

II

(Rechtsakte ohne Gesetzescharakter)

VERORDNUNGEN

VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION

vom 2. August 2017

zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 ⁽¹⁾, insbesondere auf Artikel 18 Absatz 3 Buchstabe d und Artikel 18 Absatz 5,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Ein voll funktionierender und vernetzter Energiebinnenmarkt ist für die Erhaltung der Energieversorgungssicherheit, die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und die Gewährleistung erschwinglicher Energiepreise für die Verbraucher von entscheidender Bedeutung.
- (2) In der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sind diskriminierungsfreie Vorschriften für den Netzzugang im grenzüberschreitenden Stromhandel festgelegt, mit denen ein gut funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt sichergestellt werden soll.
- (3) Für Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“), Verteilernetzbetreiber („VNB“) und signifikante Netznutzer („SNN“) sollten harmonisierte Vorschriften über den Netzbetrieb festgelegt werden, um einen klaren Rechtsrahmen für den Netzbetrieb zu schaffen, den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern, die Systemsicherheit zu gewährleisten, die Verfügbarkeit der erforderlichen Daten und Informationen und ihren Austausch zwischen den ÜNB sowie zwischen den ÜNB und allen anderen Beteiligten sicherzustellen, die Integration erneuerbarer Energieträger zu unterstützen, eine effizientere Netznutzung zu ermöglichen und den Wettbewerb im Interesse der Verbraucher zu fördern.
- (4) Für die Betriebssicherheit des Stromverbundsystems ist es von entscheidender Bedeutung, gemeinsame Bestimmungen mit Mindestanforderungen für den unionsweiten Netzbetrieb, die grenzübergreifende Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und die Nutzung der relevanten Merkmale der angeschlossenen VNB und SNN festzulegen.
- (5) Alle ÜNB sollten die gemeinsamen Mindestanforderungen in Bezug auf Verfahren einhalten, die erforderlich sind, um den Echtzeitbetrieb vorzubereiten, Einzelnetzmodelle zu entwickeln und gemeinsame Netzmodelle zu erstellen, die effiziente und koordinierte Anwendung von Entlastungsmaßnahmen zu erleichtern, die im Echtzeitbetrieb für die Erhaltung der Betriebssicherheit und der Qualität und Stabilität des Stromverbundnetzes erforderlich sind, und um einen effizienten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu unterstützen und die Integration erneuerbarer Energieträger („EE“) zu erleichtern.
- (6) Wenngleich die ÜNB bereits eine Reihe freiwilliger Initiativen zur regionalen Zusammenarbeit beim Netzbetrieb eingeleitet haben, bedarf es angesichts der Umgestaltung des Strommarktes der Union zudem einer formalisierten Koordination der ÜNB. Die Bestimmungen dieser Verordnung für den Netzbetrieb sehen einen institutionellen

⁽¹⁾ ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15.

Rahmen vor, der eine bessere Abstimmung der ÜNB ermöglichen soll, wobei die ÜNB auch zur Beteiligung an regionalen Sicherheitskoordinatoren („RSC“) verpflichtet werden. Die in dieser Verordnung festgelegten gemeinsamen Bestimmungen zur Einsetzung der RSC und zu deren Aufgaben sind ein erster Schritt zu einer verstärkten regionalen Zusammenarbeit und Integration beim Netzbetrieb und sollten dazu beitragen, die Ziele der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zu erreichen und in der Union höhere Versorgungssicherheitsstandards zu gewährleisten.

- (7) Diese Verordnung sollte einen Rahmen für die Zusammenarbeit der ÜNB enthalten, die dazu RSC einsetzen und beauftragen. RSC sollten an die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion, für die sie eingesetzt wurden, Empfehlungen richten. Die ÜNB sollten einzeln entscheiden, ob sie die Empfehlungen der RSC befolgen. Die Verantwortung für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in ihrer Regelzone sollte jedoch bei den ÜNB bleiben.
- (8) Es sollten Vorschriften für die betriebliche Aus- und Weiterbildung und Zertifizierung festgelegt werden, um sicherzustellen, dass die Mitarbeiter der Netzbetreiber und sonstige betriebliche Mitarbeiter über die erforderliche Qualifikation und Ausbildung verfügen und dass die für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter des Netzbetreibers dafür zertifiziert sind, das Übertragungsnetz in allen Betriebszuständen sicher zu betreiben. Mit den Vorschriften über die Aus- und Weiterbildung und die Zertifizierung werden die vorhandenen bewährten Verfahren der ÜNB gestärkt und formalisiert; zudem gewährleisten sie, dass alle ÜNB in der Union Mindeststandards anwenden.
- (9) Die Bestimmungen für Betriebstests und die Überwachung sollen das ordnungsgemäße Funktionieren der Übertragungs- und Verteilernetzbetriebsmittel und der Betriebsmittel der Netznutzer sicherstellen. Betriebstests müssen geplant und koordiniert werden, um Unterbrechungen der Stabilität und des Betriebs sowie Einschränkungen der Wirtschaftlichkeit des Verbundsystems zu minimieren.
- (10) Da geplante Nichtverfügbarkeiten auch außerhalb der Regelzone eines ÜNB Auswirkungen auf die Netzstabilität haben, sollte jeder ÜNB bei der Betriebsplanung für jeden Zeitbereich überprüfen, ob geplante Nichtverfügbarkeiten umgesetzt werden können, und diese erforderlichenfalls mit und zwischen den ÜNB, VNB und SNN abstimmen, wenn sie Auswirkungen auf grenzübergreifende Stromflüsse haben, die die Betriebssicherheit der Übertragungsnetze beeinflussen.
- (11) Die betriebs- und fahrplanbezogenen Verfahren, die erforderlich sind, um mögliche Schwierigkeiten bei der Gewährleistung der Sicherheit in Echtzeit vorab zu erkennen und die entsprechenden Entlastungsmaßnahmen zu entwickeln, setzen einen rechtzeitigen und angemessenen Datenaustausch voraus. Dieser Austausch sollte nicht durch Barrieren zwischen den einzelnen Beteiligten erschwert werden.
- (12) Eines der wichtigsten Verfahren bei der Gewährleistung einer zuverlässigen und hochwertigen Betriebssicherheit ist die Leistungs-Frequenz-Regelung („LFR“). Eine wirksame LFR ist nur möglich, wenn die ÜNB und VNB, in deren Netz Reserven angeschlossen sind, verpflichtet werden, im Hinblick auf den Betrieb des Übertragungsverbundnetzes lückenlos zusammenzuarbeiten, und wenn die Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen der Anbieter die einschlägigen technischen Mindestanforderungen erfüllen müssen.
- (13) Die Bestimmungen zur Leistungs-Frequenz-Regelung und zu Reserven sollten klare, objektive und harmonisierte Anforderungen an die ÜNB, die für den Anschluss der Reserven zuständigen VNB sowie für die Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen der Anbieter enthalten, um die Systemsicherheit zu gewährleisten und zur Diskriminierungsfreiheit, einem wirksamen Wettbewerb sowie einem effizient funktionierenden Elektrizitätsinnenmarkt beizutragen. Die Bestimmungen zur Leistungs-Frequenz-Regelung und zu Reserven bilden den erforderlichen technischen Rahmen für die Entwicklung grenzübergreifender Regelenenergiemärkte.
- (14) Für die Gewährleistung der Qualität der gemeinsamen Netzfrequenz ist es unabdingbar, gemeinsame Mindestanforderungen und Grundsätze für die unionsweite Leistungs-Frequenz-Regelung und Reserven festzulegen, die als Grundlage für die grenzübergreifende Zusammenarbeit der ÜNB sowie ggf. für die Nutzung der Merkmale der angeschlossenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Verteilernetzanlagen dienen. Dazu werden in dieser Verordnung die Struktur und betrieblichen Bestimmungen für die LFR, die Qualitätskriterien und -ziele, die Dimensionierung der Reserven sowie Austausch, Teilen, Verteilen und Überwachung im Zusammenhang mit der LFR behandelt.
- (15) Synchrongebiete enden nicht an den Grenzen der Union und können auch die Gebiete von Drittländern umfassen. Die Union, die Mitgliedstaaten und die ÜNB sollten einen sicheren Netzbetrieb innerhalb aller Synchrongebiete in der gesamten Union anstreben. Sie sollten Drittländer dabei unterstützen, ähnliche Bestimmungen wie die dieser Verordnung anzuwenden. ENTSO (Strom) sollte im Interesse eines sicheren Netzbetriebs zur Zusammenarbeit zwischen den ÜNB der Union und denen von Drittländern beitragen.

- (16) Gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ sollte die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (die „Agentur“) eine Entscheidung treffen, wenn sich die zuständigen Regulierungsbehörden nicht auf gemeinsame Modalitäten oder Methoden einigen können.
- (17) Diese Verordnung wurde in enger Zusammenarbeit mit der Agentur, ENTSO (Strom) und den Interessenträgern erarbeitet, um wirksame, ausgewogene und angemessene Vorschriften auf transparente und partizipative Weise zu erlassen. Gemäß Artikel 18 Absatz 3 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 wird die Kommission die Agentur, ENTSO (Strom) und andere relevante Interessenträger konsultieren, bevor sie Änderungen an dieser Verordnung vorschlägt.
- (18) Die in dieser Verordnung vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des in Artikel 23 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten Ausschusses —

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

TEIL I

ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

Artikel 1

Gegenstand

Zur Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und einer effizienten Nutzung des Verbundsystems enthält diese Verordnung detaillierte Leitlinien in Bezug auf folgende Aspekte:

- a) Anforderungen und Grundsätze hinsichtlich der Betriebssicherheit;
- b) Bestimmungen und Zuständigkeiten für die Koordination und den Datenaustausch zwischen ÜNB, zwischen ÜNB und VNB sowie zwischen ÜNB oder VNB und SNN bei der Betriebsplanung und beim echtzeitnahen Betrieb;
- c) Bestimmungen für die Aus- und Weiterbildung und die Zertifizierung von Mitarbeitern der Netzbetreiber;
- d) Anforderungen an die Nichtverfügbarkeits-Koordination;
- e) Anforderungen an die Fahrplanerstellung für die einzelnen Regelzonen der ÜNB sowie
- f) Bestimmungen zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Leistungs-Frequenz-Regelung und Reserven.

Artikel 2

Anwendungsbereich

- (1) Die Bestimmungen und Anforderungen dieser Verordnung gelten für die folgenden SNN:
- a) bestehende und neue Stromerzeugungsanlagen, die gemäß den Kriterien des Artikels 5 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission ⁽²⁾ als Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D eingestuft werden oder würden;
 - b) bestehende und neue Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss;
 - c) bestehende und neue geschlossene Verteilernetze mit Übertragungsnetzanschluss;
 - d) bestehende und neue Verbrauchsanlagen, geschlossene Verteilernetze und Dritte, soweit diese Laststeuerungsdienste gemäß den in Artikel 27 der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission ⁽³⁾ festgelegten Kriterien direkt für ÜNB erbringen;

⁽¹⁾ Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 1).

⁽²⁾ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung von Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1).

⁽³⁾ Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10).

- e) Bereitsteller von Redispatch mithilfe aggregierter Stromerzeugungs- oder Verbrauchsanlagen sowie Anbieter von Wirkleistungsreserven gemäß Teil IV Titel 8 dieser Verordnung sowie
- f) bestehende und neue Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme („HGÜ-Systeme“) gemäß den in Artikel 3 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1447 ⁽¹⁾ der Kommission festgelegten Kriterien.

(2) Diese Verordnung gilt für alle Übertragungsnetze, Verteilernetze und Verbindungsleitungen in der Union sowie für regionale Sicherheitskoordinatoren, mit Ausnahme von Übertragungsnetzen und Verteilernetzen oder Teilen von Übertragungsnetzen und Verteilernetzen, die sich auf Inseln von Mitgliedstaaten befinden, deren Netze nicht synchron mit einem der Synchrongebiete Kontinentaleuropa („KE“), Großbritannien („GB“), Nordeuropa, Irland-Nordirland („IE/NI“) oder Baltische Staaten betrieben werden.

(3) Sind in einem Mitgliedstaat mehrere ÜNB tätig, so gilt diese Verordnung für alle ÜNB in diesem Mitgliedstaat. Nimmt ein ÜNB keine Funktion wahr, die für eine oder mehrere Verpflichtungen im Rahmen dieser Verordnung relevant ist, können die Mitgliedstaaten im Einklang mit nationalen aufsichtsrechtlichen Bestimmungen festlegen, dass die Zuständigkeit der ÜNB für die Erfüllung einer, mehrerer oder aller Verpflichtungen aus dieser Verordnung einem oder mehreren bestimmten ÜNB zugewiesen wird.

(4) Solange und soweit die ÜNB Litauens, Lettlands und Estlands ihre Netze synchron in einem Synchrongebiet betreiben, in dem nicht alle Länder dem Unionsrecht unterliegen, sind sie von der Anwendung der in Anhang I dieser Verordnung aufgeführten Bestimmungen freigestellt, soweit in einer Kooperationsvereinbarung mit ÜNB von Drittländern, die gemäß Artikel 13 die Grundlage für ihre Zusammenarbeit zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs bildet, nichts anderes vorgesehen ist.

(5) Sind nach dieser Verordnung Anforderungen von einem relevanten Netzbetreiber festzulegen, bei dem es sich nicht um einen ÜNB handelt, können die Mitgliedstaaten bestimmen, dass stattdessen der ÜNB die betreffenden Anforderungen festlegt.

Artikel 3

Begriffsbestimmungen

(1) Für die Zwecke dieser Verordnung gelten die Begriffsbestimmungen in Artikel 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission ⁽²⁾, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission ⁽³⁾, Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission ⁽⁴⁾ über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und Artikel 2 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁵⁾.

(2) Zusätzlich gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1. „Betriebssicherheit“ bezeichnet die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, einen durch betriebliche Sicherheitsgrenzwerte bestimmten Normalzustand aufrechtzuerhalten oder so bald wie möglich wiederherzustellen;
2. „Einschränkung“ bezeichnet eine Situation, in der es erforderlich ist, Entlastungsmaßnahmen vorzubereiten und zu aktivieren, um betriebliche Sicherheitsgrenzwerte einzuhalten;
3. „N-Situation“ bezeichnet die Situation, in der alle Übertragungsnetzbetriebsmittel verfügbar sind, da kein Ausfall vorliegt;
4. „Ausfallvarianten-Liste“ bezeichnet die Liste der Ausfälle, die bei der Prüfung der Einhaltung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte zu simulieren sind;

⁽¹⁾ Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1).

⁽²⁾ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

⁽³⁾ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (ABl. L 259 vom 27.9.2016, S. 42).

⁽⁴⁾ Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 163 vom 15.6.2013, S. 1).

