Blindleistung;
  - c. Anpassungsmarker (wobei „wahr“ bedeutet, dass der Wirk- und Blindleistungsverbrauch der Last bei Skalierung der Gesamtlast anzupassen ist).
5. Die folgenden Daten für als Gesamtsummen abgebildete Lasten sind in das Einzelnetzmodell einzubinden:
  - a. Last-Gesamtsummen (getrennt von der Erzeugung) in den entsprechenden Teilen des Netzes aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodell-Äquivalents oder den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind.

## Artikel 10

### HGÜ-Verbindungen

1. HGÜ-Verbindungen sind abzubilden, unabhängig davon, ob sich diese vollständig in einer einzigen Gebotszone befinden oder zwei Gebotszonen verbinden.
2. Die ÜNB, in deren Gebotszone(n) sich die HGÜ-Verbindung(en) befindet/befinden, oder die ÜNB, deren Gebotszonen durch die HGÜ-Verbindung verbunden werden, müssen über den Detailgrad entscheiden, mit dem die HGÜ-Verbindung abgebildet werden soll. Die Entscheidung muss auf dem Verwendungszweck der HGÜ-Verbindung basieren. Die HGÜ-Verbindung ist im Normalfall detailliert abzubilden und der Wechselstrom/Gleichstrom-Teil der HGÜ-Verbindung ist von den betroffenen ÜNB auszutauschen, sofern der Verwendungszweck dies erfordert.
3. Die folgenden Daten sind für detailliert und vereinfacht abgebildete HGÜ-Verbindungen in das Einzelnetzmodell einzubinden:
  - a. Anschlusspunkte.
4. Die betroffenen ÜNB müssen sich für detailliert abgebildete gebotszonenübergreifende HGÜ-Verbindungen einigen, welcher ÜNB das detaillierte Modell durch Einbindung in sein Einzelnetzmodell oder separate Bereitstellung liefern soll. Im Fall von HGÜ-Verbindungen, die den CGM-Bereich mit einer Gebotszone verbinden, die nicht Teil des CGM-Bereichs ist, muss der ÜNB innerhalb des CGM-Bereichs das detaillierte Modell in sein Einzelnetzmodell einbinden. Detaillierte Modelle der HGÜ-Verbindungen müssen Folgendes umfassen:
  - a. Elektrische Eigenschaften;
  - b. Arten und Eigenschaften der unterstützten Steuerungsmodi.

- 497 5. In vereinfachter Weise abgebildete HGÜ-Verbindungen müssen durch äquivalente Einspeisungen  
498 an den Anschlusspunkten dargestellt werden.  
499 6. Im Fall von HGÜ-Verbindungen, die den CGM-Bereich mit einer Gebotszone verbinden, die nicht  
500 Teil des CGM-Bereichs ist, muss der ÜNB innerhalb des CGM-Bereichs versuchen, eine  
501 Vereinbarung mit den nicht an diese Methode verbundenen Eigentümern der HGÜ-Verbindungen zu  
502 schließen, um ihre Unterstützung bei der Erfüllung der in diesem Artikel beschriebenen  
503 Anforderungen sicherzustellen.  
504  
505

## Artikel 11

### Abbildung angrenzender Netze

- 508 1. Jeder ÜNB muss HGÜ-Verbindungen mit angrenzenden Netzen gemäß Artikel 10 darstellen.  
509 2. Jeder ÜNB muss Wechselstrom-Verbindungen mit angrenzenden Netzen gemäß diesem Artikel  
510 darstellen.  
511 3. Jeder ÜNB muss zu Beginn des in Artikel 4 beschriebenen Prozesses ein Netzmodell-Äquivalent der  
512 benachbarten Netze in seinem Einzelnetzmodell nutzen.  
513  
514

## Artikel 12

### Topologie

- 517 1. Der ÜNB muss bei der Erstellung seines Einzelnetzmodells dafür Sorge tragen, dass  
518 a. das Einzelnetzmodell den Schaltzustand – offen oder geschlossen – aller abgebildeten  
519 Schaltanlagen darstellt;  
520 b. das Einzelnetzmodell die Stufenposition aller abgebildeten Leistungstransformatoren mit  
521 Laststufenschaltern einschließlich Querregeltransformatoren anzeigt;  
522 c. die Topologie des Einzelnetzmodells die geplante oder ungeplante Nichtverfügbarkeit der  
523 abgebildeten Betriebsmittel darstellt, die bekanntermaßen entsprechend den in Artikel 3  
524 beschriebenen Szenarien nicht verfügbar sein werden;  
525 d. die Topologie des Einzelnetzmodells aktualisiert wird, um Entlastungsmaßnahmen gemäß  
526 Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 sowie weitere Topologie-  
527 Entlastungsmaßnahmen (sofern anwendbar) wiederzugeben;  
528 e. die Topologie des Einzelnetzmodells unter Berücksichtigung der Punkte c) und d) die beste  
529 Prognose der Betriebssituation wiedergibt;  
530 f. die Einzelheiten der Abbildung und der Schaltzustand der Interkonnektoren und  
531 Kuppelleitungen zu anderen ÜNB mit den Einzelnetzmodellen der jeweils benachbarten  
532 ÜNB konsistent sind;  
533 g. die Topologie aller für Intraday-Zwecke erstellten Einzelnetzmodell die ungeplante  
534 Nichtverfügbarkeit der abgebildeten Anlagen wiedergibt.  
535  
536

## Artikel 13

### Energieeinspeisung und Lasten

- 538 1. Jeder ÜNB muss bei der Entwicklung seines Einzelnetzmodells die folgenden allgemeinen  
539 Grundsätze für Energieeinspeisungen und Lasten beachten:  
540 a. Für die Energieeinspeisungsmuster  
541



- 542 i. definiert das Einzelnetzmodell eine Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung  
543 für jede in Betrieb befindliche abgebildete Erzeugungsanlage einschließlich  
544 Synchronphasenschieber und Pumpen und dies gilt für jede detailliert einzelne  
545 oder im Verbund oder als Gesamtsumme abgebildete Erzeugungsanlage;
- 546 ii. ist die Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung für jede abgebildete  
547 Erzeugungsanlage konsistent mit den angegebenen maximalen und minimalen  
548 Wirkleistungs- und Blindleistungsgrenzen bzw. der anzuwendenden  
549 Blindleistungskapazitätskurve;
- 550 iii. müssen Wirkleistungseinspeisungen in Verbindung mit der Erzeugung in dem  
551 Einzelnetzmodell mit den relevanten Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 76  
552 Absatz 1 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 und anderen erforderlichen  
553 Maßnahmen zur Erhaltung des Systems innerhalb der anzuwendenden  
554 Betriebssicherheitsgrenzen, einschließlich, aber nicht darauf beschränkt, der  
555 Aufwärts- und Abwärts-Wirkleistungsreserven für die Zwecke des  
556 Frequenzmanagements konsistent sein;
- 557 b. Für die Lastmuster
- 558 i. definiert das Einzelnetzmodell eine Wirkleistungs- und Blindleistungsentnahme für  
559 jede abgebildete und in Betrieb befindliche Last und Pumpe;
- 560 ii. muss die Summe der aktiven abgebildeten Lastleistungsentnahme aller  
561 abgebildeten und in Betrieb befindlichen Lasten und Pumpen der Gesamtlast des  
562 betreffenden Szenarios entsprechen.
- 563 2. Jeder ÜNB muss bei der Entwicklung seines Einzelnetzmodells die folgenden Grundsätze für  
564 Energieeinspeisungen beachten:
- 565 a. Der ÜNB muss zur Erstellung des Einspeisungsmusters für das relevante Szenario die  
566 Wirkleistungseinspeisungen in Verbindung mit den abgebildeten Erzeugungsanlagen  
567 skalieren oder auf andere Weise einzeln ändern;
- 568 b. Für detailliert abgebildete abrufbare Erzeugungsanlagen muss der Verfügbarkeitsstatus  
569 entsprechend den in Artikel 3 beschriebenen Szenarien Folgendes berücksichtigen:
- 570 i. Abschaltplanung;
- 571 ii. Testprofile;
- 572 iii. geplante Nichtverfügbarkeiten;
- 573 iv. jegliche Wirkleistungskapazitätsbeschränkungen;
- 574 c. Für detailliert abgebildete abrufbare Erzeugungsanlagen muss das abgebildete Abrufmuster  
575 entsprechend den in Artikel 3 beschriebenen Szenarien Folgendes berücksichtigen:
- 576 i. Für alle Szenarien
- 577 1. den Verfügbarkeitsstatus;
- 578 2. die anzuwendenden Prioritätsabrufprinzipien und -vereinbarungen;
- 579 ii. für Year-Ahead-Modelle die beste Abrufprognose auf der Grundlage einer Auswahl  
580 des Folgenden:
- 581 1. die relevanten aktuellen, historischen oder prognostizierten Handels-  
582 /Marktdaten;
- 583 2. eine Unterscheidung zwischen der Grundlastabdeckung und der  
584 zusätzlichen Erzeugung;
- 585 3. definierte Erzeugungsverschiebungsschlüssel, Einsatzreihenfolgen oder  
586 Beteiligungsfaktoren;

- 587 4. alle anderen relevanten Informationen;
- 588 iii. für Day-Ahead- und Intraday-Modelle
- 589 1. die neuesten verfügbaren Marktfahrpläne;
- 590 d. Für als Gesamtsummen abgebildete abrufbare Erzeugungsanlagen muss das abgebildete
- 591 Abrufmuster Folgendes berücksichtigen:
- 592 i. Für alle Szenarien die beste Abrufprognose auf der Grundlage einer Auswahl des
- 593 Folgenden:
- 594 1. die relevanten aktuellen, historischen oder prognostizierten Handels-
- 595 /Marktdaten;
- 596 2. eine Unterscheidung zwischen der Grundlastabdeckung und der
- 597 zusätzlichen Erzeugung;
- 598 3. definierte Erzeugungsverschiebungsschlüssel, Einsatzreihenfolgen oder
- 599 Beteiligungsfaktoren;
- 600 4. Daten zur Erzeugungskapazität der als Gesamtsummen abgebildeten
- 601 Erzeugungsanlagen, getrennt nach primären Energieträgern und getrennt
- 602 von der Last unter der Verwaltung eines Aggregators, dessen Daten in
- 603 regionalen Betriebssicherheitsanalysen aufgeschlüsselt nach
- 604 Umspannwerken des Netzmodells oder den Umspannwerken, mit denen
- 605 die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind, verwendet werden;
- 606 5. alle anderen relevanten Informationen;
- 607 e. Das abgebildete Abrufmuster muss in allen Szenarien für detailliert abgebildete variable
- 608 Erzeugungsanlagen den Verfügbarkeitsstatus entsprechend den in Artikel 3 beschriebenen
- 609 Szenarien berücksichtigen;
- 610 f. Das abgebildete Abrufmuster muss für alle detailliert oder als Gesamtsumme abgebildeten
- 611 variablen Erzeugungsanlagen die geeignetste Prognose entsprechend den in Artikel 3
- 612 beschriebenen Szenarien berücksichtigen
- 613 i. für Year-Ahead-Modelle die geeignetste Prognose entsprechend den gemäß Artikel
- 614 65 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 entwickelten Szenarien;
- 615 ii. für Day-Ahead- und Intraday-Modelle die aktuellste Prognose der variablen
- 616 Erzeugung auf der Grundlage der Wettervorhersagen;
- 617 3. Jeder ÜNB muss bei der Erstellung seines Einzelnetzmodells die folgenden Grundsätze in Bezug auf
- 618 die Lasten beachten:
- 619 a. Um das Lastmuster zu erstellen, muss der ÜNB die knotenscharfen Wirkleistungs- und
- 620 Blindleistungsentnahmen in Verbindung mit den abgebildeten Lasten und Pumpen skalieren
- 621 oder auf andere Weise individuell anpassen;
- 622 b. Dies muss für alle Szenarien auf einer Auswahl des Folgenden basieren:
- 623 i. Repräsentative historische Referenzdaten für die relevante Saison, den Tag, die
- 624 Uhrzeit und andere relevante Daten;
- 625 ii. SCADA- bzw. gemessene Daten;
- 626 iii. Zustands-Schätzdaten;
- 627 iv. Statistische Analyse- oder Prognosedaten;
- 628 v. Unterscheidung zwischen konformen und nicht-konformen Lasten;
- 629 vi. Geplante Ausfälle mindestens für die detailliert abgebildeten Lasten;
- 630 vii. für detailliert modellierte Lasten der maximale Wirkleistungsverbrauch und die
- 631 Eigenschaften der eventuell installierten Blindleistungssteuerung sowie die für

- 632 Lastmanagement verfügbare maximale und minimale Wirkleistung und  
633 Blindleistung und die maximale und minimale Dauer jeder potenziellen Nutzung  
634 dieser Leistung zum Lastmanagement;
- 635 viii. für als Gesamtsummen abgebildete Lasten unter der Verwaltung eines  
636 Aggregators, dessen Daten für die regionale Betriebssicherheitsanalyse verwendet  
637 werden, die Gesamtsummen der für Lastmanagement zur Verfügung stehenden  
638 maximalen und minimalen Wirkleistung getrennt von der Erzeugung und die  
639 maximale und minimale potenzielle Dauer der Nutzung dieser Leistung zum  
640 Lastmanagement unter der Verwaltung des Aggregators in den entsprechenden  
641 Teilen des Netzes, aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodells oder  
642 den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden  
643 sind;
- 644 ix. für aggregiert abgebildete Lasten unter der Verwaltung eines Aggregators, dessen  
645 Daten in regionalen Betriebssicherheitsanalysen eingebunden werden, eine  
646 Prognose der uneingeschränkt für die Bedarfsdeckung und jede geplante  
647 Bedarfsdeckung verfügbaren Wirkleistung;
- 648 x. das Einzelnetzmodell muss bei Day-Ahead- und Intraday-Modellen für detailliert  
649 abgebildete Lasten den geplanten Wirkleistungs- und prognostizierten  
650 Blindleistungsverbrauch wiedergeben;
- 651 xi. alle anderen relevanten Informationen.