⁽⁵⁾ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

5. „Normalzustand“ bezeichnet eine Situation, in der in der N-Situation oder nach einem auf der Ausfallvarianten-Liste verzeichneten Ausfall alle betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte des Netzes eingehalten werden, wobei die Auswirkungen der zur Verfügung stehenden Entlastungsmaßnahmen zu berücksichtigen sind;
6. „Frequency Containment Reserves“ („Frequenzhaltungsreserven“) oder „FCR“ bezeichnet die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven;
7. „Frequency Restoration Reserves“ („Frequenzwiederherstellungsreserven“) oder „FRR“ bezeichnet die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine LFR-Zone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln;
8. „Replacement Reserves“ („Ersatzreserven“) oder „RR“ bezeichnet die zur Ablösung oder Unterstützung der erforderlichen Höhe der FRR zur Verfügung stehenden Reserven für zusätzliche Ungleichgewichte im Netz, einschließlich Erzeugungsreserven;
9. „Reservenanbieter“ bezeichnet eine Rechtsperson, die gesetzlich oder vertraglich dazu verpflichtet ist, FCR, FRR oder RR mindestens einer Reserveeinheit oder -gruppe bereitzustellen;
10. „Reserveeinheit“ bezeichnet eine einzelne oder mehrere aggregierte Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von FCR, FRR oder RR erfüllen;
11. „Reservegruppe“ bezeichnet aggregierte Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchseinheiten und/oder Reserveeinheiten, die unterschiedliche Netzanschlusspunkte haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von FCR, FRR oder RR erfüllen;
12. „Leistungs-Frequenz-Regelzone“ oder „LFR-Zone“ bezeichnet einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Zonen abgegrenzt ist und von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen zur Leistungs-Frequenzregelung erfüllt/erfüllen;
13. „Frequenzwiederherstellungszeit“ bezeichnet im Falle von Synchrongebieten mit nur einer LFR-Zone die maximal zu erwartende Zeit, in der die Netzfrequenz nach dem Auftreten eines höchstens dem Referenzstörfall entsprechenden momentanen Leistungsungleichgewichts in den Frequenzwiederherstellungsbereich zurückkehrt, und im Falle von Synchrongebieten mit mehr als einer LFR-Zone die maximal zu erwartende Zeit, in der das Ungleichgewicht nach dem Auftreten eines momentanen Leistungsungleichgewichts einer LFR-Zone ausgeglichen wird;
14. „(N-1)-Kriterium“ bezeichnet die Regel, wonach die nach dem Auftreten eines Ausfalls weiter in Betrieb befindlichen Betriebsmittel innerhalb der Regelzone eines ÜNB in der Lage sind, sich an die neue Betriebsituation anzupassen, ohne betriebliche Sicherheitsgrenzwerte zu überschreiten;
15. „(N-1)-Situation“ bezeichnet die Situation im Übertragungsnetz, in der ein Ausfall auf der Ausfallvarianten-Liste aufgetreten ist;
16. „Wirkleistungsreserve“ bezeichnet die für die Aufrechterhaltung der Frequenz verfügbaren Ausgleichsreserven;
17. „gefährdeter Zustand“ bezeichnet den Netzzustand, in dem die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte des Netzes eingehalten werden, aber ein Ausfall auf der Ausfallvarianten-Liste festgestellt wurde, bei dessen Eintreten die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen nicht ausreichen, um den Normalzustand aufrechtzuerhalten;
18. „Leistungs-Frequenz-Regelblock“ oder „LFR-Block“ bezeichnet einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das physisch durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Blöcken abgegrenzt wird, eine oder mehrere LFR-Zonen umfasst und von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtung zur Leistungs-Frequenz-Regelung erfüllt/erfüllen;
19. „Area Control Error“ („Gebietsregelfehler“) oder „ACE“ bezeichnet die Summe des Leistungsregelfehlers („ ΔP “), d. h. der Differenz zwischen dem in Echtzeit gemessenen Ist-Wert des Leistungsaustauschs („P“) und dem Regelprogramm („P0“) einer bestimmten LFR-Zone oder eines bestimmten LFR-Blocks, und des Frequenzregelfehlers („ $K \cdot \Delta f$ “), d. h. des Produkts aus K-Faktor und der Frequenzabweichung dieser LFR-Zone oder dieses LFR-Blocks, und errechnet sich somit als $\Delta P + K \cdot \Delta f$;
20. „Regelprogramm“ bezeichnet eine Abfolge von Sollwerten für den über Drehstrom-Verbindungsleitungen („AC-Leitungen“) erfolgenden saldierten Leistungsaustausch einer LFR-Zone oder eines LFR-Blocks;
21. „Spannungsregelung“ bezeichnet die manuellen oder automatischen Regelungshandlungen am Einspeiseknotenpunkt, an den Knotenpunkten der Drehstromleitungen oder HGÜ-Systeme, an Transformatoren oder an anderen Vorrichtungen mit dem Ziel, einen Spannungs- oder Blindleistungssollwert zu erhalten;
22. „Blackout-Zustand“ („Schwarzfall-Zustand“) bezeichnet den Netzzustand, in dem der Betrieb des Übertragungsnetzes ganz oder teilweise eingestellt ist;

23. „interne Ausfallvariante“ bezeichnet eine Ausfallvariante innerhalb der Regelzone des ÜNB, einschließlich der Verbindungsleitungen;
24. „externe Ausfallvariante“ bezeichnet eine Ausfallvariante außerhalb der Regelzone des ÜNB und der dazugehörigen Verbindungsleitungen, deren Einflussfaktor die Ausfallvarianten-Einflussschwelle überschreitet;
25. „Einflussfaktor“ bezeichnet den numerischen Wert zur Quantifizierung der höchsten Auswirkung der Nichtverfügbarkeit eines Übertragungsnetzbetriebsmittels, das sich außerhalb der Regelzone des ÜNB und der dazugehörigen Verbindungsleitungen befindet, auf Übertragungsnetzbetriebsmittel aufgrund der durch diese Nichtverfügbarkeit verursachten Änderungen der Leistungsflüsse oder der Spannung. Sein Wert steigt mit der Höhe der Auswirkungen;
26. „Ausfallvarianten-Einflussschwelle“ bezeichnet einen numerischen Grenzwert, anhand dessen die Einflussfaktoren überprüft werden, wobei angenommen wird, dass eine Ausfallvariante außerhalb der Regelzone des ÜNB, deren Einflussfaktor die Ausfallvarianten-Einflussschwelle übersteigt, signifikante Auswirkungen auf die Regelzone des ÜNB und die dazugehörigen Verbindungsleitungen hat;
27. „Ausfallvarianten-Rechnung“ bezeichnet die computergestützte Simulation von Ausfällen auf der Ausfallvarianten-Liste;
28. „kritische Fehlerklärungszeit“ bezeichnet die maximale Dauer eines Fehlers, bei der das Übertragungsnetz einen stabilen Betrieb aufrechterhält;
29. „Fehler“ bezeichnet alle Arten von (ein-, zwei- und dreiphasigen) Kurzschlüssen (mit und ohne Erdkontakt), einen unterbrochenen Leiter, einen unterbrochenen Stromkreis oder einen instabilen Anschluss, der/die zu einer dauerhaften Nichtverfügbarkeit des betreffenden Übertragungsnetzbetriebsmittels führt;
30. „Übertragungsnetzbetriebsmittel“ bezeichnet jeden technischen Bestandteil des Übertragungsnetzes;
31. „Störung“ bezeichnet ein ungeplantes Ereignis, das eine Abweichung des Übertragungsnetzes vom Normalzustand verursachen könnte;
32. „dynamische Stabilität“ ist eine gebräuchliche allgemeine Bezeichnung für die Polradwinkelstabilität, die Frequenzstabilität und die Spannungsstabilität;
33. „Bewertung der dynamischen Stabilität“ bezeichnet die Bewertung der Betriebssicherheit hinsichtlich der dynamischen Stabilität;
34. „Frequenzstabilität“ bezeichnet die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, in der N-Situation und nach einer Störung eine stabile Frequenz aufrechtzuerhalten;
35. „Spannungsstabilität“ bezeichnet die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, in der N-Situation und nach einer Störung an allen seinen Knotenpunkten akzeptable Spannungen aufrechtzuerhalten;
36. „Netzzustand“ bezeichnet den anhand der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte beurteilten Betriebszustand des Übertragungsnetzes, bei dem es sich um den Normalzustand, den gefährdeten Zustand, den Notzustand, den Blackout-Zustand oder den Netzwiederaufbau-Zustand handeln kann;
37. „Notzustand“ bezeichnet den Netzzustand, in dem einer oder mehrere betriebliche Sicherheitsgrenzwerte überschritten wird/werden;
38. „Netzwiederaufbau-Zustand“ bezeichnet den Netzzustand, in dem das Ziel sämtlicher Tätigkeiten im Übertragungsnetz darin besteht, die Betriebssicherheit nach einem Blackout- oder Notzustand wiederherzustellen;
39. „außergewöhnliche Ausfallvariante“ bezeichnet das gleichzeitige Auftreten mehrerer Ausfälle mit gleicher Ursache;
40. „Frequenzabweichung“ bezeichnet die negative oder positive Differenz zwischen der tatsächlichen Frequenz und der Nennfrequenz des Synchrongebietes;
41. „Netzfrequenz“ bezeichnet die elektrische Netzfrequenz, wobei angenommen wird, dass ihre Messung in allen Teilen des Synchrongebietes innerhalb von Sekunden einen einheitlichen Wert ergibt, der sich an unterschiedlichen Messstellen nur unwesentlich unterscheidet;
42. „Frequenzwiederherstellungsprozess“ oder „FWP“ bezeichnet ein Verfahren zur Wiederherstellung der Nennfrequenz und bei Synchrongebieten, die mehr als eine LFR-Zone umfassen, ein Verfahren zur Wiederherstellung des geplanten Wertes des Leistungsausgleichs;
43. „Frequenzwiederherstellungs-Regelfehler“ oder „FRCE“ („Frequency Restoration Control Error“) bezeichnet den Regelfehler beim FWP, der dem ACE einer LFR-Zone bzw., wenn die LFR-Zone geografisch dem Synchrongebiet entspricht, der Frequenzabweichung entspricht;

44. „Fahrplan“ bezeichnet bestimmte Referenzwerte für Stromerzeugung, -verbrauch oder -austausch in einem bestimmten Zeitraum;
45. „K-Faktor“ einer LFR-Zone oder eines LFR-Blocks bezeichnet einen in Megawatt pro Hertz („MW/Hz“) angegebenen Wert, der so nahe wie praktisch möglich bei Folgendem liegt oder dieses übersteigt: Summe aus der Selbstregelung der Stromerzeugung, der Eigenregelung der Last und des Beitrags der Frequenzhaltungsreserven, bezogen auf die maximale Frequenzabweichung in stationärem Zustand;
46. „lokaler Zustand“ bezeichnet einen gefährdeten Zustand, Notzustand oder Blackout-Zustand, dessen Folgen sich nicht über die Regelzone einschließlich der angeschlossenen Verbindungsleitungen hinaus auszuweiten drohen;
47. „maximale Frequenzabweichung in stationärem Zustand“ bezeichnet die zu erwartende maximale Frequenzabweichung nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts, das höchstens dem Referenzstörfall entspricht, bei der die Netzfrequenz auslegungsbedingt stabilisiert werden kann;
48. „Observability Area“ („Beobachtungsgebiet“) bezeichnet das eigene Übertragungsnetz eines ÜNB sowie die relevanten Teile von Verteilernetzen und Übertragungsnetzen benachbarter ÜNB, die der ÜNB in Echtzeit überwacht und modelliert, um die Betriebssicherheit in seiner Regelzone einschließlich der Verbindungsleitungen aufrechtzuerhalten;
49. „benachbarte ÜNB“ bezeichnet ÜNB, deren Netze über mindestens eine Drehstrom- oder Gleichstromverbindungsleitung miteinander verbunden sind;
50. „Betriebssicherheitsanalyse“ bezeichnet alle computergestützten, manuellen und automatischen Tätigkeiten zur Bewertung der Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes sowie zur Abschätzung der für die Erhaltung der Betriebssicherheit erforderlichen Entlastungsmaßnahmen;
51. „Betriebssicherheitsindikatoren“ bezeichnet die von den ÜNB bei der Überwachung der Betriebssicherheit angewandten Indikatoren für die Netzzustände sowie für Fehler und Störungen, die Einfluss auf die Betriebssicherheit haben;
52. „Betriebssicherheitsranking“ bezeichnet das von den ÜNB bei der Überwachung der Betriebssicherheit auf der Grundlage der Betriebssicherheitsindikatoren angewandte Ranking;
53. „Betriebstests“ bezeichnet die von einem ÜNB oder VNB zur Instandhaltung, zur Entwicklung von Netzbetriebsverfahren und -weiterbildungen und zur Gewinnung von Informationen über das Übertragungsnetzverhalten bei anormalen Netzbedingungen durchgeführten Tests sowie die von signifikanten Netznutzern hinsichtlich ihrer Anlagen zu ähnlichen Zwecken durchgeführten Tests;
54. „gewöhnliche Ausfallvariante“ bezeichnet den Ausfall einer einzelnen Abzweigung oder Einspeisung;
55. „Ausnahme-Ausfallvariante“ bezeichnet das gleichzeitige Auftreten mehrerer Ausfälle ohne gemeinsame Ursache oder den Verlust von Stromerzeugungsanlagen mit einem Gesamtverlust an Erzeugungskapazität, der den Referenzstörfall übersteigt;
56. „Rampengeschwindigkeit“ bezeichnet die Geschwindigkeit der Wirkleistungsänderung einer Stromerzeugungsanlage, einer Verbrauchsanlage oder eines HGÜ-Systems;
57. „Blindleistungsreserve“ bezeichnet die für die Aufrechterhaltung der Spannung verfügbare Blindleistung;
58. „Referenzstörfall“ bezeichnet die maximale, momentan zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem Synchrongebiet auftretende positive oder negative Leistungsabweichung, die bei der FCR-Dimensionierung berücksichtigt ist;
59. „Polradwinkelstabilität“ bezeichnet die Fähigkeit von Synchronmaschinen, in der N-Situation und nach einer Störung den synchronen Betrieb aufrechtzuerhalten;
60. „Sicherheitsplan“ bezeichnet einen Plan, der eine Risikobewertung hinsichtlich größerer physischer Bedrohungen und Cyberbedrohungen für kritische Anlagen des ÜNB sowie eine Prüfung ihrer möglichen Auswirkungen enthält;
61. „Stabilitätsgrenzwerte“ bezeichnet die zulässigen Grenzwerte für den Betrieb des Übertragungsnetzes und umfasst die Grenzwerte für die Spannungsstabilität, die Polradwinkelstabilität und die Frequenzstabilität;
62. „regelzonenübergreifender Zustand“ bezeichnet einen gefährdeten Zustand, Notzustand oder Blackout-Zustand, der sich auf angeschlossene Übertragungsnetze auszuweiten droht;
63. „Systemschutzplan“ bezeichnet die zu treffenden technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Verhinderung der Ausweitung oder Zunahme einer Störung im Übertragungsnetz mit dem Ziel, eine übergreifende Störung und einen Blackout-Zustand zu vermeiden;