## Artikel 14

### Überwachung

- 654
- 655
- 656 1. Jeder ÜNB muss bei der Entwicklung der einzelnen Einzelnetzmodelle die in diesem Artikel  
657 beschriebenen Regeln für die betrieblichen Sicherheitsgrenzen für alle abgebildeten Netzelemente  
658 beachten.
- 659 2. Alle betrieblichen Grenzen für jedes Szenario müssen mit den Betriebsbedingungen einschließlich,  
660 aber nicht darauf beschränkt, der Jahreszeiten und anderer relevanter Umwelt- und  
661 Wetterbedingungen konsistent sein.
- 662 3. Der ÜNB muss für jedes Szenario sicherstellen, dass
- 663 a. das Einzelnetzmodell für alle ausdrücklich abgebildeten Übertragungsleitungen, Kabel,  
664 Transformatoren und relevanten Elemente der Gleichstromanlagen Folgendes definiert:
- 665 i. eine PATL, sofern die Bemessung nicht von Wetterbedingungen oder der Belastung  
666 vor Fehlereintritt abhängt; oder
- 667 ii. die beste Bemessungsprognose, sofern die Bemessung von Wetterbedingungen  
668 oder der Belastung vor Fehlereintritt abhängt;
- 669 b. das Einzelnetzmodell für alle relevanten Anlagen eine oder mehrere TATL auf der  
670 Grundlage der entsprechenden Jahreszeit und der anzuwendenden PATL für ausdrücklich  
671 abgebildete Übertragungsleitungen, Kabel, Transformatoren und relevante Elemente von  
672 Gleichstromanlagen definiert;
- 673 c. das Einzelnetzmodell eine TATL-Dauer für jede definierte TATL für alle Elemente von  
674 Übertragungsanlagen, für die eine TATL vorgegeben ist, definiert;
- 675 d. das Einzelnetzmodell einen Auslösestrom für alle relevanten Elemente ausdrücklich  
676 abgebildeter Übertragungsanlagen definiert, sofern anwendbar;

- 677 e. das Einzelnetzmodell die akzeptablen maximalen und minimalen Spannungen bei jeder  
678 Nennspannungsebene gemäß den lokal anzuwendenden gesetzlichen Vorschriften,  
679 Normen, Lizenzen, Richtlinien und Vereinbarungen angemessen wiedergibt;  
680 f. betriebliche Sicherheitsgrenzen, die für Interkonnektoren und Kuppelleitungen zu anderen  
681 ÜNB gelten, konsistent mit den in den Einzelnetzmodellen der benachbarten ÜNB  
682 angegebenen Grenzen sind;  
683 g. die in dem Einzelnetzmodell angegebenen betrieblichen Sicherheitsgrenzen wechselseitig  
684 konsistent sind;  
685 h. das Einzelnetzmodell die virtuellen PATL- und TATL-Grenzen an den jeweiligen  
686 individuellen Elementen oder Elementgruppen abgebildeter Übertragungsanlagen definiert,  
687 um lokale Übertragungsbeschränkungen, die nicht mit Wärme- oder Spannungssicherheit  
688 verbunden sind (einschließlich Beschränkungen der Transienten- oder Spannungsstabilität),  
689 einzubinden;  
690 i. für alle Äquivalenzmodelle von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz und modellierte  
691 Betriebsmittel, die nicht von dem ÜNB betrieben werden, einschließlich Verteilungsnetze,  
692 die für die Betriebssicherheitsanalyse und gebotszonenübergreifende Kapazitätsberechnung  
693 relevant sind, werden im Einzelnetzmodell geeignete äquivalente Betriebsgrenzen definiert.  
694  
695

## Artikel 15

### Steuerungseinstellungen

- 698 1. Jeder ÜNB muss bei der Erstellung aller Einzelnetzmodell geeignete Steuerungseinstellungen  
699 mindestens für die folgenden Elemente der Steuerungsanlagen angeben, soweit diese abgebildet  
700 werden und relevant sind:  
701 a. Leistungstransformatoren und damit verbundene Laststufenschalter;  
702 b. Querregeltransformatoren und damit verbundene Laststufenschalter;  
703 c. Blindleistungskompensatoren, einschließlich, aber nicht darauf beschränkt:  
704 i. Shunt-Kompensatoren einschließlich Shunt-Kondensatoren oder  
705 Kompensationsdrosselspulen oder einzeln schaltbarer Shunt-Kondensatoren- oder  
706 Kompensationsdrosselspulen-Bänke;  
707 ii. statische Blindleistungskompensatoren;  
708 iii. rotierender Phasenschieber;  
709 iv. statische Phasenschieber (STATCOM) und andere flexible  
710 Wechselstromübertragungssystemgeräte (FACTS);  
711 d. Generatoren zur Unterstützung der Spannungsregelung;  
712 e. Gleichstromanlagen.  
713 2. Im Fall der in den Punkten (a), (b), (c) und (d) des Paragraphen 1 genannten Anlagenelemente  
714 muss jedes Einzelnetzmodell die folgenden Informationen enthalten (sofern anwendbar):  
715 a. Regelungsstatus - aktiviert/deaktiviert;  
716 b. Regelmodus - Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, Leistungsfaktor, Strom oder anderer  
717 anzuwendender Modus;  
718 c. Regelungssollwert oder -sollwert-Bereich in kV, MW, Mvar, p.u. oder anderen geeigneten  
719 Einheiten;  
720 d. Regelungssollwert-Totband;  
721 e. Regelungsbeteiligungsfaktor;

- 722 f. betroffener Knoten.
- 723 3. Im Fall der in Punkt (e) des Paragraphen 1 genannten Anlagenelemente muss jedes IGM die
- 724 folgenden Informationen enthalten (sofern anwendbar):
- 725 a. Betriebsmodus - Umrichter/Gleichrichter;
- 726 b. Steuermodus - Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, Leistungsfaktor, Strom oder anderer
- 727 anzuwendender Modus;
- 728 c. Wirkleistungs-Sollwert;
- 729 d. Spannungs-Sollwerte;
- 730 e. betroffene Knoten.
- 731 4. Sofern ein abgebildetes Element einer Gleichstromanlage Teil eines Interkonnektors ist, muss jeder
- 732 ÜNB sicherstellen, dass alle daraus resultierenden Flüsse in dem Interkonnektor mit den
- 733 vereinbarten Flüssen in den Gleichstromleitungen für das relevante Szenario gemäß Artikel 18
- 734 konsistent sind.
- 735 5. Jeder ÜNB muss sicherstellen, dass die Spannungssollwerte und Spannungssollwertbereiche das
- 736 relevante Szenario und die anzuwendenden Spannungsregelungsprinzipien sowie
- 737 Betriebssicherheitsgrenzen wiedergeben.
- 738 6. Jeder ÜNB muss mindestens einen Slack Node in jedem Einzelnetzmodell zur Behandlung von
- 739 Abstimmungsfehlern zwischen der Gesamterzeugung und dem Bedarf bei Anwendung einer
- 740 Lastflussrechnung angeben.

#### Artikel 16

##### Annahmen zu benachbarten Netzen

- 744
- 745 1. Jeder ÜNB muss bei der Erstellung aller Einzelnetzmodell die betrieblichen Annahmen in Bezug auf
- 746 benachbarte Netze mit den unter normalen Umständen zuverlässigsten Schätzungen aktualisieren.
- 747 Nach dem erfolgreichen Abschluss der in Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe (h) beschriebenen
- 748 Prüfungen sind die Modell-Äquivalente der benachbarten Netze zu entfernen und durch äquivalente
- 749 Einspeisungen an den entsprechenden Grenzpunkten zu ersetzen.
- 750 2. Die Summe der Einspeisungen an den Grenzpunkten für jedes Einzelnetzmodell muss der
- 751 betreffenden Nettoposition entsprechen.

#### Artikel 17

##### Verbundene Informationen

- 752
- 753
- 754
- 755
- 756 1. Um die Anwendung der Regeln für die Änderung der Eigenschaften der Einzelnetzmodelle während
- 757 relevanter Geschäftsprozesse zu ermöglichen, muss jeder ÜNB allen anderen ÜNB die folgenden
- 758 Informationen über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen:
- 759 a. Erzeugungverschiebungsschlüssel (GSK).

#### Artikel 18

##### Nettopositionen und Stromflüsse in den Gleichstromleitungen

- 760
- 761
- 762
- 763
- 764 1. Jeder ÜNB muss für alle Szenarien der Year-Ahead-Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 3 die in Artikel
- 765 19 beschriebene CGM-Abstimmungsverfahrensanweisung anwenden.
- 766 2. Für alle Szenarien für die Day-Ahead- und Intraday-Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 3

- 767 a. müssen die besten Prognosen der Nettoposition für jede Gebotszone und den Fluss in jeder  
768 Gleichstromleitung auf einem geprüften, abgestimmten und geplanten Austausch basieren;  
769 b. muss jeder ÜNB allen anderen ÜNB die Nettoposition für seine Gebotszone(n) und die  
770 Flusswerte für jede in seinem Einzelnetzmodell verwendete Gleichstromleitung über die in  
771 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) innerhalb der in Artikel 22  
772 beschriebenen Fristen für den CGM-Prozess mitteilen.
- 773 3. Die betroffenen ÜNB müssen für alle Szenarien gemäß Artikel 3 im Fall von durch mehr als eine  
774 Gleichstromleitung verbundenen Gebotszonen konsistente Werte für die Flüsse in den für die  
775 Einzelnetzmodelle aller ÜNB zu verwendenden Gleichstromleitungen vereinbaren. Dieselben Werte  
776 sind von den ÜNB an alle anderen ÜNB zu übermitteln.  
777  
778

## Artikel 19

### CGM-Abstimmung

- 781 1. Jeder ÜNB muss für alle Szenarien der Year-Ahead-Modelle gemäß Artikel 3 über die in Artikel 21  
782 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) entsprechend dem in Artikel 22 beschriebenen CGM-  
783 Prozess allen anderen ÜNB seine besten Prognosen zu den folgenden Punkten übermitteln:  
784 a. die Nettoposition für seine Gebotszone als vorläufige Nettoposition;  
785 b. den Fluss in jeder mit seiner Gebotszone verbundenen Gleichstromleitung als vorläufige  
786 Flüsse aller Gleichstromleitungen;  
787 c. alle anderen durch den Algorithmus gemäß Absatz 2 geforderten Eingabedaten.
- 788 2. Alle ÜNB müssen gemeinsam einen Algorithmus vereinbaren, der für jedes Szenario und alle  
789 Gebotszonen die vorläufigen Nettopositionen und vorläufigen Flüsse in jeder Gleichstromleitung  
790 abstimmt, sodass nach der Abstimmung durch den Algorithmus  
791 a. die Summe der bereinigten Nettopositionen für alle Gebotszonen in dem CGM-Bereich die  
792 Ziel-Nettoposition für den CGM-Bereich ausgleicht;  
793 b. die Summe der Flüsse aller Gleichstromleitungen für alle durch mindestens eine  
794 Gleichstromleitung verbundenen Gebotszonen gegenseitig für beide betroffenen  
795 Gebotszonen konsistent ist.
- 796 3. Der Algorithmus muss die folgenden Eigenschaften oder Funktionen aufweisen, um sicherzustellen,  
797 dass keine unangemessene Diskriminierung zwischen dem internen und dem  
798 gebotszonenübergreifenden Austausch stattfindet:  
799 a. Die Abstimmung der vorläufigen Nettopositionen und vorläufigen Flüsse in allen  
800 Gleichstromleitungen muss über alle Gebotszonen verteilt werden und keine Gebotszone  
801 darf von einer Vorzugsbehandlung oder einem privilegierten Status in Bezug auf die  
802 Anwendung des Algorithmus profitieren;  
803 b. der Algorithmus muss in seiner objektiven Funktion bei der Bestimmung der notwendigen  
804 Abstimmungen Folgendes angemessen berücksichtigen:  
805 i. die Größe der erforderlichen Anpassungen jeder vorläufigen Nettoposition und der  
806 vorläufigen Flüsse in jeder Gleichstromleitung, die zu minimieren sind;  
807 ii. die Fähigkeit einer Gebotszone, ihre vorläufige Nettoposition und die vorläufigen  
808 Flüsse in jeder Gleichstromleitung auf der Grundlage objektiver und transparenter  
809 Kriterien anzupassen;  
810 c. der Algorithmus muss objektive und transparente Konsistenz- und Qualitätskriterien  
811 definieren, welche die von jedem ÜNB geforderten Eingabedaten erfüllen müssen;



- 812 d. der Algorithmus muss ausreichend robust sein, um unter allen Umständen und in  
813 Anbetracht der zur Verfügung gestellten Eingabedaten die Ergebnisse gemäß Absatz 2 zu  
814 liefern.
- 815 4. Die ÜNB müssen sich auf Verfahren einigen, um:
- 816 a. den absoluten Wert der Summe der vorläufigen Nettopositionen für alle Gebotszonen in  
817 dem CGM-Bereich zu reduzieren; und
- 818 b. bei Bedarf aktualisierte Eingabedaten zu liefern; und
- 819 c. Reservekapazitäten und Stabilitätsgrenzen zu berücksichtigen, wenn eine Aktualisierung  
820 der Eingabedaten erforderlich sein sollte.
- 821 5. Die ÜNB müssen den Algorithmus regelmäßig prüfen und gegebenenfalls verbessern.
- 822 6. Die ÜNB müssen den Algorithmus als Teil der zu liefernden Daten gemäß Artikel 31 Absatz 3 der  
823 Verordnung 2015/1222 und Artikel 26 Absatz 3 der Verordnung 2016/1719 veröffentlichen. Sofern  
824 der Algorithmus während des Berichtszeitraums geändert wurde, müssen die ÜNB eindeutig  
825 angeben, welcher Algorithmus in welchem Zeitraum verwendet wurde und die Gründe für die  
826 Änderung des Algorithmus angeben.
- 827 7. Alle ÜNB müssen gemeinsam sicherstellen, dass der Algorithmus für alle relevanten Parteien über  
828 die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zugänglich ist.
- 829 8. Jeder ÜNB muss einen regionalen Sicherheitskoordinator benennen, der im Auftrag des ÜNB die  
830 folgenden Aufgaben gemäß dem in Artikel 22 beschriebenen Prozess übernimmt:
- 831 a. Prüfung der Vollständigkeit und Qualität der gemäß Absatz 1 gelieferten Eingabedaten und  
832 gegebenenfalls die Ersetzung fehlender Daten oder Daten von unzureichender Qualität  
833 durch Ersatzdaten;
- 834 b. Anwendung des Algorithmus zur Berechnung der abgestimmten Nettopositionen und  
835 abgestimmten Flüsse in allen Gleichstromleitungen für jedes Szenario und jede  
836 Gebotszone, die die in Absatz 2 angegebenen Anforderungen erfüllen und Übermittlung  
837 dieser Daten an alle ÜNB über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom);
- 838 c. Sicherstellen, dass die erhaltenen Ergebnisse mit den durch alle anderen regionalen  
839 Sicherheitskoordinatoren erhaltenen Ergebnissen (sofern vorhanden) konsistent sind.
- 840 9. Jeder ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe f sicherstellen, dass sein Einzelnetzmodell mit  
841 der durch den regionalen Sicherheitskoordinator abgestimmten Nettoposition und den  
842 abgestimmten Flüssen in den Gleichstromleitungen konsistent ist.
- 843
- 844