64. „Topologie“ bezeichnet den Schaltzustand der verschiedenen Übertragungs- oder Verteilernetzbetriebsmittel in einem Umspannwerk und umfasst die elektrische Konfiguration sowie die Stellung der Leistungsschutz- und Trennschalter;
65. „vorübergehend zulässige Überlastung“ bezeichnet die für einen begrenzten Zeitraum zulässige, vorübergehende Überlastung von Übertragungsnetzbetriebsmitteln, die keinen physischen Schaden an Übertragungsnetzbetriebsmitteln verursacht, solange bestimmte Werte für Dauer und Schwellen eingehalten werden;
66. „Istwertaufschaltung“ bezeichnet einen zusätzlichen Eingangswert der Regler der beteiligten LFR-Zonen, der die gleiche Wirkung hat wie ein Messwert einer physischen Verbindungsleitung und es ermöglicht, elektrische Energie zwischen den jeweiligen Gebieten auszutauschen;
67. „flexible Drehstromübertragungssysteme“ oder „FACTS“ (Flexible Alternating Current Transmission Systems) bezeichnet Betriebsmittel zur Drehstromübertragung elektrischer Leistung, die dazu dienen, eine bessere Regelbarkeit sowie eine größere Wirkleistungs-Übertragungskapazität zu erreichen;
68. „Leistungsbilanz“ beschreibt die Fähigkeit, die Last in einem Gebiet durch die Einspeisung in diesem Gebiet zu decken;
69. „aggregierter saldierter externer Fahrplan“ bezeichnet einen Fahrplan, der die saldierte Aufsummierung aller externen ÜNB-Fahrpläne sowie der Fahrpläne für den regelzonenüberschreitenden Handel zwischen zwei Fahrplangebieten oder zwischen einem Fahrplangebiet und einer Gruppe anderer Fahrplangebiete wiedergibt;
70. „Verfügbarkeitsplan“ bezeichnet die Kombination aller geplanten Verfügbarkeitszustände einer relevanten Anlage für einen bestimmten Zeitraum;
71. „Verfügbarkeitsstatus“ bezeichnet die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, eines Netzbetriebsmittels oder einer Verbrauchsanlage, während eines bestimmten Zeitraums eine Leistung zu erbringen, unabhängig davon, ob sie in Betrieb ist;
72. „echtzeitnah“ bedeutet, dass der Zeitraum zwischen der letzten Intraday-Auktionsschließung und der Echtzeit nicht mehr als 15 Minuten beträgt;
73. „Verbrauchsfahrplan“ bezeichnet einen Fahrplan für den Verbrauch einer Verbrauchsanlage oder einer Gruppe von Verbrauchsanlagen;
74. „ENTSO for Electricity Operational Planning Data Environment“ („Betriebsplanungs-Datenumgebung von ENTSO (Strom)“) oder „OPDE von ENTSO (Strom)“ bezeichnet Anwendungsprogramme und Instrumente, die es ermöglichen, die bei den Betriebsplanungsverfahren mehrerer ÜNB genutzten Daten zu speichern, auszutauschen und zu verwalten;
75. „Fahrplan für den regelzonenüberschreitenden Handel“ bezeichnet einen Fahrplan für den gewerblichen Stromhandel zwischen Marktteilnehmern in verschiedenen Fahrplangebieten;
76. „externer ÜNB-Fahrplan“ bezeichnet einen Fahrplan für den Stromaustausch zwischen ÜNB verschiedener Fahrplangebiete;
77. „störungsbedingte Nichtverfügbarkeit“ bezeichnet die ungeplante Außerbetriebnahme einer relevanten Anlage aus einem dringenden Grund, der nicht der betrieblichen Kontrolle des Betreibers der jeweiligen Anlage unterliegt;
78. „Erzeugungsfahrplan“ bezeichnet einen Fahrplan für die Stromerzeugung einer Stromerzeugungsanlage oder einer Gruppe von Stromerzeugungsanlagen;
79. „Fahrplan für den regelzoneninternen Handel“ bezeichnet einen Fahrplan für den gewerblichen Stromhandel zwischen Marktteilnehmern innerhalb eines Fahrplangebietes;
80. „interne relevante Anlage“ bezeichnet eine relevante Anlage innerhalb der Regelzone eines ÜNB oder eine relevante Anlage, die sich in einem Verteilernetz oder geschlossenen Verteilernetz befindet, das direkt oder indirekt mit der Regelzone dieses ÜNB verbunden ist;
81. „AC-Nettoposition des Gebiets“ bezeichnet die saldierte Aufsummierung aller externen Drehstrom-Fahrpläne eines Gebiets;
82. „Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion“ bezeichnet eine Kombination von Regelzonen, für die die ÜNB Verfahren zur Überwachung und erforderlichenfalls zur Koordination des Verfügbarkeitsstatus der relevanten Anlagen für alle Zeitbereiche festlegen;
83. „relevante Verbrauchsanlage“ bezeichnet eine an der Nichtverfügbarkeits-Koordination beteiligte Verbrauchsanlage, deren Verfügbarkeitsstatus Einfluss auf die grenzübergreifende Betriebssicherheit hat;
84. „relevante Anlage“ bezeichnet jede relevante Verbrauchsanlage, Stromerzeugungsanlage und jedes relevante Netzbetriebsmittel, die/das an der Nichtverfügbarkeits-Koordination beteiligt ist;

85. „relevantes Netzbetriebsmittel“ bezeichnet jeden technischen Bestandteil eines Übertragungsnetzes, einschließlich der Verbindungsleitungen, oder eines Verteilernetzes, einschließlich geschlossener Verteilernetze, wie z. B. eine einzelne Leitung, einen einzelnen Stromkreis, einen einzelnen Transformator, einen einzelnen Phasenschieber-Transformator oder eine Spannungskompensationseinrichtung, der/die an der Nichtverfügbarkeits-Koordination beteiligt ist und dessen/deren Verfügbarkeitsstatus Einfluss auf die grenzübergreifende Betriebssicherheit hat;
86. „Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung“ bezeichnet den Zustand, bei dem eine Kombination des Verfügbarkeitsstatus einer oder mehrerer relevanter Netzbetriebsmittel, Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchsanlagen und der bestmöglichen Schätzung zur prognostizierten Situation des Stromnetzes zu einer Überschreitung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte führt, auch wenn die ÜNB die ihnen zur Verfügung stehenden, nicht mit Kosten verbundenen Entlastungsmaßnahmen treffen;
87. „Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle“ bezeichnet eine mit der Planung des Verfügbarkeitsstatus einer relevanten Stromerzeugungsanlage, Verbrauchsanlage oder eines relevanten Netzbetriebsmittels beauftragte Stelle;
88. „relevante Stromerzeugungsanlage“ bezeichnet eine an der Nichtverfügbarkeits-Koordination beteiligte Stromerzeugungsanlage, deren Verfügbarkeitsstatus Einfluss auf die grenzübergreifende Betriebssicherheit hat;
89. „regionaler Sicherheitskoordinator“ bezeichnet die im Eigentum der ÜNB stehende(n) oder von ihnen kontrollierte(n) Organisation(en), die in einer oder mehreren Kapazitätsberechnungsregion(en) Aufgaben im Zusammenhang mit der regionalen Koordination der ÜNB wahrnimmt/wahrnehmen;
90. „Scheduling Agent“ bezeichnet die mit der Übermittlung der Fahrpläne von Marktteilnehmern an ÜNB oder ggf. Dritte beauftragte(n) Stelle(n);
91. „Fahrplangebiet“ bezeichnet ein Gebiet, in dem die Verpflichtungen der ÜNB hinsichtlich der Fahrplanerstellung aufgrund betrieblicher oder organisatorischer Erfordernisse gelten;
92. „Week-Ahead“ bezeichnet die der Kalenderwoche des Betriebs vorausgehende Woche;
93. „Year-Ahead“ bezeichnet das dem Kalenderjahr des Betriebs vorausgehende Jahr;
94. „betroffener ÜNB“ bezeichnet einen ÜNB, der Informationen über den Austausch von Reserven und/oder das Teilen von Reserven und/oder das IN-Verfahren und/oder das grenzübergreifende Aktivierungsverfahren für die Analyse und Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit benötigt;
95. „Reservekapazität“ bezeichnet die Menge der FCR, FRR oder RR, die einem ÜNB zur Verfügung stehen muss;
96. „Reservenaustausch“ bezeichnet die Möglichkeit eines ÜNB, auf Reservekapazität zuzugreifen, die in einer anderen LFR-Zone, einem anderen LFR-Block oder einem anderen Synchrongebiet angeschlossen ist, um den aus seinem eigenen Reservedimensionierungsverfahren für FCR, FRR oder RR resultierenden Reservebedarf zu decken, wobei diese Reservekapazität ausschließlich diesem ÜNB zur Verfügung steht und von keinem anderen ÜNB bei der Deckung des aus seinem jeweiligen Reservedimensionierungsverfahren resultierenden Reservebedarfs berücksichtigt wird;
97. „Reserventeilung“ bezeichnet einen Mechanismus, bei dem mehr als ein ÜNB dieselbe Reservekapazität für FCR, FRR oder RR hinsichtlich der Deckung seines aus dem Reservedimensionierungsverfahren resultierenden Reservebedarfs berücksichtigt;
98. „Auslösezeit des gefährdeten Zustands“ bezeichnet die Zeit bis zum aktiven gefährdeten Zustand;
99. „automatische FRR“ bezeichnet FRR, die mithilfe eines automatischen Reglers aktiviert werden können;
100. „Reaktionszeit der Aktivierung der automatischen FRR“ bezeichnet den Zeitraum zwischen der Einstellung eines neuen Sollwerts durch den FRR-Regler und dem Beginn der physischen Bereitstellung automatischer FRR;
101. „Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der automatischen FRR“ bezeichnet den Zeitraum zwischen der Einstellung eines neuen Sollwerts durch den Leistungs-Frequenz-Regler und der entsprechenden Aktivierung oder Deaktivierung der automatischen FRR;
102. „durchschnittliche FRCE-Daten“ bezeichnet eine aus den Durchschnittswerten des aufgezeichneten momentanen FRCE einer LFR-Zone oder eines LFR-Blocks innerhalb eines bestimmten Messzeitraums bestehende Datenreihe;
103. „Regelungskapazität bereitstellender ÜNB“ bezeichnet den ÜNB, der die Aktivierung seiner Reservekapazität für einen Regelungskapazität erhaltenden ÜNB gemäß den Bedingungen einer Vereinbarung über die Reserventeilung auslöst;

104. „Regelungskapazität erhaltender ÜNB“ bezeichnet den ÜNB, der bei der Berechnung der Reservekapazität die über einen Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB verfügbare Reservekapazität gemäß den Bedingungen einer Vereinbarung über die Reserventeilung berücksichtigt;
105. „Kriterienanwendungsverfahren“ bezeichnet das Verfahren zur Berechnung der Zielparameter für das Synchrongebiet, den LFR-Block und die LFR-Zone auf der Grundlage der im Datenerhebungs- und -bereitstellungsverfahren gewonnenen Daten;
106. „Datenerhebungs- und -bereitstellungsverfahren“ bezeichnet das Verfahren zur Erhebung der erforderlichen Daten für die Anwendung der Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien;
107. „grenzübergreifendes FRR-Aktivierungsverfahren“ bezeichnet ein zwischen den beteiligten ÜNB vereinbartes Verfahren, das es ermöglicht, in einer anderen LFR-Zone angeschlossene FRR durch eine entsprechende Anpassung der Eingangsdaten der beteiligten FWP zu aktivieren;
108. „grenzübergreifendes RR-Aktivierungsverfahren“ bezeichnet ein zwischen den beteiligten ÜNB vereinbartes Verfahren, das es ermöglicht, in einer anderen LFR-Zone angeschlossene RR durch eine entsprechende Anpassung der Eingangsdaten der beteiligten ERP zu aktivieren;
109. „dimensionierungsrelevanter Referenzfall“ bezeichnet das höchste zu erwartende momentane Wirkleistungsungleichgewicht innerhalb eines LFR-Blocks sowohl in positiver als auch in negativer Richtung;
110. „Netzzeitabweichung“ bezeichnet den Zeitunterschied zwischen der Synchronzeit und der koordinierten Weltzeit („UTC“);
111. „der vollständigen FCR-Aktivierung zugrunde liegende Frequenzabweichung“ bezeichnet den normierten Wert der Frequenzabweichung, bei der die FCR in einem Synchrongebiet vollständig aktiviert werden;
112. „Zeit bis zur vollständigen FCR-Aktivierung“ bezeichnet den Zeitraum zwischen dem Auftreten des Referenzstörfalls und der entsprechenden vollständigen Aktivierung der FCR;
113. „FCR-Verpflichtung“ bezeichnet die der Verantwortung eines ÜNB unterliegenden FCR bzw. den der Verantwortung eines ÜNB unterliegenden Teil der FCR;
114. „Frequenzhaltungsprozess“ oder „FHP“ bezeichnet ein Verfahren zur Stabilisierung der Netzfrequenz durch den Ausgleich von Ungleichgewichten mithilfe angemessener Reserven;
115. „Frequenzkopplungsverfahren“ bezeichnet ein zwischen allen ÜNB zweier Synchrongebiete vereinbartes Verfahren, das es ermöglicht, die Aktivierung von FCR durch Anpassung der HGÜ-Stromflüsse zwischen den Synchrongebieten zu koppeln;
116. „qualitätsbestimmende Frequenzparameter“ bezeichnet die wichtigsten Netzfrequenzvariablen, die die Grundsätze der Frequenzqualität bestimmen;
117. „Frequenzqualitäts-Zielparameter“ bezeichnet das wichtigste Ziel für die Netzfrequenz, anhand dessen das Verhalten der FCR-, FRR- und RR-Aktivierungsverfahren im Normalzustand bewertet wird;
118. „Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien“ bezeichnet eine Reihe von Berechnungsvorschriften auf der Basis von Netzfrequenzmessungen, die es ermöglichen, die Qualität der Netzfrequenz anhand der Frequenzqualitäts-Zielparameter zu bewerten;
119. „Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten“ bezeichnet eine Reihe von Daten, die es ermöglichen, die Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien zu berechnen;
120. „Frequenzerholungsbereich“ bezeichnet in den Synchrongebieten GB und IE/NI den Netzfrequenzbereich, in den die Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts, das höchstens dem Referenzstörfall entspricht, innerhalb der Frequenzerholungszeit zurückkehren sollte;
121. „Frequenzerholungszeit“ bezeichnet in den Synchrongebieten GB und IE/NI die maximal zu erwartende Zeit, in der die Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts, das höchstens dem Referenzstörfall entspricht, zur maximalen Frequenzabweichung in stationärem Zustand zurückkehrt;
122. „Frequenzwiederherstellungsbereich“ bezeichnet in den Synchrongebieten GB, IE/NI und Nordeuropa den Netzfrequenzbereich, in den die Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts, das höchstens dem Referenzstörfall entspricht, innerhalb der Frequenzwiederherstellungszeit zurückkehren sollte;

123. „FRCE-Zielparameter“ bezeichnet die wichtigsten Zielvariablen des LFR-Blocks, auf deren Grundlage die Dimensionierungskriterien für FRR und RR des LFR-Blocks bestimmt und bewertet werden und mit denen das Verhalten des LFR-Blocks im Normalbetrieb wiedergegeben wird;
124. „FRR-Leistungsaustausch“ bezeichnet die zwischen LFR-Zonen im Rahmen des grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahrens ausgetauschte Leistung;
125. „Frequenzsollwert“ bezeichnet den im FWP verwendeten Frequenzzielwert, der als Summe der Netznennfrequenz und eines Ausgleichswerts zur Verringerung einer Netzzeitabweichung definiert ist;
126. „FRR-Verfügbarkeitsanforderungen“ bezeichnet die von den ÜNB eines LFR-Blocks festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit der FRR;
127. „FRR-Dimensionierungsregeln“ bezeichnet die Spezifikationen des FRR-Dimensionierungsverfahrens eines LFR-Blocks;
128. „Ungleichgewichtssaldierungsverfahren“ oder „IN-Verfahren“ („Imbalance-Netting-Verfahren“) bezeichnet ein zwischen den ÜNB vereinbartes Verfahren, das es ermöglicht, die gleichzeitige Aktivierung von FRR in entgegengesetzter Richtung zu vermeiden, wobei die jeweiligen FRCE sowie die aktivierten FRR berücksichtigt und die Beiträge der beteiligten FWP entsprechend korrigiert werden;
129. „IN-Leistungsaustausch“ bezeichnet die zwischen LFR-Zonen im Rahmen des IN-Verfahrens ausgetauschte Leistung;
130. „anfängliche FCR-Verpflichtung“ bezeichnet die einem ÜNB auf der Grundlage eines Verteilungsschlüssels zugewiesene FCR-Menge;
131. „momentane Frequenzdaten“ bezeichnet eine Reihe von Datenmessungen zur Gesamtnetzfrequenz für das Synchrongebiet, deren Messzeitraum höchstens eine Sekunde beträgt und die zur Bewertung der Netzfrequenzqualität dienen;
132. „momentane Frequenzabweichung“ bezeichnet eine Reihe von Datenmessungen zu den Gesamtnetzfrequenzabweichungen für das Synchrongebiet, deren Messzeitraum höchstens eine Sekunde beträgt und die zur Bewertung der Netzfrequenzqualität dienen;
133. „momentane FRCE-Daten“ bezeichnet eine Reihe von Daten des FRCE eines LFR-Blocks mit einem Messzeitraum von höchstens 10 Sekunden, die zur Bewertung der Netzfrequenzqualität dienen;
134. „FRCE-Bereich der Stufe 1“ bezeichnet den ersten, zur Bewertung der Netzfrequenzqualität auf der Ebene des LFR-Blocks genutzten Bereich, innerhalb dessen der FRCE während eines bestimmten prozentualen Zeitanteils gehalten werden sollte;
135. „FRCE-Bereich der Stufe 2“ bezeichnet den zweiten, zur Bewertung der Netzfrequenzqualität auf der Ebene des LFR-Blocks genutzten Bereich, innerhalb dessen der FRCE während eines bestimmten prozentualen Zeitanteils gehalten werden sollte;
136. „Betriebsvereinbarung für den LFR-Block“ bezeichnet eine multilaterale Vereinbarung zwischen allen ÜNB eines LFR-Blocks, falls der LFR-Block von mehr als einen ÜNB betrieben wird, bzw. eine vom relevanten ÜNB unilateral einzuführende betriebliche Methode für den Block, wenn der LFR-Block von nur einem ÜNB betrieben wird;
137. „RR-Leistungsaustausch“ bezeichnet die zwischen LFR-Zonen im Rahmen des grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahrens ausgetauschte Leistung;
138. „LFR-Block-Ungleichgewichte“ bezeichnet die Summe aus FRCE, FRR-Aktivierung und RR-Aktivierung innerhalb des LFR-Blocks, dem IN-Leistungsaustausch, dem FRR-Leistungsaustausch und dem RR-Leistungsaustausch dieses LFR-Blocks mit anderen LFR-Blöcken;
139. „LFR-Block-Beobachter“ bezeichnet einen für die Erhebung der Daten für die Bewertungskriterien für die Frequenzqualität eines LFR-Blocks und für die Anwendung dieser Kriterien zuständigen ÜNB;
140. „Leistungs-Frequenz-Regelungsstruktur“ bezeichnet die grundlegende Struktur, die alle Aspekte der Leistungs-Frequenz-Regelung berücksichtigt, insbesondere die jeweiligen Zuständigkeiten und Verpflichtungen sowie die Arten und Zwecke der Wirkleistungsreserven;
141. „Prozess-Zuständigkeitsstruktur“ bezeichnet die Struktur für die Zuständigkeiten und Pflichten hinsichtlich der Wirkleistungsreserven auf der Grundlage der Regelstruktur des Synchrongebietes;

142. „Prozessstruktur zur Aktivierung von Reserven“ bezeichnet die Struktur zur Kategorisierung der Prozesse für die verschiedenen Arten von Wirkleistungsreserven hinsichtlich deren Zweck und Aktivierung;
143. „Zeit bis zur vollständigen manuellen FRR-Aktivierung“ bezeichnet den Zeitraum zwischen der Änderung eines Sollwerts und der entsprechenden manuellen Aktivierung oder Deaktivierung von FRR;
144. „maximale momentane Frequenzabweichung“ bezeichnet den zu erwartenden maximalen Absolutwert einer momentanen Frequenzabweichung nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts, das höchstens dem Referenzstörfall entspricht, bei dessen Überschreiten Notfallmaßnahmen aktiviert werden;
145. „Monitoring-Gebiet“ bezeichnet einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen von anderen Monitoring-Gebieten abgegrenzt wird und der/das von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen für das Monitoring-Gebiet erfüllt/erfüllen;
146. „Präqualifikation“ bezeichnet das Verfahren zur Überprüfung der Übereinstimmung einer Reserveeinheit oder -gruppe mit den vom ÜNB festgelegten Anforderungen;
147. „Rampenzeitraum“ bezeichnet einen durch einen festen Anfangszeitpunkt und eine Zeitdauer bestimmten Zeitraum, während dessen die Wirkleistungszufuhr und/oder -abgabe erhöht oder verringert wird;
148. „Reserven anfordernder ÜNB“ bezeichnet den ÜNB, der für die Anweisung an eine Reserveeinheit oder -gruppe zur Aktivierung von FRR und/oder RR zuständig ist;
149. „Reserven anschließender VNB“ bezeichnet den VNB, der für das das Verteilernetz zuständig ist, an das eine Reserveeinheit oder -gruppe für einen ÜNB angeschlossen ist;
150. „Reserven anschließender ÜNB“ bezeichnet den ÜNB, der für das das Monitoring-Gebiet zuständig ist, in dem eine Reserveeinheit oder -gruppe angeschlossen ist;
151. „Reserven erhaltender ÜNB“ bezeichnet den ÜNB, der an einem Austausch mit einem Reserven anschließenden ÜNB und/oder einer Reserveeinheit oder -gruppe, die an ein anderes Monitoring-Gebiet oder eine andere LFR-Zone angeschlossen ist, beteiligt ist;
152. „Ersatzreserven-Prozess“ oder „ERP“ bezeichnet ein Verfahren zur Wiederherstellung aktivierter FRR und, im Falle der Synchrongebiete GB und IE/NL, auch zur Wiederherstellung der aktivierten FCR;
153. „RR-Verfügbarkeitsanforderungen“ bezeichnet die von den ÜNB eines LFR-Blocks festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit von RR;
154. „RR-Dimensionierungsregeln“ bezeichnet die Spezifikationen des RR-Dimensionierungsverfahrens eines LFR-Blocks;
155. „Standardfrequenzbereich“ bezeichnet einen festgelegten symmetrischen Bereich ober- und unterhalb der Nennfrequenz, innerhalb dessen sich die Netzfrequenz eines Synchrongebietes befinden sollte;
156. „Standardfrequenzabweichung“ bezeichnet den Absolutwert der Frequenzabweichung, der den Standardfrequenzbereich begrenzt;
157. „Frequenzabweichung in stationärem Zustand“ bezeichnet den Absolutwert der Frequenzabweichung nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts, sobald die Netzfrequenz stabilisiert ist;
158. „Synchrongebiets-Beobachter“ bezeichnet einen für die Erhebung der Daten zu den Bewertungskriterien für die Frequenzqualität für das Synchrongebiet sowie für deren Anwendung zuständigen ÜNB;
159. „Zeitregelungsverfahren“ bezeichnet ein Verfahren zur Zeitregelung, das durchgeführt wird, um die Netzzeitabweichung zwischen der Synchronzeit und UTC-Zeit auf null zu bringen.

Artikel 4

Ziele und aufsichtsrechtliche Aspekte

- (1) Diese Verordnung dient folgenden Zielen:
 - a) Festlegung gemeinsamer Anforderungen und Grundsätze für die Betriebssicherheit;
 - b) Festlegung gemeinsamer Betriebsplanungsgrundsätze für das Verbundnetz;

- c) Festlegung gemeinsamer LFR-Verfahren und Regelungsstrukturen;
 - d) Gewährleistung der erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union;
 - e) Gewährleistung der erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Frequenzqualität in allen Synchrongebieten der gesamten Union;
 - f) Unterstützung der Koordination beim Netzbetrieb und bei der Betriebsplanung;
 - g) Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen über den Übertragungsnetzbetrieb;
 - h) Beitrag zum effizienten Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und Stromsektors in der Union.
- (2) Bei der Anwendung dieser Verordnung müssen die Mitgliedstaaten, die zuständigen Behörden und die Netzbetreiber
- a) die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit anwenden,
 - b) für Transparenz sorgen,
 - c) den Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure anwenden,
 - d) dafür sorgen, dass die ÜNB weitestmöglich marktgestützte Mechanismen nutzen, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten;
 - e) die den relevanten ÜNB auch in nationalem Recht übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit achten,
 - f) die relevanten VNB konsultieren und möglichen Auswirkungen auf deren Netze Rechnung tragen sowie
 - g) vereinbarte europäische Normen und technische Spezifikationen berücksichtigen.

Artikel 5

Modalitäten oder Methoden der ÜNB

- (1) Die ÜNB entwickeln die nach dieser Verordnung erforderlichen Modalitäten oder Methoden und legen sie gemäß Artikel 6 Absätze 2 und 3 den zuständigen Regulierungsbehörden oder gemäß Artikel 6 Absatz 4 der von dem Mitgliedstaat benannten Stelle innerhalb der in dieser Verordnung genannten Fristen zur Genehmigung vor.
- (2) Ist ein Vorschlag für Modalitäten oder Methoden nach dieser Verordnung von mehr als einem ÜNB zu entwickeln und zu vereinbaren, arbeiten die beteiligten ÜNB eng zusammen. Die ÜNB informieren die Regulierungsbehörden und die Agentur mit Unterstützung durch ENTSO (Strom) regelmäßig über die bei der Entwicklung dieser Modalitäten oder Methoden erzielten Fortschritte.
- (3) Können die ÜNB kein Einvernehmen über Vorschläge für Modalitäten oder Methoden gemäß Artikel 6 Absatz 2 erzielen, entscheiden sie mit qualifizierter Mehrheit. Zur Erreichung einer qualifizierten Mehrheit für Vorschläge gemäß Artikel 6 Absatz 2 bedarf es
- a) ÜNB, die mindestens 55 % der Mitgliedstaaten vertreten, und
 - b) ÜNB, die Mitgliedstaaten vertreten, die mindestens 65 % der Bevölkerung der Union umfassen.
- (4) Eine Sperrminorität für Entscheidungen gemäß Artikel 6 Absatz 2 muss ÜNB umfassen, die mindestens vier Mitgliedstaaten vertreten; ansonsten gilt die qualifizierte Mehrheit als erreicht.
- (5) Umfassen die betreffenden Regionen mehr als fünf Mitgliedstaaten und können die ÜNB kein Einvernehmen über Vorschläge für Modalitäten oder Methoden gemäß Artikel 6 Absatz 3 erzielen, entscheiden sie mit qualifizierter Mehrheit. Zur Erreichung einer qualifizierten Mehrheit für Vorschläge gemäß Artikel 6 Absatz 3 bedarf es
- a) ÜNB, die mindestens 72 % der betreffenden Mitgliedstaaten vertreten, und
 - b) ÜNB, die Mitgliedstaaten vertreten, die mindestens 65 % der Bevölkerung der betreffenden Region umfassen.

(6) Eine Sperrminorität für Entscheidungen gemäß Artikel 6 Absatz 3 muss eine Mindestanzahl von ÜNB umfassen, die mehr als 35 % der Bevölkerung der teilnehmenden Mitgliedstaaten vertreten, zuzüglich der ÜNB, die mindestens einen weiteren betroffenen Mitgliedstaat vertreten; ansonsten gilt die qualifizierte Mehrheit als erreicht.

(7) ÜNB, die über Vorschläge für Modalitäten oder Methoden gemäß Artikel 6 Absatz 3 für Regionen entscheiden, die aus fünf oder weniger Mitgliedstaaten bestehen, treffen ihre Entscheidungen einvernehmlich.

(8) Bei Entscheidungen der ÜNB gemäß den Absätzen 3 und 4 erhält jeder Mitgliedstaat eine Stimme. Ist im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats mehr als ein ÜNB tätig, weist der Mitgliedstaat den ÜNB die jeweiligen Stimmbefugnisse zu.

(9) Gelingt es den ÜNB nicht, Vorschläge für Modalitäten oder Methoden den Regulierungsbehörden gemäß Artikel 6 Absätze 2 und 3 bzw. den von dem Mitgliedstaat beauftragten Stellen gemäß Artikel 6 Absatz 4 innerhalb der in dieser Verordnung festgelegten Fristen vorzulegen, so übermitteln sie den zuständigen Regulierungsbehörden und der Agentur die Entwürfe der Modalitäten oder Methoden und erläutern, warum sie keine Einigung erzielen konnten. Die Agentur setzt die Kommission hiervon in Kenntnis, geht auf Ersuchen der Kommission in Zusammenarbeit mit den zuständigen Regulierungsbehörden den Gründen für das Scheitern nach und unterrichtet die Kommission darüber. Die Kommission ergreift geeignete Maßnahmen, um dafür zu sorgen, dass die notwendigen Modalitäten oder Methoden binnen vier Monaten nach Eingang der Mitteilung der Agentur angenommen werden können.

Artikel 6

Genehmigung der Modalitäten oder Methoden der ÜNB

(1) Die von ÜNB gemäß den Absätzen 2 und 3 entwickelten Modalitäten oder Methoden bedürfen der Genehmigung jeder Regulierungsbehörde. Die von ÜNB gemäß Absatz 4 entwickelten Modalitäten oder Methoden bedürfen der Genehmigung der von dem Mitgliedstaat benannten Stelle. Soweit der Mitgliedstaat nichts anderes bestimmt, handelt es sich bei der benannten Stelle um die Regulierungsbehörde.

(2) Die Vorschläge für die folgenden Modalitäten oder Methoden bedürfen der Genehmigung aller Regulierungsbehörden der Union, wobei die Mitgliedstaaten gegenüber der betreffenden Regulierungsbehörde Stellung nehmen können:

- a) die wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten für den Datenaustausch zur Betriebssicherheit gemäß Artikel 40 Absatz 6;
- b) die Methode zur Erstellung gemeinsamer Netzmodelle gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70;
- c) die Methode für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel 75.

(3) Die Vorschläge für die folgenden Modalitäten oder Methoden bedürfen der Genehmigung aller Regulierungsbehörden der betreffenden Region, wobei die Mitgliedstaaten gegenüber der betreffenden Regulierungsbehörde Stellung nehmen können:

- a) Methoden zur Festlegung der Mindestschwungmasse für jedes Synchrongebiet gemäß Artikel 39 Absatz 3 Buchstabe b;
- b) gemeinsame Bestimmungen für die regionale Koordination der Betriebssicherheit gemäß Artikel 76 für jede Kapazitätsberechnungsregion;
- c) Methoden zur Bewertung der Relevanz von Anlagen für die Nichtverfügbarkeits-Koordination zumindest für jedes Synchrongebiet gemäß Artikel 84;
- d) die in den Betriebsvereinbarungen für das Synchrongebiet gemäß Artikel 118 enthaltenen Methoden, Bedingungen und Werte in Bezug auf
 - i) die qualitätsbestimmenden Frequenzparameter und die Frequenzqualitäts-Zielparameter gemäß Artikel 127;
 - ii) die Dimensionierungsregeln für FCR gemäß Artikel 153;
 - iii) die zusätzlichen Eigenschaften der FCR gemäß Artikel 154 Absatz 2;
 - iv) für die Synchrongebiete GB und IE/Ni die Maßnahmen zur Gewährleistung der Wiederherstellung der Energiespeicher gemäß Artikel 156 Absatz 6 Buchstabe b;

- v) für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die von den FCR-Anbietern sicherzustellende Mindestaktivierungszeit gemäß Artikel 156 Absatz 10;
 - vi) für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die Annahmen und Methoden für Kosten-Nutzen-Analysen gemäß Artikel 156 Absatz 11;
 - vii) für andere Synchrongebiete als Kontinentaleuropa und soweit anwendbar, die Grenzwerte für den FCR-Austausch zwischen ÜNB gemäß Artikel 163 Absatz 2;
 - viii) für die Synchrongebiete GB und IE/NI die Methoden zur Bestimmung der Mindestbereitstellung von FCR-Kapazitäten zwischen Synchrongebieten gemäß Artikel 174 Absatz 2 Buchstabe b;
 - ix) gemäß Artikel 176 Absatz 1 festgelegte Grenzwerte für die Menge des FRR-Austauschs zwischen Synchrongebieten sowie gemäß Artikel 177 Absatz 1 festgelegte Grenzwerte für die Menge der FRR-Teilung zwischen Synchrongebieten;
 - x) gemäß Artikel 178 Absatz 1 festgelegte Grenzwerte für die Menge der zwischen Synchrongebieten ausgetauschten RR sowie gemäß Artikel 179 Absatz 1 festgelegte Grenzwerte für die Menge der zwischen Synchrongebieten ausgetauschten RR;
- e) die in den Betriebsvereinbarungen für den LFR-Block gemäß Artikel 119 enthaltenen Methoden und Bedingungen hinsichtlich
- i) Rampenbeschränkungen für die Wirkleistungsabgabe gemäß Artikel 137 Absätze 3 und 4;
 - ii) Koordinationsmaßnahmen zur Verringerung des FRCE gemäß Artikel 152 Absatz 14;
 - iii) Maßnahmen zur Verringerung des FRCE durch Aufforderung, die Wirkleistungserzeugung oder -aufnahme von Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen gemäß Artikel 152 Absatz 16 zu ändern;
 - iv) die FRR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 157 Absatz 1;
- f) Abhilfemaßnahmen je Synchrongebiet oder LFR-Block gemäß Artikel 138;
- g) für jedes Synchrongebiet einen gemeinsamen Vorschlag für die Abgrenzung von LFR-Blöcken gemäß Artikel 141 Absatz 2.
- (4) Soweit der Mitgliedstaat nichts anderes bestimmt, bedürfen die folgenden Modalitäten oder Methoden einer Einzelgenehmigung der vom Mitgliedstaat gemäß Absatz 1 benannten Stelle:
- a) in den Synchrongebieten GB und IE/NI der Vorschlag jedes ÜNB für die Höhe des Verlusts an Last, bei dem das Übertragungsnetz in den Blackout-Zustand übergeht;
 - b) Umfang des Datenaustauschs mit VNB und signifikanten Netznutzern gemäß Artikel 40 Absatz 5;
 - c) zusätzliche Anforderungen an FCR-Gruppen gemäß Artikel 154 Absatz 3;
 - d) Ausschluss von FCR-Gruppen von der FCR-Bereitstellung gemäß Artikel 154 Absatz 4;
 - e) für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa der Vorschlag der ÜNB für die von den FCR-Anbietern sicherzustellende zwischenzeitliche Mindestaktivierungszeit gemäß Artikel 156 Absatz 9;
 - f) vom ÜNB gemäß Artikel 158 Absatz 3 festgelegte technische Anforderungen hinsichtlich FRR;
 - g) Ablehnung der FRR-Bereitstellung durch FRR-Gruppen gemäß Artikel 159 Absatz 7;
 - h) vom ÜNB gemäß Artikel 161 Absatz 3 festgelegte technische Anforderungen für den Anschluss von RR-Einheiten und RR-Gruppen sowie
 - i) Ablehnung der RR-Bereitstellung durch RR-Gruppen gemäß Artikel 162 Absatz 6.
- (5) Ist ein einzelner relevanter Netzbetreiber oder ÜNB nach dieser Verordnung verpflichtet oder berechtigt, Anforderungen festzulegen oder zu vereinbaren, die nicht Absatz 4 unterliegen, können die Mitgliedstaaten vorschreiben, dass die zuständige Regulierungsbehörde diese Anforderungen zunächst genehmigen muss.