## Artikel 20

### Gemeinsames Netzmodell

- 847 1. Gemäß Artikel 77 Absatz 1 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485 muss jeder ÜNB einen  
848 regionalen Sicherheitskoordinator benennen, der im Auftrag des ÜNB die folgenden Aufgaben  
849 gemäß dem in Artikel 22 beschriebenen Prozess übernimmt:
- 850 a. Prüfung der Konsistenz der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodelle im  
851 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien;
- 852 b. Sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (a) nicht besteht, entweder  
853 Anforderung eines neuen Einzelnetzmodells in ausreichender Qualität von dem  
854 verantwortlichen ÜNB oder Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter  
855 Anwendung der in Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln und Bereitstellung des

- 856 validierten Einzelnetzmodells über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO  
857 (Strom);
- 858 c. Anwenden der Anforderungen gemäß Absatz 2, um alle Einzelnetzmodelle in einem  
859 gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen  
860 und Bereitstellung der sich ergebenden gemeinsamen Netzmodelle für alle ÜNB über die in  
861 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom);
- 862 d. Sicherstellen, dass jedes erstellte gemeinsame Netzmodell mit den gemeinsamen  
863 Netzmodellen aller anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren (sofern vorhanden)  
864 konsistent ist;
- 865 e. Identifizieren von Verstößen gegen die Betriebssicherheitsgrenzen in dem gemeinsamen  
866 Netzmodell;
- 867 f. Anforderung der aktualisierten Einzelnetzmodelle von den ÜNB im Fall der Anwendung der  
868 vereinbarten Entlastungsmaßnahmen, sofern anwendbar, und Wiederholen der Schritte (a)  
869 bis (e) nach Bedarf;
- 870 g. Validierung des sich ergebenden gemeinsamen Netzmodells durch Prüfung der Konsistenz  
871 mit den von allen anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren (sofern vorhanden)  
872 angeforderten gemeinsamen Netzmodellen und Bereitstellung über die in Artikel 21  
873 genannte OPDE von ENTSO (Strom).
- 874 2. Alle ÜNB müssen gemeinsam die Anforderungen an die regionalen Sicherheitskoordinatoren und  
875 den Zusammenführungsprozess gemäß Artikel 23 definieren.
- 876 3. Jeder regionale Sicherheitskoordinator muss die in Absatz 2 beschriebenen Anforderungen erfüllen  
877 und die in Absatz 2 beschriebenen Anforderungen an den Zusammenführungsprozess  
878 implementieren.
- 879 4. Alle ÜNB müssen gemeinsam Ersatzregeln für Einzelnetzmodelle definieren, welche die in Artikel 23  
880 beschriebenen Qualitätskriterien nicht erfüllen.
- 881 5. Jeder ÜNB muss die durch die Ersetzungsregeln gemäß Absatz 4 geforderten Daten über die in  
882 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen.
- 883  
884

## Artikel 21

### OPDE von ENTSO (Strom)

- 887 1. Alle ÜNB müssen die Aufgabe der Implementierung und Verwaltung einer gemeinsamen OPDE von  
888 ENTSO (Strom) übertragen, welche mindestens die in Absatz 2 beschriebenen Dienste gemäß  
889 Artikel 114 der Verordnung 2017/1485 bietet.
- 890 2. Die OPDE von ENTSO (Strom) muss den CGM-Prozess mindestens auf die folgenden Arten  
891 unterstützen und alle zu diesem Zweck erforderlichen Funktionen bieten:
- 892 a. Year-Ahead-Modelle - Jeder ÜNB muss in der Lage sein, die OPDE von ENTSO (Strom) zu  
893 nutzen, um seine beste Prognose zu den folgenden Aspekten gemäß dem in Artikel 22  
894 beschriebenen CGM-Prozess mit allen anderen ÜNB zu teilen:
- 895 i. die Nettoposition für seine Gebotszone einschließlich der vorläufigen Nettoposition;
- 896 ii. den Fluss in jeder mit seiner Gebotszone verbundenen Gleichstromleitung  
897 einschließlich der Flüsse aller Gleichstromleitungen;
- 898 iii. alle anderen durch den Algorithmus gemäß Artikel 19 Absatz 2 geforderten  
899 Eingabedaten;

- 900 b. der Algorithmus gemäß Artikel 19 Absatz 2 muss über die OPDE von ENTSO (Strom) zur  
901 Verfügung stehen;
- 902 c. der/die regionale(n) Sicherheitskoordinator(en) muss/müssen in der Lage sein, die  
903 abgestimmten Nettopositionen und abgestimmten Flüsse in allen Gleichstromleitungen, die  
904 die in Artikel 19 Absatz 2 angegebenen Anforderungen erfüllen, an alle ÜNB über die OPDE  
905 von ENTSO (Strom) zu übermitteln;
- 906 d. Day-Ahead- und Intraday-Modelle - Jeder ÜNB muss in der Lage sein, die OPDE von  
907 ENTSO (Strom) zu nutzen, um die Nettoposition seiner Gebotszone(n) und die Flusswerte  
908 aller in seinem Einzelnetzmodell verwendeten Gleichstromleitungen gemäß dem in Artikel  
909 22 beschriebenen CGM-Prozess mit allen anderen ÜNB zu teilen;
- 910 e. die OPDE von ENTSO (Strom) muss die Bereitstellung aller relevanten Informationen über  
911 den geplanten Austausch auf der OPDE von ENTSO (Strom) ermöglichen;
- 912 f. jeder ÜNB muss in der Lage sein, die verbundenen Informationen gemäß Artikel 17 allen  
913 ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung zu stellen;
- 914 g. jeder ÜNB muss in der Lage sein, alle seine Einzelnetzmodelle allen ÜNB über die OPDE  
915 von ENTSO (Strom) zur Verfügung zu stellen;
- 916 h. alle durch die Ersetzungsregeln gemäß Artikel 20 Absatz 5 geforderten Daten müssen für  
917 jeden ÜNB und jedes Szenario über die OPDE von ENTSO Strom zur Verfügung stehen;
- 918 i. die OPDE von ENTSO (Strom) muss in der Lage sein, Informationen über den  
919 Qualitätsstatus der übermittelten Einzelnetzmodelle, einschließlich eventuell erforderlicher  
920 Ersetzungen zur Verfügung zu stellen;
- 921 j. alle regionalen Sicherheitskoordinatoren müssen in der Lage sein, das gemeinsame  
922 Netzmodell allen ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung zu stellen;
- 923 k. alle in Bezug auf die Grenzpunkte gemäß Artikel 7 erforderlichen Informationen müssen  
924 über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stehen;
- 925 l. die folgenden Informationselemente bzw. Daten müssen allen ÜNB über die OPDE von  
926 ENTSO (Strom) zur Verfügung stehen:
- 927 i. Erzeugungverschiebungsschlüssel (GSK).
- 928
- 929