(6) Der Vorschlag für Modalitäten oder Methoden muss einen Vorschlag für den Zeitplan ihrer Umsetzung und eine Beschreibung ihrer voraussichtlichen Auswirkungen auf die Ziele dieser Verordnung enthalten. Vorschläge für Modalitäten oder Methoden, für die die Genehmigung mehrerer oder aller Regulierungsbehörden erforderlich ist, werden gleichzeitig den Regulierungsbehörden und der Agentur übermittelt. Auf Ersuchen der zuständigen Regulierungsbehörden gibt die Agentur innerhalb von drei Monaten eine Stellungnahme zu den Vorschlägen für die Modalitäten oder Methoden ab.

(7) Erfordert die Genehmigung der Modalitäten oder Methoden eine Entscheidung von mehr als einer Regulierungsbehörde, müssen die zuständigen Regulierungsbehörden einander konsultieren, eng zusammenarbeiten und sich gegenseitig abstimmen, um zu einer Einigung zu gelangen. Gibt die Agentur eine Stellungnahme ab, so ist diese von den zuständigen Regulierungsbehörden zu berücksichtigen. Die Regulierungsbehörden entscheiden über die vorgelegten Modalitäten oder Methoden gemäß den Absätzen 2 und 3 innerhalb von sechs Monaten nach dem Eingang der Modalitäten oder Methoden bei der Regulierungsbehörde oder ggf. bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde.

(8) Gelingt es den Regulierungsbehörden nicht, innerhalb der in Absatz 7 genannten Frist eine Einigung zu erzielen, oder stellen sie ein entsprechendes gemeinsames Ersuchen, erlässt die Agentur innerhalb von sechs Monaten nach dem Verfahren des Artikels 8 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 eine Entscheidung über die vorgelegten Vorschläge für Modalitäten oder Methoden.

(9) Ist für die Genehmigung der Modalitäten oder Methoden gemäß Absatz 4 eine Entscheidung einer einzelnen benannten Stelle erforderlich, so erlässt die benannte Stelle ihre Entscheidung binnen sechs Monaten nach Eingang der Modalitäten oder Methoden.

(10) Jeder Beteiligte kann eine Beschwerde gegen einen relevanten Netzbetreiber oder ÜNB hinsichtlich dessen Verpflichtungen oder Entscheidungen im Rahmen dieser Verordnung einlegen und damit die Regulierungsbehörde befassen, die als Streitbeilegungsstelle binnen zwei Monaten nach Eingang der Beschwerde eine Entscheidung trifft. Diese Frist kann um zwei weitere Monate verlängert werden, wenn die Regulierungsbehörde zusätzliche Informationen anfordert. Mit Zustimmung des Beschwerdeführers ist eine weitere Verlängerung dieser Frist möglich. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde ist verbindlich, bis sie ggf. aufgrund eines Rechtsbehelfs aufgehoben wird.

Artikel 7

Änderungen der Modalitäten oder Methoden von ÜNB

(1) Ist nach Ansicht einer oder mehrerer Regulierungsbehörden vor der Genehmigung der gemäß Artikel 6 Absätze 2 und 3 vorgelegten Modalitäten oder Methoden eine Änderung erforderlich, legen die relevanten ÜNB innerhalb von zwei Monaten nach der Aufforderung einen Vorschlag für geänderte Modalitäten oder Methoden zur Genehmigung vor. Die zuständigen Regulierungsbehörden entscheiden über die geänderten Modalitäten oder Methoden innerhalb von zwei Monaten nach deren Vorlage.

(2) Ist nach Ansicht einer benannten Stelle vor der Genehmigung der gemäß Artikel 6 Absatz 4 vorgelegten Modalitäten oder Methoden eine Änderung erforderlich, legt ihr der relevante ÜNB innerhalb von zwei Monaten nach der Aufforderung einen Vorschlag für geänderte Modalitäten oder Methoden zur Genehmigung vor. Die benannte Stelle entscheidet über die geänderten Modalitäten oder Methoden innerhalb von zwei Monaten nach deren Vorlage.

(3) Gelingt es den Regulierungsbehörden nicht, innerhalb der Zweimonatsfrist eine Einigung hinsichtlich der Modalitäten oder Methoden gemäß Artikel 6 Absätze 2 und 3 zu erzielen, oder stellen sie ein entsprechendes gemeinsames Ersuchen, erlässt die Agentur innerhalb von sechs Monaten nach dem Verfahren des Artikels 8 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 eine Entscheidung über die geänderten Modalitäten oder Methoden. Legen die relevanten ÜNB keinen Vorschlag für geänderte Modalitäten oder Methoden vor, wird das in Artikel 5 Absatz 7 vorgesehene Verfahren angewandt.

(4) Die für die Entwicklung eines Vorschlags für Modalitäten oder Methoden zuständigen ÜNB oder die für ihre Annahme gemäß Artikel 6 Absätze 2, 3 und 4 zuständigen Regulierungsbehörden oder benannten Stellen können Änderungen an diesen Modalitäten oder Methoden verlangen. Vorschläge für Änderungen der Modalitäten oder Methoden werden gegebenenfalls gemäß dem in Artikel 11 beschriebenen Verfahren einer Konsultation unterzogen und nach dem in den Artikeln 5 und 6 beschriebenen Verfahren genehmigt.

*Artikel 8***Veröffentlichung im Internet**

- (1) Die für die Festlegung der Modalitäten oder Methoden gemäß dieser Verordnung zuständigen ÜNB veröffentlichen diese nach der Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden — bzw., falls keine solche Genehmigung erforderlich ist, nach ihrer Festlegung — im Internet, sofern die Informationen nicht gemäß Artikel 12 als vertraulich zu betrachten sind.
- (2) Die Pflicht zur Veröffentlichung gilt auch für
- a) Verbesserungen der Netzbetriebsinstrumente gemäß Artikel 55 Absatz 1 Buchstabe e;
 - b) FRCE-Zielparameter gemäß Artikel 128;
 - c) Rampenbeschränkungen für das jeweilige Synchrongebiet gemäß Artikel 137 Absatz 1;
 - d) Rampenbeschränkungen für den jeweiligen LFR-Block gemäß Artikel 137 Absatz 3;
 - e) im gefährdeten Zustand aufgrund unzureichender Wirkleistungsreserven gemäß Artikel 152 Absatz 11 getroffene Maßnahmen sowie
 - f) das Ersuchen des Reserven anschließenden ÜNB gegenüber einem FCR-Anbieter, die Informationen gemäß Artikel 154 Absatz 11 in Echtzeit zur Verfügung zu stellen.

*Artikel 9***Kostenanerkennung**

- (1) Die aufgrund der Verpflichtungen aus dieser Verordnung anfallenden Kosten von Netzbetreibern, die einer Netzentgeltregulierung unterliegen, werden von den relevanten Regulierungsbehörden geprüft. Kosten, die der Prüfung zufolge angemessen und verhältnismäßig sind und denen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen, werden durch Netzentgelte oder andere geeignete Mechanismen gedeckt.
- (2) Auf Aufforderung der relevanten Regulierungsbehörden legen die in Absatz 1 genannten Netzbetreiber binnen drei Monaten die notwendigen Informationen vor, die die Bewertung der entstandenen Kosten erleichtern.

*Artikel 10***Einbeziehung der beteiligten Akteure**

Die Agentur sorgt in enger Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) für die Beteiligung der Interessenträger hinsichtlich des sicheren Systembetriebs und anderer Aspekte der Anwendung dieser Verordnung. Dazu organisiert sie unter anderem regelmäßige Sitzungen mit den Interessenträgern, bei denen Probleme aufgezeigt und Verbesserungen vorgeschlagen werden, die den sicheren Systembetrieb betreffen.

*Artikel 11***Öffentliche Konsultationen**

- (1) Die gemäß dieser Verordnung für die Einreichung von Vorschlägen für Modalitäten oder Methoden oder für deren Änderungen zuständigen ÜNB konsultieren die Interessenträger, einschließlich der relevanten Behörden der einzelnen Mitgliedstaaten, zu den Entwürfen von Vorschlägen für die in Artikel 6 Absätze 2 und 3 genannten Modalitäten oder Methoden. Die Konsultation dauert mindestens einen Monat.
- (2) Die von den ÜNB auf Unionsebene vorgelegten Vorschläge für Modalitäten oder Methoden werden auf Unionsebene veröffentlicht und einer öffentlichen Konsultation unterzogen. Zu den von den ÜNB auf regionaler Ebene vorgelegten Vorschlägen wird eine öffentliche Konsultation auf mindestens regionaler Ebene durchgeführt. Beteiligte Akteure, die auf bilateraler oder multilateraler Ebene Vorschläge vorlegen, führen mindestens in den betreffenden Mitgliedstaaten eine öffentliche Konsultation durch.
- (3) Die für die Entwicklung der Vorschläge für Modalitäten oder Methoden zuständigen ÜNB berücksichtigen die im Rahmen der Konsultationen geäußerten Ansichten der Interessenträger in angemessener Weise, bevor sie ihre Vorschläge der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorlegen. In allen Fällen ist zusammen mit dem Vorschlag eine fundierte Begründung vorzulegen, weshalb die aus der Konsultation hervorgegangenen Stellungnahmen berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt wurden, die rechtzeitig — vor oder gleichzeitig mit der Veröffentlichung des Vorschlags für Modalitäten oder Methoden — zu veröffentlichen ist.

Artikel 12

Vertraulichkeitsverpflichtungen

- (1) Vertrauliche Informationen, die gemäß dieser Verordnung empfangen, ausgetauscht oder übermittelt werden, unterliegen den Bestimmungen der Absätze 2, 3 und 4 zum Berufsgeheimnis.
- (2) Die Verpflichtung zur Wahrung des Berufsgeheimnisses gilt für alle Personen, die den Bestimmungen dieser Verordnung unterliegen.
- (3) Vertrauliche Informationen, die die in Absatz 2 genannten Personen oder Regulierungsbehörden im Rahmen der Erfüllung ihrer Pflichten erhalten, dürfen an keine andere Person oder Behörde weitergegeben werden; davon unberührt bleiben Fälle, die unter das nationale Recht, andere Bestimmungen dieser Verordnung oder andere einschlägige Unionsvorschriften fallen.
- (4) Unbeschadet der Fälle, die unter nationales Recht oder Unionsrecht fallen, dürfen Regulierungsbehörden, Einrichtungen oder Personen, die vertrauliche Informationen aufgrund dieser Verordnung erhalten, diese nur für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen dieser Verordnung verwenden.

Artikel 13

Vereinbarungen mit ÜNB, die nicht dieser Verordnung unterliegen

Sind in einem Synchrongebiet sowohl ÜNB aus der Union als auch aus Drittländern tätig, müssen sich alle ÜNB aus EU-Mitgliedstaaten in diesem Synchrongebiet bemühen, mit den ÜNB aus Drittländern, die nicht dieser Verordnung unterliegen, binnen 18 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung eine Vereinbarung zu schließen, die die Grundlage für ihre Zusammenarbeit zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs bildet und Regelungen enthält, die sicherstellen, dass die ÜNB aus Drittländern die Verpflichtungen aus dieser Verordnung erfüllen.

Artikel 14

Beobachtung

- (1) ENTSO (Strom) beobachtet die Anwendung dieser Verordnung gemäß Artikel 8 Absatz 8 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009. Die Beobachtung erstreckt sich mindestens auf
 - a) die Betriebssicherheitsindikatoren gemäß Artikel 15;
 - b) die Leistungs-Frequenz-Regelung gemäß Artikel 16;
 - c) die Bewertung der regionalen Koordination gemäß Artikel 17;
 - d) die Ermittlung von Abweichungen bei der nationalen Anwendung dieser Verordnung hinsichtlich der in Artikel 6 Absatz 3 genannten Modalitäten oder Methoden;
 - e) die Ermittlung von zusätzlichen Verbesserungen von Instrumenten und Dienstleistungen gemäß Artikel 55 Buchstaben a und b, die über die von den ÜNB gemäß Artikel 55 Buchstabe e ermittelten Verbesserungen hinausgehen;
 - f) die Ermittlung von Verbesserungen in dem auf dem System für die Einstufung von Störfällen gemäß Artikel 15 beruhenden Jahresbericht, die erforderlich sind, um eine nachhaltige und langfristige Betriebssicherheit zu unterstützen, sowie
 - g) die Ermittlung von Schwierigkeiten bei der Zusammenarbeit zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs mit ÜNB aus Drittländern.
- (2) Die Agentur erstellt in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) binnen zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung eine Liste der relevanten Informationen, die ENTSO (Strom) der Agentur im Einklang mit Artikel 8 Absatz 9 und Artikel 9 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 übermitteln muss. Die Liste der einschlägigen Informationen kann aktualisiert werden. ENTSO (Strom) speichert die von der Agentur angeforderten Daten in einem umfassenden digitalen Datenarchiv in standardisiertem Format.
- (3) Die relevanten ÜNB übermitteln ENTSO (Strom) die für die Erfüllung der Aufgaben gemäß den Absätzen 1 und 2 erforderlichen Informationen.

(4) Auf Aufforderung der Regulierungsbehörde legen die VNB den ÜNB die in Absatz 2 genannten Informationen vor, soweit die Regulierungsbehörden, die ÜNB, die Agentur oder ENTSO (Strom) sie nicht bereits im Rahmen der Beobachtung der Durchführung erhalten und somit eine zweite Übermittlung nicht erforderlich ist.

Artikel 15

Jahresbericht zu den Betriebssicherheitsindikatoren

(1) ENTSO (Strom) erstellt auf der Grundlage des gemäß Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Systems zur Einstufung von Störfällen bis zum 30. September einen Jahresbericht. Die Agentur kann zu Form und Inhalt dieses Jahresberichts Stellung nehmen, wobei sie unter anderem den geografischen Umfang der gemeldeten Störfälle, die elektrischen Abhängigkeiten zwischen den Regelzonen der ÜNB und etwaige relevante Informationen aus der Vergangenheit berücksichtigt.

(2) Die ÜNB jedes Mitgliedstaats legen ENTSO (Strom) bis zum 1. März die Daten und Informationen vor, die für die Erstellung des in Absatz 1 genannten, auf dem System für die Einstufung von Störfällen beruhenden Jahresberichts erforderlich sind. Die Daten der ÜNB müssen das vorangegangene Jahr umfassen.

(3) Die in Absatz 1 genannten Jahresberichte müssen mindestens folgende für die Betriebssicherheit relevanten Betriebssicherheitsindikatoren umfassen:

- a) Anzahl der vom Netz getrennten Übertragungsnetzbetriebsmittel pro Jahr je ÜNB;
- b) Anzahl der vom Netz getrennten Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung pro Jahr je ÜNB;
- c) Menge der Energie, die aufgrund einer ungeplanten Netztrennung von Verbrauchsanlagen pro Jahr je ÜNB nicht geliefert werden konnte;
- d) Dauer und Anzahl der Fälle, in denen sich das Netz im Warn- oder Notzustand befand, je ÜNB;
- e) Dauer und Anzahl der Fälle, in denen ein Mangel an Reserven ermittelt wurde, je ÜNB;
- f) Dauer und Anzahl der Fälle von Spannungsabweichungen, die die in Anhang II Tabellen 1 und 2 genannten Bereiche überschritten haben, je ÜNB;
- g) Anzahl von Minuten, in denen sich das Netz außerhalb des Standardfrequenzbereichs befand, und Anzahl von Minuten, in denen 50 % der maximalen Frequenzabweichung in stationärem Zustand überschritten wurde, für jedes Synchrongebiet;
- h) Anzahl der Netzauftrennungen oder der lokalen Blackout-Zustände und
- i) Anzahl der Blackouts, von denen mindestens zwei ÜNB betroffen waren.

(4) Der in Absatz 1 genannte Jahresbericht muss folgende für die Betriebsplanung relevanten Betriebssicherheitsindikatoren umfassen:

- a) Anzahl der Fälle, in denen ein Ereignis aus der Ausfallvarianten-Liste zu einer Verschlechterung des Netzbetriebszustands geführt hat;
- b) Anzahl der unter Buchstabe a genannten Fälle, in denen unerwartete Abweichungen von Last- oder Erzeugungsprognosen zu einer Verschlechterung der Netzbetriebsbedingungen geführt haben;
- c) Anzahl der Fälle, in denen eine außergewöhnliche Ausfallvariante zu einer Verschlechterung der Netzbetriebsbedingungen geführt hat;
- d) Anzahl der unter Buchstabe c genannten Fälle, in denen unerwartete Abweichungen von Last- oder Erzeugungsprognosen zu einer Verschlechterung der Netzbetriebsbedingungen geführt haben, und
- e) Anzahl der Fälle, in denen ein Mangel an Wirkleistungsreserven zu einer Verschlechterung der Netzbetriebsbedingungen geführt hat.

(5) In den Jahresberichten sind die Gründe von Störfällen zu erläutern, die im Einklang mit dem System für die Einstufung von Störfällen von ENTSO (Strom) in die Stufen 2 und 3 der Betriebssicherheitsskala eingeordnet werden. Diese Erläuterungen müssen auf einer Untersuchung der Störfälle durch ÜNB basieren, deren Verfahren im System zur Einstufung von Störfällen beschrieben wird. Die ÜNB informieren die betreffenden Regulierungsbehörden über Untersuchungen rechtzeitig vor deren Beginn. Die Regulierungsbehörden und die Agentur können sich auf ihr Ersuchen hin an der Untersuchung beteiligen.

*Artikel 16***Jahresbericht zur Leistungs-Frequenz-Regelung**

- (1) ENTSO (Strom) veröffentlicht auf der Grundlage der von den ÜNB gemäß Absatz 2 vorgelegten Informationen bis zum 30. September einen Jahresbericht zur Leistungs-Frequenz-Regelung. Der Jahresbericht zur Leistungs-Frequenz-Regelung muss für jeden Mitgliedstaat die in Absatz 2 genannten Angaben enthalten.
- (2) Ab dem 14. September 2018 übermitteln die ÜNB jedes Mitgliedstaats dem ENTSO (Strom) bis zum 1. März jährlich folgende Informationen für das vorangegangene Jahr:
- Angabe aller LFR-Blöcke, LFR-Zonen und Monitoring-Gebiete des Mitgliedstaats;
 - Angabe der LFR-Blöcke, die nicht vollständig in dem Mitgliedstaat liegen, aber LFR-Zonen und Monitoring-Gebiete umfassen, die sich in dem Mitgliedstaat befinden;
 - Angabe des Synchrongebietes, zu dem jeder Mitgliedstaat gehört;
 - die Daten hinsichtlich der Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien für jedes Synchrongebiet und jeden LFR-Block gemäß den Buchstaben a, b und c für jeden Monat mindestens der beiden vorangegangenen Kalenderjahre;
 - die FCR-Verpflichtung und die anfängliche FCR-Verpflichtung jedes in dem Mitgliedstaat tätigen ÜNB für jeden Monat mindestens der beiden vorangegangenen Kalenderjahre sowie
 - eine Beschreibung und das Datum der Anwendung sämtlicher im vorangegangenen Kalenderjahr getroffenen Abhilfemaßnahmen und Rampenbestimmungen zur Verringerung deterministischer Frequenzabweichungen gemäß den Artikeln 137 und 138, an denen ÜNB des Mitgliedstaats beteiligt waren.
- (3) Die Daten der ÜNB müssen das vorangegangene Jahr umfassen. Die Informationen zu Synchrongebieten, LFR-Blöcken, LFR-Zonen und Monitoring-Gebieten gemäß den Absätzen a, b und c werden einmal übermittelt. Ändern sich diese Gebiete, werden die Informationen bis zum 1. März des Folgejahres übermittelt.
- (4) Soweit zweckmäßig, arbeiten alle ÜNB desselben Synchrongebietes oder LFR-Blocks bei der Zusammenstellung der in Absatz 2 genannten Daten zusammen.

*Artikel 17***Jahresbericht zur Bewertung der regionalen Koordination**

- (1) ENTSO (Strom) veröffentlicht bis zum 30. September einen Jahresbericht zur Bewertung der regionalen Koordination auf der Grundlage der von den regionalen Sicherheitskoordinatoren gemäß Absatz 2 bereitgestellten Jahresberichte zur Bewertung der regionalen Koordination, prüft etwaige Interoperabilitätsprobleme und schlägt Änderungen vor, um die Wirksamkeit und Effizienz der Koordination des Netzbetriebs zu verbessern.
- (2) Bis zum 1. März erstellt jeder regionale Sicherheitskoordinator einen Jahresbericht mit den folgenden Angaben zu seinen Aufgaben und übermittelt ihn an ENTSO (Strom):
- Anzahl, durchschnittliche Dauer und Gründe für Fälle, in denen Aufgaben nicht erfüllt wurden;
 - statistische Angaben zu Einschränkungen, einschließlich deren Dauer, Ort und Anzahl, zusammen mit den damit verbundenen aktivierten Entlastungsmaßnahmen und ggf. deren Kosten;
 - Anzahl der Fälle, in denen ÜNB es abgelehnt haben, die vom regionalen Sicherheitskoordinator empfohlenen Maßnahmen zu treffen, und die Gründe hierfür;
 - Anzahl der gemäß Artikel 80 ermittelten Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung und
 - eine Beschreibung der Fälle, in denen eine unzureichende regionale Leistungsbilanz festgestellt wurde, sowie der getroffenen Abhilfemaßnahmen.
- (3) Die Daten, die die regionalen Sicherheitskoordinatoren ENTSO vorlegen, müssen sich auf das Vorjahr beziehen.

TEIL II

BETRIEBSSICHERHEIT

TITEL 1

BESTIMMUNGEN FÜR DIE BETRIEBSSICHERHEIT

KAPITEL 1

Netzzustände, Entlastungsmaßnahmen und betriebliche Sicherheitsgrenzwerte

Artikel 18

Klassifizierung der Netzzustände

- (1) Ein Übertragungsnetz befindet sich im Normalzustand, wenn alle der folgenden Bedingungen erfüllt sind:
- a) Spannung und Leistungsflüsse liegen innerhalb der gemäß Artikel 25 festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte;
 - b) die Frequenz erfüllt die folgenden Kriterien:
 - i) die Netzfrequenz im stationären Zustand liegt innerhalb des Standard-Frequenzbereichs; oder
 - ii) der Absolutwert der Netzfrequenzabweichung in stationärem Zustand entspricht höchstens der maximalen Frequenzabweichung in stationärem Zustand und die für den gefährdeten Zustand festgelegten Netzfrequenzgrenzwerte sind nicht erreicht;
 - c) Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven reichen aus, um den gemäß Artikel 33 definierten Ausfällen auf der Ausfallvarianten-Liste standzuhalten, ohne dass dabei betriebliche Sicherheitsgrenzwerte überschritten werden;
 - d) die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte werden beim Betrieb der Regelzone des betreffenden ÜNB eingehalten und auch dann nicht überschritten, wenn nach dem Eintreten einer gemäß Artikel 33 definierten Ausfallvariante auf der Ausfallvarianten-Liste Entlastungsmaßnahmen aktiviert werden.
- (2) Ein Übertragungsnetz befindet sich im gefährdeten Zustand, wenn
- a) Spannung und Leistungsflüsse innerhalb der gemäß Artikel 25 festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte liegen; und
 - b) die Reservekapazität des ÜNB länger als 30 Minuten um mehr als 20 % reduziert ist und keine Mittel zur Verfügung stehen, um diese Verringerung im Echtzeitnetzbetrieb auszugleichen, oder
 - c) wenn die Frequenz die folgenden Kriterien erfüllt:
 - i) der Absolutwert der Netzfrequenz im stationären Zustand entspricht höchstens der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand und
 - ii) der Absolutwert der Netzfrequenzabweichung im stationären Zustand hat 50 % der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand während eines Zeitraums, der die Auslösezeit des gefährdeten Zustands übersteigt, oder den Standard-Frequenzbereich während eines Zeitraums, der die Frequenzwiederherstellungszeit übersteigt, kontinuierlich überschritten oder
 - d) mindestens ein gemäß Artikel 33 definierter Ausfall auf der Ausfallvarianten-Liste führt zu einer Überschreitung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte des ÜNB, selbst wenn Entlastungsmaßnahmen aktiviert werden.
- (3) Ein Übertragungsnetz befindet sich im Notzustand, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:
- a) Mindestens ein vom ÜNB gemäß Artikel 25 festgelegter betrieblicher Sicherheitsgrenzwert wird nicht eingehalten;
 - b) die Frequenz erfüllt gemäß den Absätzen 1 und 2 weder die Kriterien für den Normalzustand noch die Kriterien für den gefährdeten Zustand;
 - c) mindestens eine Maßnahme des Systemschutzplans des ÜNB ist aktiviert;
 - d) eine(s) der gemäß Artikel 24 Absatz 1 definierten Instrumente, Mittel und Anlagen funktioniert nicht ordnungsgemäß und steht daher länger als 30 Minuten nicht zur Verfügung.

(4) Ein Übertragungsnetz befindet sich im Blackout-Zustand, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- a) Verlust von mehr als 50 % der Last in der Regelzone des betreffenden ÜNB;
- b) Spannungslosigkeit in der Regelzone des betreffenden ÜNB für mindestens drei Minuten, sodass Netzwiederaufbaupläne aktiviert werden.

Die ÜNB der Synchrongebiete GB und IE/NL können einen Vorschlag für die Höhe des Verlusts an Last entwickeln, bei dem das Übertragungsnetz in den Blackout-Zustand übergeht. Die ÜNB der Synchrongebiete GB und IE/NL übermitteln diesen Fall ENTSO (Strom).

(5) Ein Übertragungsnetz befindet sich im Netzwiederaufbau-Zustand, wenn ein ÜNB, dessen Netz sich im Not- oder Blackout-Zustand befindet, mit der Aktivierung von Maßnahmen seines Netzwiederaufbauplans begonnen hat.

Artikel 19

Überwachung und Bestimmung der Netzzustände durch ÜNB

- (1) Jeder ÜNB bestimmt im Echtzeitbetrieb den Netzzustand seines Übertragungsnetzes.
- (2) Jeder ÜNB überwacht in seiner Regelzone in Echtzeit die folgenden Übertragungsnetzparameter anhand von Echtzeit-Telemetriemessungen oder berechneten Werten aus seiner Observability Area, wobei er die Stamm- und Echtzeitdaten gemäß Artikel 42 berücksichtigt:
 - a) Wirkleistungs- und Blindleistungsflüsse;
 - b) Spannungen an den Sammelschienen;
 - c) Frequenz und FRCE seiner LFR-Zone;
 - d) Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven sowie
 - e) Stromerzeugung und Last.
- (3) Zur Bestimmung des Netzzustands führt der ÜNB mindestens einmal alle 15 Minuten eine Ausfallvarianten-Rechnung durch und überwacht dazu die in Absatz 2 genannten Übertragungsnetzparameter anhand der gemäß Artikel 25 festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte und der in Artikel 18 festgelegten Kriterien für Netzzustände. Jeder ÜNB überwacht darüber hinaus die Menge der verfügbaren Reserven im Vergleich zur Reservekapazität. Bei der Durchführung der Ausfallvarianten-Rechnung berücksichtigt jeder ÜNB die Auswirkungen von Entlastungsmaßnahmen sowie die Maßnahmen des Systemschutzplans.
- (4) Befindet sich sein Übertragungsnetz in einem Zustand, der nicht dem Normalzustand entspricht und als übergreifend anzusehen ist,
 - a) informiert der ÜNB alle ÜNB über den Netzzustand seines Übertragungsnetzes mithilfe eines IT-Instruments für den europaweiten Echtzeit-Datenaustausch und
 - b) stellt der ÜNB zusätzliche Informationen über seine Übertragungsnetzbetriebsmittel, die zur Observability Area anderer ÜNB gehören, diesen ÜNB bereit.

Artikel 20

Entlastungsmaßnahmen beim Netzbetrieb

- (1) Jeder ÜNB bemüht sich darum, sein Übertragungsnetz im Normalzustand zu halten, und ist für den Umgang mit Verstößen gegen die Betriebssicherheit verantwortlich. Dazu entwickelt jeder ÜNB Entlastungsmaßnahmen, wobei er ihre Verfügbarkeit, die Zeit und die Mittel, die für ihre Aktivierung erforderlich sind, sowie etwaige außerhalb des Übertragungsnetzes vorliegende, für jede Entlastungsmaßnahme relevante Bedingungen berücksichtigt, bereitet diese Maßnahmen vor und aktiviert sie.
- (2) Die von den ÜNB beim Netzbetrieb gemäß Absatz 1 sowie gemäß den Artikeln 21 bis 23 dieser Verordnung angewandten Entlastungsmaßnahmen müssen mit den Entlastungsmaßnahmen vereinbar sein, die gemäß Artikel 25 der Verordnung (EU) 2015/1222 bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen sind.

*Artikel 21***Grundsätze und Kriterien für Entlastungsmaßnahmen**

(1) Jeder ÜNB wendet bei der Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 23 folgende Grundsätze an:

- a) Bei Verstößen gegen die Betriebssicherheit, die kein koordiniertes Vorgehen erfordern, werden die Entlastungsmaßnahmen zur Wiederherstellung des Netz-Normalzustands sowie zur Verhinderung der Ausweitung des Warn- oder Notzustands über die Regelzone des ÜNB hinaus vom ÜNB festgelegt, vorbereitet und aktiviert, wobei er die in Artikel 22 definierten Arten von Entlastungsmaßnahmen berücksichtigt;
- b) bei Verstößen gegen die Betriebssicherheit, die ein koordiniertes Vorgehen erfordern, werden die Entlastungsmaßnahmen von den ÜNB in Abstimmung mit anderen beteiligten ÜNB erstellt, vorbereitet und aktiviert, wobei die Methode zur koordinierten Vorbereitung von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe b einzuhalten und die Empfehlung eines regionalen Sicherheitskoordinators gemäß Artikel 78 Absatz 4 zu berücksichtigen ist.