## Artikel 22

### CGM-Prozess

- 930
- 931
- 932 1. Bei der Vorbereitung gemeinsamer Year-Ahead-Netzmodelle müssen alle ÜNB und regionalen  
933 Sicherheitskoordinatoren die folgenden Schritte ausführen:
- 934 a. Bis zum 15. Juli plus drei Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden Jahres  
935 muss jeder ÜNB allen ÜNB die vorläufigen Nettopositionen, die vorläufigen Flüsse in den  
936 Gleichstromleitungen sowie alle anderen für den CGM-Abstimmungsprozess erforderlichen  
937 Daten über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 938 b. bis zum 15. Juli plus fünf Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden Jahres  
939 muss/müssen der/die regionale(n) Sicherheitskoordinator(en) die Vollständigkeit und  
940 Qualität der gemäß Artikel 19 Absatz 1 gelieferten Eingabedaten überprüfen und  
941 gegebenenfalls fehlende Daten oder Daten von unzureichender Qualität durch Ersatzdaten  
942 ersetzen;
- 943 c. bis zum 15. Juli plus sechs Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden  
944 Jahres muss/müssen der/die regionale(n) Sicherheitskoordinator(en) den Algorithmus zur

- 945 Berechnung der abgestimmten Nettopositionen und abgestimmten Flüsse in allen  
946 Gleichstromleitungen für jedes Szenario und jede Gebotszone, welche die in Artikel 19  
947 Absatz 2 angegebenen Anforderungen erfüllen, anwenden;
- 948 d. bis zum 15. Juli plus neun Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden  
949 Jahres muss/müssen der/die regional(en) Sicherheitskoordinator(en) allen ÜNB die  
950 abgestimmten Nettopositionen und abgestimmten Flüsse in den Gleichstromleitungen über  
951 die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 952 e. bis zum 1. September muss jeder ÜNB sein Einzelnetzmodell über die OPDE von ENTSO  
953 (Strom) gemäß Artikel 21 zur Verfügung stellen; der ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5  
954 Buchstabe (f) dafür Sorge tragen, dass sein Einzelnetzmodell der von dem/den  
955 regional(en) Sicherheitskoordinator(en) abgestimmten Nettoposition und den  
956 abgestimmten Flüssen in den Gleichstromleitungen entspricht;
- 957 f. bis zum 1. September plus fünf Geschäftstage muss der regionale Sicherheitskoordinator  
958 des ÜNB
- 959 i. die Konsistenz des von dem ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodells im  
960 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien prüfen;
- 961 ii. sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (i) nicht besteht, entweder  
962 ein neues Einzelnetzmodell in ausreichender Qualität von dem verantwortlichen  
963 ÜNB anfordern oder eine Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter  
964 Anwendung der in Artikel 20 Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln vornehmen  
965 und dieses validierte Einzelnetzmodell über die in Artikel 21 beschriebene OPDE  
966 von ENTSO (Strom) bereitstellen;
- 967 g. bis zum 1. September plus zehn Geschäftstage muss der regionale Sicherheitskoordinator  
968 des ÜNB
- 969 i. die Anforderungen gemäß Artikel 20 Absatz 3 anwenden, um alle  
970 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 5  
971 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen und die sich ergebenden  
972 gemeinsamen Netzmodelle allen relevanten Parteien über die in Artikel 21  
973 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 974 ii. jedes erhaltene gemeinsame Netzmodell validieren und dessen Konsistenz mit den  
975 gemeinsamen Netzmodellen der anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren  
976 (sofern vorhanden) sicherstellen.
- 977 2. Gemäß Artikel 68 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 müssen die regionalen  
978 Sicherheitskoordinatoren für den Fall, dass die jeweiligen ÜNB aktualisierte Modelle bis zum  
979 Stichtag 1. September jedes Jahres und gemäß Artikel 68 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485  
980 übermitteln, aktualisierte gemeinsame Netzmodelle bis zum 1. September plus zehn  
981 Geschäftstagen jedes Jahres erstellen.
- 982 3. Die in Absatz 1 genannten Fristen gelten für die Erstellung eines gemeinsamen Year-Ahead-  
983 Netzmodells, welches ein am 1. Januar beginnendes und am 31. Dezember endendes volles  
984 Kalenderjahr umfasst. Soweit der Soll-Zeithorizont für das gemeinsame Year-Ahead-Netzmodell  
985 hiervon abweicht, verschieben sich die Fristen entsprechend. Alle ÜNB können gemeinsam eine  
986 Verkürzung der Fristen dergestalt vereinbaren, dass weniger Zeit für den Abschluss einer oder  
987 mehrerer der in Absatz 1 aufgeführten Aufgaben eingeräumt wird.
- 988 4. TO ist als der Punkt im gemeinsamen Day-Ahead-Netzmodellprozess definiert, bis zu welchem jeder  
989 ÜNB seine Einzelnetzmodelle für den folgenden Tag übermittelt haben muss, damit der

- 990 gemeinsame Netzmodellprozess fristgerecht unter Berücksichtigung aller nachträglichen  
991 Prozessschritte fortgeführt werden kann. T3 ist als der Punkt im gemeinsamen Day-Ahead-  
992 Netzmodellprozess definiert, bis zu welchem ein auf mindestens einer vollständigen Iteration, d.h.  
993 einem Satz aktualisierter Einzelnetzmodelle in Anbetracht einer vorherigen Version des  
994 gemeinsamen Netzmodells basierendes Netzmodell verfügbar sein muss, um den fristgerechten  
995 Abschluss aller anschließenden Prozessschritte zu ermöglichen. T5 ist als der Punkt im  
996 gemeinsamen Day-Ahead-Netzmodellprozess definiert, bis zu welchem alle auf der auf einem  
997 gemeinsamen Netzmodell aufbauenden koordinierten Sicherheitsanalyse beruhenden Erkenntnisse  
998 und Entscheidungen konsolidiert und kommuniziert sind und der Prozess endet. Bei der  
999 Vorbereitung gemeinsamer Day-Ahead-Netzmodelle müssen alle ÜNB und regionalen  
1000 Sicherheitskoordinatoren die folgenden Schritte ausführen:
- 1001 a. Bis T0 minus 95 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung muss jeder ÜNB seine  
1002 Nettoposition und die Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes Day-Ahead-Szenario  
1003 über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen. Diese  
1004 Nettopositionen und Stromflüsse in den Gleichstromleitungen müssen  
1005 gebotszonenübergreifende Austausche zum Zeitpunkt T0 minus 120 Minuten wiedergeben.  
1006 ÜNB in Gebotszonen, in denen der gebotszonenübergreifende Intraday-Markt für den  
1007 folgenden Tag vor T0 minus 90 Minuten öffnet, müssen die Daten per T0 minus 120  
1008 Minuten verwenden.
  - 1009 b. Bis T0 minus 90 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung müssen allen ÜNB die  
1010 abgestimmten Nettopositionen und die Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes Day-  
1011 Ahead-Szenario über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur  
1012 Verfügung stehen.
  - 1013 c. Unmittelbar nach dem Zeitpunkt T0 minus 15 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung  
1014 müssen allen ÜNB aktualisierte Nettopositionen und Flüsse in den Gleichstromleitungen für  
1015 jedes Day-Ahead-Szenario über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom)  
1016 von den ÜNB zur Verfügung gestellt werden, deren Nettopositionen und Stromflüsse in den  
1017 Gleichstromleitungen sich aufgrund von diesen ÜNB aktivierter vorbeugender  
1018 Entlastungsmaßnahmen gegenüber den zum Zeitpunkt T0 minus 120 Minuten etablierten  
1019 Werten geändert haben. Diese Nettopositionen und Stromflüsse in den  
1020 Gleichstromleitungen müssen gebotszonenübergreifende Austausche per T0 minus 120  
1021 Minuten sowie zwischen dieser Zeit und T0 minus 20 Minuten zum Zwecke der Aktivierung  
1022 vorbeugender Entlastungsmaßnahmen abgeschlossene ÜNB-ÜNB-Transaktionen  
1023 wiedergeben.
  - 1024 d. Bis T0 minus 10 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung müssen allen ÜNB  
1025 aktualisierte abgestimmte Nettoposition und Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes  
1026 Day-Ahead-Szenario über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur  
1027 Verfügung stehen.
  - 1028 e. Bis zum Zeitpunkt T0 am Tag vor dem Tag der Lieferung muss jeder ÜNB sein  
1029 Einzelnetzmodell über die OPDE von ENTSO (Strom) gemäß Artikel 21 zur Verfügung  
1030 stellen; der ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe (f) dafür Sorge tragen, dass  
1031 sein Einzelnetzmodell mit dem geplanten Austausch gemäß Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe  
1032 (d) sowie den im vorherigen Zeitbereich bestimmten und vereinbarten  
1033 Entlastungsmaßnahmen konsistent ist.