(2) Bei der Auswahl geeigneter Entlastungsmaßnahmen legt jeder ÜNB folgende Kriterien zugrunde:

- a) Aktivierung der wirksamsten und wirtschaftlichsten Entlastungsmaßnahmen;
- b) möglichst echtzeitnahe Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen, wobei die zu erwartende Aktivierungszeit und die Dringlichkeit der zu behebenden Netzsituation zu berücksichtigen sind;
- c) Berücksichtigung des Risikos von Fehlern bei der Anwendung der Entlastungsmaßnahmen sowie von deren Auswirkungen auf die Betriebssicherheit, wie z. B.
 - i) Risiken von Fehlern oder Kurzschlüssen aufgrund von Topologieänderungen;
 - ii) Risiken von Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Wirkleistungs- oder Blindleistungsänderungen von Stromerzeugungs- oder Verbrauchsanlagen sowie
 - iii) Risiken von Funktionsstörungen aufgrund des Verhaltens der Betriebsmittel;
- d) vorzugsweise Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, die es ermöglichen, eine möglichst große zonenübergreifende Kapazität für die Kapazitätszuweisung zur Verfügung zu stellen und gleichzeitig alle betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte einzuhalten.

*Artikel 22***Arten von Entlastungsmaßnahmen**

(1) Jeder ÜNB wendet folgende Arten von Entlastungsmaßnahmen an:

- a) Änderung der Dauer einer geplanten Nichtverfügbarkeit oder Wiederinbetriebnahme von Übertragungsnetzbetriebsmitteln, damit diese für den Betrieb zur Verfügung stehen;
- b) aktive Einflussnahme auf die Leistungsflüsse durch
 - i) Änderung der Stufenschalterstellung von Leistungstransformatoren;
 - ii) Änderung der Stufenschalterstellung von Phasenschieber-Transformatoren;
 - iii) Änderung der Topologien;
- c) Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement durch
 - i) Änderung der Stufenschalterstellung von Leistungstransformatoren;
 - ii) Schalten von Kondensatoren und Drosseln;
 - iii) Schalten von leistungselektronikgestützten Spannungs- und Blindleistungsmanagementgeräten;

- iv) Anweisungen an VNB und signifikante Netznutzer mit Übertragungsnetzanschluss, die automatische Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren zu blockieren oder in ihren Anlagen die unter den Ziffern i bis iii beschriebenen Entlastungsmaßnahmen zu aktivieren, wenn eine Verschlechterung der Spannungsqualität die Betriebssicherheit gefährdet oder zu einem Zusammenbruch der Spannung in einem Übertragungsnetz zu führen droht;
- v) Aufforderung zur Änderung der Blindleistungsabgabe oder des Spannungswertes von synchronen Stromerzeugungsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss;
- vi) Aufforderung zur Änderung der Blindleistungsabgabe der Konverteranlagen von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss;
- d) Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intraday-Kapazität gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222;
- e) Redispatch von Netznutzern mit Übertragungs- oder Verteilernetzanschluss innerhalb der Regelzone des ÜNB zwischen zwei oder mehr ÜNB;
- f) Countertrading zwischen zwei oder mehr Gebotszonen;
- g) Anpassung der Wirkleistungsflüsse von HGÜ-Systemen;
- h) Aktivierung von Verfahren zum Management von Frequenzabweichungen;
- i) Einschränkung der bereits zugewiesenen zonenübergreifenden Kapazität in einem Notfall gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, sofern die Nutzung dieser Kapazität die Betriebssicherheit gefährdet, alle für eine bestimmte Verbindungsleitung zuständigen ÜNB dieser Anpassung zustimmen und ein Redispatch oder Countertrading nicht möglich ist, und
- j) ggf. auch im Normalzustand oder im gefährdeten Zustand ein manuell gesteuerter Lastabwurf.

(2) Soweit dies im Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlich und gerechtfertigt ist, kann jeder ÜNB zusätzliche Entlastungsmaßnahmen vorbereiten und aktivieren. Der ÜNB meldet diese Fälle der relevanten Regulierungsbehörde und ggf. dem Mitgliedstaat mindestens einmal jährlich nach der Aktivierung der zusätzlichen Entlastungsmaßnahmen und gibt die Gründe hierfür an. Die einschlägigen Berichte und Begründungen werden veröffentlicht. Die Europäische Kommission oder die Agentur können die relevante Regulierungsbehörde auffordern, weitere Informationen über die Aktivierung zusätzlicher Entlastungsmaßnahmen bereitzustellen, wenn diese Einfluss auf ein benachbartes Übertragungsnetz haben.

Artikel 23

Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen

(1) Jeder ÜNB bereitet Entlastungsmaßnahmen nach den in Artikel 21 Absatz 2 genannten Kriterien vor und aktiviert sie, um eine Verschlechterung des Netzzustands zu verhindern, wobei er Folgendes berücksichtigt:

- a) Überwachung und Bestimmung der Netzzustände gemäß Artikel 19;
- b) die Ausfallvarianten-Rechnung beim Echtzeitbetrieb gemäß Artikel 34 und
- c) die Ausfallvarianten-Rechnung bei der Betriebsplanung gemäß Artikel 72.

(2) Bei der Vorbereitung und Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen, einschließlich des Redispatch oder Countertrading gemäß den Artikeln 25 und 35 der Verordnung (EU) 2015/1222, oder von Verfahren des Systemschutzplans eines ÜNB, die Auswirkungen auf andere ÜNB haben, bewertet der relevante ÜNB in Abstimmung mit den anderen beteiligten ÜNB die Auswirkungen dieser Entlastungs- oder Systemschutzmaßnahme innerhalb und außerhalb seiner Regelzone gemäß Artikel 75 Absatz 1, Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe b sowie Artikel 78 Absätze 1, 2 und 4 und stellt den betreffenden ÜNB die Informationen über diese Auswirkungen bereit.

(3) Wenn sich das Übertragungsnetz im Normalzustand oder im gefährdeten Zustand befindet, bewertet jeder ÜNB bei der Vorbereitung und Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen, die Auswirkungen auf SNN und VNB mit Übertragungsnetzanschluss haben, die Auswirkungen dieser Entlastungsmaßnahmen in Abstimmung mit den betroffenen SNN und VNB und wählt Entlastungsmaßnahmen aus, die zur Aufrechterhaltung des Normalzustands und der Betriebssicherheit aller Beteiligten beitragen. Jeder betroffene SNN und VNB stellt dem ÜNB alle für diese Abstimmung erforderlichen Informationen bereit.

(4) Befindet sich das Übertragungsnetz nicht im Normalzustand oder im gefährdeten Zustand, stimmt jeder ÜNB seine Entlastungsmaßnahmen bei der Vorbereitung und Aktivierung dieser Maßnahmen so weit wie möglich mit den betroffenen SNN und VNB mit Übertragungsnetzanschluss ab, um die Betriebssicherheit und Integrität des Übertragungsnetzes aufrechtzuerhalten.

Wenn ein ÜNB eine Entlastungsmaßnahme aktiviert, führt jeder betroffene signifikante Netznutzer mit Übertragungsnetzanschluss und jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss die vom ÜNB erteilten Anweisungen aus.

(5) Haben Einschränkungen nur lokale Folgen für den Zustand innerhalb der Regelzone des ÜNB und erfordert der Verstoß gegen die Betriebssicherheit kein koordiniertes Vorgehen, so kann der für das Vorgehen verantwortliche ÜNB entscheiden, keine mit Kosten verbundenen Entlastungsmaßnahmen zu aktivieren.

Artikel 24

Verfügbarkeit von Mitteln, Instrumenten und Anlagen von ÜNB

- (1) Jeder ÜNB sorgt für die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Redundanz von
- a) Anlagen zur Überwachung des Netzzustands des Übertragungsnetzes, einschließlich Anwendungen zur Zustands-erkennung und Anlagen zur Leistungs-Frequenz-Regelung;
 - b) Mitteln zur Steuerung der Schaltung von Leistungsschaltern, Sammelschientrennern, Transformator-Stufenschaltern und sonstigen Betriebsmitteln zur Steuerung von Übertragungsnetzbetriebsmitteln;
 - c) Mitteln zur Kommunikation mit den Leitwarten anderer ÜNB und RSC;
 - d) Instrumenten für die Betriebssicherheitsanalyse sowie
 - e) Instrumenten und Kommunikationsmitteln, die ÜNB benötigen, um grenzübergreifende Marktvorgänge zu erleichtern.
- (2) Haben die in Absatz 1 genannten Instrumente, Mittel und Anlagen des ÜNB Auswirkungen auf VNB mit Übertragungsnetzanschluss oder SNN, die an der Erbringung von Regelernergie- oder Systemdienstleistungen, an Systemschutz- oder Netzwiederaufbaumaßnahmen oder an der Bereitstellung von Echtzeit-Betriebsdaten gemäß den Artikeln 44, 47, 50, 51 und 52 beteiligt sind, müssen sich der relevante ÜNB und diese VNB und SNN abstimmen und zusammenarbeiten, um die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Redundanz dieser Instrumente, Mittel und Anlagen zu bestimmen und sicherzustellen.
- (3) Innerhalb von 18 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erstellt jeder ÜNB einen Betriebskontinuitätsplan, der seine Maßnahmen für den Fall eines Verlusts kritischer Instrumente, Mittel und Anlagen sowie Bestimmungen für deren Instandhaltung, Ersatz und Weiterentwicklung enthält. Jeder ÜNB überprüft seinen Betriebskontinuitätsplan mindestens einmal jährlich und aktualisiert ihn bei Bedarf, in jedem Fall aber nach signifikanten Änderungen der kritischen Instrumente, Mittel und Anlagen oder der relevanten Netzbetriebsbedingungen. Der ÜNB stellt Teile des Betriebskontinuitätsplans, die Auswirkungen auf VNB und SNN haben, auch den betreffenden VNB und SNN bereit.

Artikel 25

Betriebliche Sicherheitsgrenzwerte

- (1) Jeder ÜNB legt für jedes seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel betriebliche Sicherheitsgrenzwerte fest und berücksichtigt dabei mindestens die folgenden physikalischen Parameter:
- a) Spannungsgrenzwerte gemäß Artikel 27;
 - b) Grenzwerte für den Kurzschlussstrom gemäß Artikel 30 und
 - c) Grenzwerte für den Strom hinsichtlich der thermischen Belastbarkeit, einschließlich vorübergehend zulässiger Überlastungen.

- (2) Bei der Festlegung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte berücksichtigt jeder ÜNB die Fähigkeiten von SNN, im Normalzustand und im gefährdeten Zustand eine Netztrennung aufgrund der Spannungsbereiche und Frequenzgrenzwerte zu verhindern.
- (3) Im Falle von Änderungen an eines seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel überprüft jeder ÜNB die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte und aktualisiert sie bei Bedarf.
- (4) Jeder ÜNB vereinbart mit dem benachbarten ÜNB für jede Verbindungsleitung gemäß Absatz 1 gemeinsame betriebliche Sicherheitsgrenzwerte.

Artikel 26

Sicherheitsplan zum Schutz kritischer Infrastrukturen

- (1) Jeder ÜNB erstellt unter Berücksichtigung des Artikels 5 der Richtlinie 2008/114/EG des Rates⁽¹⁾ einen vertraulichen Sicherheitsplan, in dem er die Risiken der vom jeweiligen Mitgliedstaat bestimmten Szenarien größerer physischer Bedrohungen und Cyberbedrohungen für die in seinem Eigentum stehenden oder von ihm betriebenen Anlagen bewertet.
- (2) Der Sicherheitsplan muss möglichen Auswirkungen auf die europäischen Übertragungsverbundnetze Rechnung tragen und organisatorische und physische Maßnahmen zur Verringerung der festgestellten Risiken umfassen.
- (3) Jeder ÜNB überprüft den Sicherheitsplan regelmäßig, um ihn an Änderungen der Bedrohungsszenarien und die Entwicklung des Übertragungsnetzes anzupassen.

KAPITEL 2

Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement

Artikel 27

Verpflichtungen aller ÜNB hinsichtlich Spannungsgrenzwerten

- (1) Jeder ÜNB bemüht sich gemäß Artikel 18, die Spannung im stationären Zustand an den Netzanschlusspunkten des Übertragungsnetzes innerhalb der in Anhang II Tabellen 1 und 2 angegebenen Bereiche zu halten, solange sich das Netz im Normalzustand befindet.
- (2) Verlangt der relevante ÜNB in Spanien gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631, dass Stromerzeugungsanlagen mit einer Netz-Nennanschlussspannung zwischen 300 und 400 kV im Spannungsbereich zwischen 1,05 und 1,0875 p. u. zeitlich unbegrenzt mit dem Netz verbunden bleiben, berücksichtigt dieser ÜNB diesen erweiterten Spannungsbereich bei der Anwendung von Absatz 1.
- (3) Jeder ÜNB legt die Basisspannung für die Angabe der Per-Unit-Spannung (p. u.) fest.
- (4) Jeder ÜNB bemüht sich sicherzustellen, dass die Spannung im Normalzustand und nach einem Ausfall für begrenzte Betriebszeiten innerhalb breiterer Spannungsbereiche bleibt, sofern diese breiteren Spannungsbereiche gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 mit den VNB oder den Eigentümern von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung mit Übertragungsnetzanschluss oder gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1447 mit den Eigentümern von HGÜ-Systemen vereinbart wurden.
- (5) Jeder ÜNB vereinbart mit den VNB und SNN mit Übertragungsnetzanschluss Spannungsbereiche an den Netzanschlusspunkten, die eine Spannung von weniger als 110 kV aufweisen, wenn diese Spannungsbereiche für die Einhaltung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte von Bedeutung sind. Jeder ÜNB bemüht sich sicherzustellen, dass die Spannung im Normalzustand und nach einem Ausfall im vereinbarten Bereich bleibt.

⁽¹⁾ Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern (ABl. L 345 vom 23.12.2008, S. 75).

*Artikel 28***Verpflichtungen von SNN hinsichtlich Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement beim Netzbetrieb**

- (1) Alle Eigentümer von SNN, bei denen es sich um Stromerzeugungsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss außerhalb des Anwendungsbereichs des Artikels 16 der Verordnung (EU) 2016/631 oder um HGÜ-System außerhalb des Anwendungsbereichs des Artikels 18 der Verordnung (EU) 2016/1447 handelt, unterrichten ihren ÜNB innerhalb von drei Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung über die Fähigkeiten ihrer Anlagen zur Einhaltung der in Artikel 16 der Verordnung (EU) 2016/631 bzw. Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1447 festgelegten Bestimmungen hinsichtlich der Spannung und geben dabei die Fähigkeiten ihrer Anlagen hinsichtlich der Spannung und den Zeitraum an, während dessen sie Spannungsänderungen ohne Trennung vom Netz standhalten können.
- (2) SNN, bei denen es sich um Verbrauchsanlagen handelt, die nicht den Anforderungen des Artikels 3 der Verordnung (EU) 2016/1388 unterliegen, dürfen sich innerhalb der in Artikel 27 genannten Spannungsbereiche bei Störungen nicht vom Netz trennen. Eigentümer von SNN, bei denen es sich um Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss handelt, die nicht Artikel 3 der Verordnung (EU) 2016/1388 unterliegen, unterrichten den zuständigen ÜNB innerhalb von drei Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung über die Fähigkeiten ihrer Anlagen hinsichtlich der in Anhang II der Verordnung (EU) 2016/1388 festgelegten Anforderungen in Bezug auf die Spannung und geben dabei die Fähigkeiten ihrer Anlagen hinsichtlich der Spannung und den Zeitraum an, während dessen sie Spannungsänderungen ohne Trennung vom Netz standhalten können.
- (3) Jeder SNN, bei dem es sich um eine Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss handelt, hält die Blindleistungssollwerte, Leistungsfaktorbereiche und Spannungssollwerte für die Spannungsregelung in dem mit dem zuständigen ÜNB gemäß Artikel 27 vereinbarten Bereich ein.