- 1034 f. Bis zum Zeitpunkt T0 plus 50 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung muss der  
1035 regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB
- 1036 i. die Konsistenz des von dem ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodells im  
1037 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien prüfen;
- 1038 ii. sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (i) nicht besteht, entweder  
1039 ein neues Einzelnetzmodell in ausreichender Qualität von dem verantwortlichen  
1040 ÜNB anfordern oder eine Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter  
1041 Anwendung der in Artikel 20 Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln vornehmen  
1042 und dieses validierte Einzelnetzmodell über die in Artikel 21 beschriebene OPDE  
1043 von ENTSO (Strom) bereitstellen;
- 1044 g. Bis zum Zeitpunkt T0 plus 60 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung muss der  
1045 regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB
- 1046 i. die Anforderungen gemäß Artikel 20 Absatz 2 anwenden, um alle  
1047 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 5  
1048 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen und die sich ergebenden  
1049 gemeinsamen Netzmodelle allen relevanten Parteien über die in Artikel 21  
1050 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 1051 ii. jedes erhaltene gemeinsame Netzmodell validieren, um dessen Konsistenz mit den  
1052 gemeinsamen Netzmodellen der anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren  
1053 (sofern vorhanden) sicherzustellen;
- 1054 h. Im Anschluss an die Validierung des gemeinsamen Netzmodells zum Zeitpunkt T0 plus 60  
1055 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung
- 1056 i. müssen die ÜNB und die regionalen Sicherheitskoordinatoren koordinierte  
1057 Betriebssicherheitsanalysen entsprechend der Methode zur Koordination der  
1058 Betriebssicherheit gemäß Artikel 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485, den  
1059 gemeinsamen Bestimmungen für die Koordination der regionalen Betriebssicherheit  
1060 gemäß Artikel 76 Absatz 1 und weiteren relevanten Verfahren und Vereinbarungen  
1061 ausführen;
- 1062 ii. muss der regionale Sicherheitskoordinator - soweit anwendbar - ein aktualisiertes  
1063 gemeinsames Netzmodell, einschließlich aller vereinbarten Entlastungsmaßnahmen  
1064 bis zum Zeitpunkt T3 zur Verfügung stellen;
- 1065 i. Der Prozess ist zwischen dem Zeitpunkt T0 und dem Zeitpunkt T5 entsprechend den  
1066 Anforderungen der Methode zur Koordination der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel  
1067 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 zu wiederholen.
- 1068 5. Alle ÜNB legen gemeinsam die Zeitpunkte T0, T3 und T5 entsprechend der Methode zur  
1069 Koordination der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485  
1070 fest und veröffentlichen diese Zeitpunkte auf der ENTSO-E-Website. Alle ÜNB können gemeinsam  
1071 eine Verkürzung der Fristen dergestalt vereinbaren, dass weniger Zeit für den Abschluss einer oder  
1072 mehrerer der in Absatz 4 aufgeführten Aufgaben eingeräumt wird.
- 1073 6. Bei der Vorbereitung gemeinsamer Intraday-Netzmodelle müssen alle ÜNB und regionalen  
1074 Sicherheitskoordinatoren die folgenden Schritte ausführen:
- 1075 a. Bis 1 Stunde und 35 Minuten vor der Referenzzeit muss jeder ÜNB seine Nettoposition und  
1076 die Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes Intraday-Szenario über die in Artikel 21  
1077 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen. Diese Nettopositionen und



- 1078 Stromflüsse in den Gleichstromleitungen müssen gebotszonenübergreifende Austausche  
1079 zum Zeitpunkt der Referenzzeit minus 2 Stunden wiedergeben;
- 1080 b. bis 1 Stunde und 30 Minuten vor der Referenzzeit müssen abgestimmte Nettopositionen  
1081 und Flüsse in den Gleichstromleitungen für jeden ÜNB und für jedes Intraday-Szenario  
1082 allen ÜNB über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung  
1083 stehen;
- 1084 c. bis 1 Stunde vor der Referenzzeit muss jeder ÜNB sein Einzelnetzmodell für jede  
1085 Marktzeiteinheit zwischen der Referenzzeit und dem acht Stunden später liegenden  
1086 Zeitpunkt über die OPDE von ENTSO (Strom) gemäß Artikel 21 zur Verfügung stellen; der  
1087 ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe (f) dafür Sorge tragen, dass sein  
1088 Einzelnetzmodell mit dem geplanten Austausch gemäß Artikel 22 Absatz 6 Buchstabe (b)  
1089 sowie den im vorherigen Zeitbereich bestimmten und vereinbarten Entlastungsmaßnahmen  
1090 konsistent ist;
- 1091 d. bis 55 Minuten vor der Referenzzeit muss der regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB  
1092 i. die Konsistenz des von dem ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodells im  
1093 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien prüfen;
- 1094 ii. sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (i) nicht besteht, entweder  
1095 ein neues Einzelnetzmodell in ausreichender Qualität von dem verantwortlichen  
1096 ÜNB anfordern oder eine Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter  
1097 Anwendung der in Artikel 20 Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln vornehmen  
1098 und dieses validierte Einzelnetzmodell über die in Artikel 21 beschriebene OPDE  
1099 von ENTSO (Strom) bereitstellen;
- 1100 e. bis 45 Minuten vor der Referenzzeit muss der regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB  
1101 i. die Anforderungen gemäß Artikel 20 Absatz 2 anwenden, um alle  
1102 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 5  
1103 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen und die sich ergebenden  
1104 gemeinsamen Netzmodelle allen relevanten Parteien über die in Artikel 21  
1105 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 1106 ii. jedes erhaltene gemeinsame Netzmodell validieren, um dessen Konsistenz mit den  
1107 gemeinsamen Netzmodellen der anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren  
1108 (sofern vorhanden) sicherzustellen;
- 1109 f. unverzüglich im Anschluss an die Validierung des gemeinsamen Netzmodells 45 Minuten  
1110 vor der Referenzzeit
- 1111 i. muss der regionale Sicherheitskoordinator - soweit anwendbar - ein aktualisiertes  
1112 gemeinsames Netzmodell auf der Grundlage der von jedem ÜNB zu übermittelnden  
1113 aktualisierte Einzelnetzmodelle, einschließlich aller vereinbarten  
1114 Entlastungsmaßnahmen entsprechend der Methode zur Koordination der  
1115 Betriebssicherheit gemäß Artikel 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485, den  
1116 gemeinsamen Bestimmungen für die Koordination der regionalen Betriebssicherheit  
1117 gemäß Artikel 76 Absatz 1 und weiteren relevanten Verfahren und Vereinbarungen  
1118 zur Verfügung stellen.
- 1119 7. Die in Absatz 6 genannte Referenzzeit muss anfänglich bei 00:00 Uhr, 08:00 Uhr und 16:00 Uhr  
1120 liegen. Alle ÜNB können gemeinsam die Festlegung weiterer Referenzzeiten vereinbaren bzw. eine  
1121 Verkürzung der Fristen dergestalt vereinbaren, dass weniger Zeit für den Abschluss einer oder  
1122 mehrerer der in Absatz 6 aufgeführten Aufgaben eingeräumt wird. Gemäß Artikel 76 Absatz 1

1123 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485 sowie Artikel 4 Absatz 4 können alle ÜNB einer  
1124 Kapazitätsberechnungsregion gemeinsam die Festlegung weiterer, ausschließlich für die ÜNB dieser  
1125 Kapazitätsberechnungsregion geltender Referenzzeiten sowie die damit verbundenen  
1126 Austauschregeln vereinbaren.

1127 8. Alle ÜNB müssen sicherstellen, dass der Zusammenführungsprozess und die gemeinsamen  
1128 Netzmodelle rechtzeitig für die Einhaltung der nach geltendem Recht vorgeschriebenen  
1129 betrieblichen Fristen und die Erfüllung der entsprechenden vorgeschriebenen Methoden  
1130 abgeschlossen sind und in einer Weise erfolgt sind, dass das gelieferte Modell so exakt und aktuell  
1131 wie möglich ist.

### Artikel 23

#### Qualitätsüberwachung

- 1136 1. Alle ÜNB müssen gemeinsam die von den Einzelnetzmodellen vor der Einbindung in ein  
1137 gemeinsames Netzmodell zu erfüllenden Qualitätskriterien definieren. Ein Einzelnetzmodell, das  
1138 diese Qualitätskriterien nicht erfüllt, ist durch ein Ersatz-Einzelnetzmodell auszutauschen.
- 1139 2. Alle ÜNB müssen gemeinsam die von den gemeinsamen Netzmodellen vor der Bereitstellung über  
1140 die OPDE von ENTSO (Strom) zu erfüllenden Qualitätskriterien definieren.
- 1141 3. Alle ÜNB müssen gemeinsam die von den vorläufigen Nettopositionen und den vorläufigen Flüssen  
1142 in den Gleichstromleitungen sowie anderen für den CGM-Abstimmungsprozess gemäß Artikel 19 zu  
1143 erfüllenden Kriterien definieren. Datensätze, die diese Qualitätskriterien nicht erfüllen, sind durch  
1144 Ersatz-Datensätze zu ersetzen.
- 1145 4. Alle ÜNB müssen gemeinsam die Qualitätsindikatoren, welche die Bewertung aller Phasen des  
1146 CGM-Prozesses und insbesondere des CGM-Abstimmungsprozesses gemäß Artikel 19 ermöglichen,  
1147 definieren. Sie müssen diese Qualitätsindikatoren überwachen und diese, sowie die Ergebnisse der  
1148 Überwachung als Teil der gemäß Artikel 31 Absatz 3 der Verordnung 2015/1222 sowie Artikel 26  
1149 Absatz 3 der Verordnung 2016/1719 zu liefernden Daten veröffentlichen.

### Artikel 24

#### Implementierungszeiträumen

- 1154 1. Jeder ÜNB muss die vorliegende Methode nach der Freigabe gemäß Artikel 8 Absatz 1 der  
1155 Verordnung 2017/1485 im Internet veröffentlichen.
- 1156 2. Alle ÜNB entwickeln gemeinsam ein Steuerungsrahmenwerk für die in Artikel 21 beschriebene  
1157 OPDE von ENTSO (Strom), welches mindestens die Aspekte des Eigentums, des Hostings, der  
1158 Kostenzuteilung, der Lizenzierungsanforderungen und der betrieblichen Verantwortung behandelt.  
1159 Dieses Steuerungsrahmenwerk ist möglichst frühzeitig zu erstellen, damit die ÜNB die in Absatz 3  
1160 angegebene Frist einhalten können.
- 1161 3. Bis drei Monate nach der Freigabe der gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der  
1162 Verordnung 2017/1485 eingereichten gemeinsamen Netzmodellmethode müssen alle ÜNB den  
1163 Prozess der Zusammenführung der Einzelnetzmodelle organisieren und hierzu die folgenden  
1164 Aufgaben ausführen:
- 1165 a. Alle ÜNB erarbeiten gemeinsam das in Absatz 2 beschriebene Steuerungsrahmenwerk;  
1166 b. alle ÜNB müssen die Abtretungsvereinbarung mit dem regionalen Sicherheitskoordinator  
1167 gemäß Artikel 19 formalisieren;

- 1168 c. alle ÜNB müssen gemeinsam den in Artikel 19 beschriebenen Algorithmus sowie die darauf  
1169 anzuwendenden Regeln und Prozesse definieren und entwickeln. alle ÜNB werden die  
1170 Spezifikationen, Regeln und Prozesse in Verbindung mit dem in Artikel 19 beschriebenen  
1171 Algorithmus im Internet veröffentlichen;
- 1172 d. alle ÜNB müssen gemeinsam die in Artikel 23 genannten Qualitätskriterien und  
1173 Qualitätsindikatoren definieren;
- 1174 e. alle ÜNB müssen gemeinsam die Anforderungen an die regionalen  
1175 Sicherheitskoordinatoren und den Zusammenführungsprozess gemäß Artikel 20 Absatz 2  
1176 und die Ersetzungsregeln gemäß Artikel 20 Absatz 4 formulieren;
- 1177 f. alle ÜNB müssen die Abtretungsvereinbarung mit dem regionalen Sicherheitskoordinator  
1178 gemäß Artikel 20 formalisieren.
- 1179 4. Innerhalb von sechs Monaten nach Genehmigung der gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70  
1180 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 eingereichten gemeinsamen Netzmodellmethode muss die in  
1181 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) betriebsbereit sein. Alle ÜNB und alle regionalen  
1182 Sicherheitskoordinatoren müssen mit der OPDE von ENTSO (Strom) verbunden und in der Lage  
1183 sein, alle in der vorliegenden Methode beschriebenen Funktionen derselben zu nutzen. Alle ÜNB  
1184 müssen gemeinsam sicherstellen, dass der CGM-Prozess betriebsbereit ist und von allen relevanten  
1185 Parteien genutzt werden kann.
- 1186 5. Alle ÜNB müssen gemeinsam die verfügbaren Daten im Hinblick auf die Qualitätsüberwachung  
1187 jährlich im Anschluss an die Implementierung der OPDE veröffentlichen.

## Artikel 25

### Sprache

1192 Die Referenzsprache für diesen CGMM-Vorschlag ist Englisch. Sofern ÜNB diesen Vorschlag in ihre  
1193 Landessprache(n) übersetzen müssen, sind die ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den  
1194 ÜNB gemäß Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 veröffentlichten englischen Version und jeder  
1195 Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden gemäß den  
1196 anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzungsversion des Vorschlags vorzulegen.