*Artikel 29***Verpflichtungen aller ÜNB hinsichtlich Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement beim Netzbetrieb**

- (1) Liegt die Spannung an einem Netzanschlusspunkt mit dem Übertragungsnetz außerhalb der in Anhang II Tabellen 1 und 2 dieser Verordnung festgelegten Bereiche, trifft jeder ÜNB gemäß Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe c dieser Verordnung Entlastungsmaßnahmen zur Spannungsregelung und zum Blindleistungsmanagement, um die Spannung am Netzanschlusspunkt innerhalb des in Artikel 16 der Verordnung (EU) 2016/631 und Artikel 13 der Verordnung (EU) 2016/1388 genannten Zeitraums wieder in den in Anhang II angegebenen Bereich zu bringen.
- (2) Jeder ÜNB berücksichtigt bei seiner Betriebssicherheitsanalyse die Spannungswerte, bei denen sich SNN mit Übertragungsnetzanschluss, die nicht den Anforderungen der Verordnung (EU) 2016/631 oder der Verordnung (EU) 2016/1388 unterliegen, vom Netz trennen dürfen.
- (3) Jeder ÜNB sorgt für eine ausreichende Menge ausreichend schnell aktivierbarer Blindleistungsreserven, um die Spannungen in seiner Regelzone und an den Verbindungsleitungen innerhalb der in Anhang II angegebenen Bereiche zu halten.
- (4) Über Drehstrom-Verbindungsleitungen miteinander verbundene ÜNB legen gemeinsam angemessene Regeln zur Spannungsregelung fest, um sicherzustellen, dass die gemäß Artikel 25 Absatz 4 festgelegten gemeinsamen betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte eingehalten werden.
- (5) Jeder ÜNB vereinbart mit jedem VNB mit Übertragungsnetzanschluss gemäß Artikel 15 der Verordnung (EU) 2016/1388 die Blindleistungssollwerte, Leistungsfaktorbereiche und Spannungssollwerte für die Spannungsregelung an ihrem gemeinsamen Netzanschlusspunkt. Damit diese Parameter eingehalten werden, nutzt jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss seine Blindleistungsressourcen und kann den an das Verteilernetz angeschlossenen SNN Anweisungen zur Spannungsregelung erteilen.
- (6) Jeder ÜNB ist berechtigt, alle verfügbaren Blindleistungskapazitäten mit Übertragungsnetzanschluss innerhalb seiner Regelzone zu nutzen, um für ein wirksames Blindleistungsmanagement zu sorgen und die Spannung in den in Anhang II Tabellen 1 und 2 angegebenen Bereichen zu halten.
- (7) Jeder ÜNB betreibt innerhalb seiner Regelzone direkt oder indirekt (ggf. in Abstimmung mit dem VNB mit Übertragungsnetzanschluss) Blindleistungsressourcen, z. B. durch Blockieren der automatischen Spannungs-/Blindleistungsregelung von Transformatoren oder durch Spannungsverringerung und Unterspannungslastabwurf, um die Einhaltung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte aufrechtzuerhalten und einen Zusammenbruch der Spannung im Übertragungsnetz zu verhindern.

(8) Jeder ÜNB legt in Abstimmung mit den SNN und VNB mit Übertragungsnetzanschluss sowie mit benachbarten ÜNB Maßnahmen zur Spannungsregelung fest.

(9) Soweit dies für die Spannungsregelung und das Blindleistungsmanagement des Übertragungsnetzes relevant ist, kann ein ÜNB in Abstimmung mit einem VNB von einem SNN mit Verteilernetzanschluss verlangen, Anweisungen hinsichtlich der Spannungsregelung zu befolgen.

KAPITEL 3

Kurzschlussstrommanagement

Artikel 30

Kurzschlussstrom

Jeder ÜNB ermittelt Folgendes:

- a) den maximalen Kurzschlussstrom, bei dem die Nennkurzschlussfähigkeit der Leistungsschalter und anderer Betriebsmittel überschritten wird, und
- b) den minimalen Kurzschlussstrom für den ordnungsgemäßen Betrieb der Schutzeinrichtungen.

Artikel 31

Berechnung des Kurzschlussstroms und damit verbundene Maßnahmen

(1) Jeder ÜNB führt Berechnungen zum Kurzschlussstrom durch, um die Auswirkungen der Netze von benachbarten ÜNB sowie von SNN mit Übertragungsnetzanschluss und von Verteilernetzen mit Übertragungsnetzanschluss, einschließlich geschlossener Verteilernetze, auf die Höhe der Kurzschlussströme im Übertragungsnetz zu beurteilen. Hat ein Verteilernetz (einschließlich geschlossener Verteilernetze) mit Übertragungsnetzanschluss Auswirkungen auf die Höhe der Kurzschlussströme, so wird es bei den Berechnungen der Kurzschlussströme für das Übertragungsnetz berücksichtigt.

(2) Bei der Berechnung der Kurzschlussströme muss jeder ÜNB

- a) die genauesten und zuverlässigsten verfügbaren Daten verwenden,
- b) internationale Normen berücksichtigen und
- c) der Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms diejenigen Betriebsbedingungen zugrunde legen, die mit dem höchstmöglichen Kurzschlussstrom verbunden sind, wobei auch die Kurzschlussströme aus anderen Übertragungsnetzen und Verteilernetzen einschließlich geschlossener Verteilernetze zu berücksichtigen sind.

(3) Jeder ÜNB trifft für jeden Zeitbereich und für alle Schutzeinrichtungen betriebliche und sonstige Maßnahmen, um eine Abweichung von den in Artikel 30 genannten Grenzwerten für den maximalen und minimalen Kurzschlussstrom zu verhindern. Tritt eine solche Abweichung auf, aktiviert jeder ÜNB Entlastungsmaßnahmen oder sonstige Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die in Artikel 30 genannten Grenzwerte wieder eingehalten werden. Eine Abweichung von diesen Grenzwerten ist nur während Schaltsequenzen erlaubt.

KAPITEL 4

Leistungsflussmanagement

Artikel 32

Leistungsflussgrenzwerte

(1) Jeder ÜNB hält die Leistungsflüsse innerhalb der festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte, wenn sich das Netz im Normalzustand befindet und nachdem eine Ausfallvariante aus der Ausfallvarianten-Liste gemäß Artikel 33 Absatz 1 aufgetreten ist.

(2) In der (N-1)-Situation hält jeder ÜNB die Leistungsflüsse im Normalzustand unterhalb der vorübergehend zulässigen Überlasten gemäß Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe c, nachdem er innerhalb des für vorübergehend zulässige Überlasten zulässigen Zeitraums Entlastungsmaßnahmen vorbereitet und umgesetzt hat.

KAPITEL 5

Ausfallvarianten-Rechnung und -Management

Artikel 33

Ausfallvarianten-Listen

(1) Jeder ÜNB erstellt eine Ausfallvarianten-Liste mit den internen und externen Ausfällen seiner Observability Area, indem er prüft, ob einer dieser Ausfälle die Betriebssicherheit der Regelzone des ÜNB gefährdet. Die Ausfallvarianten-Liste muss sowohl gewöhnliche als auch außergewöhnliche Ausfallvarianten enthalten, die anhand der gemäß Artikel 75 entwickelten Methode bestimmt wurden.

(2) Bei der Erstellung der Ausfallvarianten-Liste stuft jeder ÜNB jede Ausfallvariante danach ein, ob es sich um eine gewöhnliche oder außergewöhnliche Ausfallvariante oder eine Ausnahme-Ausfallvariante handelt, wobei er ihre Eintrittswahrscheinlichkeit und die folgenden Grundsätze berücksichtigt:

- a) Jeder ÜNB stuft die Ausfallvarianten für seine eigene Regelzone ein;
- b) ist die Auftretenswahrscheinlichkeit einer außergewöhnlichen Ausfallvariante aufgrund der Betriebs- oder Wetterbedingungen deutlich erhöht, nimmt jeder ÜNB diese außergewöhnliche Ausfallvariante in seine Ausfallvarianten-Liste auf; und
- c) um außergewöhnliche Ausfallvarianten mit starken Auswirkungen auf sein eigenes oder benachbarte Übertragungsnetze zu berücksichtigen, nimmt jeder ÜNB diese außergewöhnlichen Ausfallvarianten in seine Ausfallvarianten-Liste auf.

(3) Jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss und jeder Eigentümer eines SNN, bei dem es sich um eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit Übertragungsnetzanschluss handelt, legt dem ÜNB auf dessen Anforderung alle für die Ausfallvarianten-Rechnung relevanten Informationen vor, einschließlich Prognosen und Echtzeitdaten, wobei die Daten ggf. gemäß Artikel 50 Absatz 2 zusammengefasst werden können.

(4) Jeder ÜNB stimmt seine Ausfallvarianten-Rechnung mindestens mit den ÜNB seiner Observability Area ab, um die Einheitlichkeit der Ausfallvarianten-Listen gemäß Artikel 75 zu gewährleisten.

(5) Jeder ÜNB informiert die ÜNB seiner Observability Area über die externen Ausfallvarianten auf seiner Ausfallvarianten-Liste.

(6) Jeder ÜNB informiert die betroffenen ÜNB seiner Observability Area rechtzeitig im Voraus über etwaige beabsichtigte Topologieänderungen seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel, die als externe Ausfallvarianten in den Ausfallvarianten-Listen der betreffenden ÜNB aufgeführt sind.

(7) Jeder ÜNB stellt sicher, dass die Echtzeitdaten ausreichend genau sind, um zur Konvergenz der im Rahmen der Ausfallvarianten-Rechnung durchgeführten Lastfluss-Berechnungen beizutragen.

Artikel 34

Ausfallvarianten-Rechnung

(1) Jeder ÜNB führt in seiner Observability Area eine Ausfallvarianten-Rechnung durch, um Ausfallvarianten zu ermitteln, die die Betriebssicherheit seiner Regelzone gefährden oder gefährden könnten, und um Entlastungsmaßnahmen zu bestimmen, die für die Behebung dieser Ausfallvarianten erforderlich sein könnten, darunter auch die Minderung der Auswirkungen außergewöhnlicher Ausfallvarianten.

(2) Jeder ÜNB stellt sicher, dass bei der Ausfallvarianten-Rechnung ermittelte mögliche Verstöße gegen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte in seiner Regelzone die Betriebssicherheit seines Übertragungsnetzes oder angeschlossener Übertragungsnetze nicht gefährden.

(3) Jeder ÜNB führt auf der Grundlage von Prognosen und Echtzeit-Betriebsdaten seiner Observability Area eine Ausfallvarianten-Rechnung durch. Ausgangspunkt für die Ausfallvarianten-Rechnung in der N-Situation ist die relevante Topologie des Übertragungsnetzes, einschließlich der in den Betriebsplanungsphasen geplanten Nichtverfügbarkeiten.

Artikel 35

Umgang mit Ausfallvarianten

(1) Jeder ÜNB prüft die mit Ausfallvarianten verbundenen Risiken, nachdem er jede Ausfallvariante der Ausfallvarianten-Liste simuliert und beurteilt hat, ob er sein Übertragungsnetz in der (N-1)-Situation innerhalb der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte halten kann.

(2) Stellt der ÜNB fest, dass die mit einer Ausfallvariante verbundenen Risiken so erheblich sind, dass er Entlastungsmaßnahmen möglicherweise nicht so rechtzeitig vorbereiten und aktivieren kann, dass die Einhaltung des (N-1)-Kriteriums sichergestellt ist, oder dass ein Risiko der Ausweitung einer Störung auf angeschlossene Übertragungsnetze besteht, muss er Entlastungsmaßnahmen zur Einhaltung des (N-1)-Kriteriums so bald wie möglich vorbereiten und aktivieren.

(3) Bei einer (N-1)-Situation aufgrund einer Störung aktiviert jeder ÜNB eine Entlastungsmaßnahme, um sicherzustellen, dass das Übertragungsnetz so bald wie möglich zum Normalzustand zurückkehrt und diese (N-1)-Situation zur neuen N-Situation wird.

(4) In den folgenden Fällen braucht der ÜNB das (N-1)-Kriterium nicht einzuhalten:

a) während Schaltsequenzen,

b) während des für die Vorbereitung und Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen erforderlichen Zeitraums.

(5) Soweit ein Mitgliedstaat nichts anderes bestimmt, braucht der ÜNB das (N-1)-Kriterium nicht einzuhalten, solange nur lokale Folgen innerhalb der Regelzone des ÜNB bestehen.

KAPITEL 6

Schutz

Artikel 36

Allgemeine Anforderungen an den Schutz

(1) Jeder ÜNB betreibt sein Übertragungsnetz mit Schutzeinrichtungen und Reserve-Schutzeinrichtungen, die die Ausweitung von Störungen automatisch verhindern, die die Betriebssicherheit seines eigenen Übertragungsnetzes und der angeschlossenen Übertragungsnetze gefährden könnten.

(2) Jeder ÜNB überprüft seine Schutzstrategie und -konzepte mindestens einmal alle fünf Jahre und aktualisiert sie bei Bedarf, um die korrekte Funktionsweise der Schutzeinrichtungen und die Erhaltung der Betriebssicherheit zu gewährleisten.

(3) Nach einer Schutzauslösung, die Auswirkungen außerhalb der Regelzone eines ÜNB einschließlich der Verbindungsleitungen hatte, prüft dieser ÜNB, ob die Schutzeinrichtungen in seiner Regelzone wie geplant funktionieren haben, und nimmt erforderlichenfalls Korrekturmaßnahmen vor.

(4) Jeder ÜNB legt Sollwerte für die Schutzeinrichtungen seines Übertragungsnetzes fest, um eine zuverlässige, schnelle und selektive Fehlerklärung zu gewährleisten, einschließlich Reserve-Schutzeinrichtungen zur Fehlerklärung für den Fall, dass das Hauptschutzsystem nicht korrekt funktioniert.

(5) Vor der Inbetriebnahme der Schutzeinrichtungen und Reserve-Schutzeinrichtungen sowie nach allen Änderungen vereinbart jeder ÜNB mit den benachbarten ÜNB die Schutzsollwerte für die Verbindungsleitungen und stimmt sich mit diesen ÜNB vor der Änderung der Einstellungen ab.

*Artikel 37***Spezielle Schutzmaßnahmen (Special Protection Schemes, SPS)**

Wendet ein ÜNB spezielle Schutzmaßnahmen an, so muss er

- a) die Selektivität, Zuverlässigkeit und Wirksamkeit aller dieser speziellen Schutzmaßnahmen sicherstellen;
- b) bei der Auslegung der speziellen Schutzmaßnahmen die Folgen von Funktionsproblemen für das Übertragungsnetz beurteilen und dabei auch die Folgen für andere betroffene ÜNB berücksichtigen,
- c) sich vergewissern, dass die speziellen Schutzmaßnahmen vergleichbar zuverlässig sind wie die für den Hauptschutz der Übertragungsnetzbetriebsmittel eingesetzten Schutzsysteme,
- d) das Übertragungsnetz mit den speziellen Schutzmaßnahmen innerhalb der gemäß Artikel 25 festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte betreiben und
- e) die Funktionen, Aktivierungsgrundsätze und Sollwerte der speziellen Schutzmaßnahmen mit benachbarten ÜNB und betroffenen VNB mit Übertragungsnetzanschluss, einschließlich geschlossener Verteilernetze, sowie mit den betroffenen SNN mit Übertragungsnetzanschluss abstimmen.

*Artikel 38***Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität**

(1) Jeder ÜNB überwacht die dynamische Stabilität des Übertragungsnetzes mithilfe von Offline-Studien gemäß Absatz 6. Jeder ÜNB tauscht die relevanten Daten für die Überwachung der dynamischen Stabilität des Übertragungsnetzes mit den anderen ÜNB seines Synchrongebietes aus.

(2) Jeder ÜNB führt mindestens einmal jährlich eine Bewertung der dynamischen Stabilität durch, um Stabilitätsgrenzwerte und mögliche Stabilitätsprobleme in seinem Übertragungsnetz zu ermitteln. Alle ÜNB des jeweiligen Synchrongebietes stimmen ihre Bewertungen der dynamischen Stabilität, die sich auf das gesamte Synchrongebiet oder Teile des Synchrongebietes beziehen müssen, miteinander ab.

(3) Bei der koordinierten Bewertung der dynamischen Stabilität bestimmen die betreffenden ÜNB

- a) den Umfang der koordinierten Bewertung der dynamischen Stabilität, zumindest hinsichtlich eines gemeinsamen Netzmodells;
- b) die zwischen den betreffenden ÜNB für die koordinierte Bewertung der dynamischen Stabilität auszutauschenden Daten;
- c) eine gemeinsam vereinbarte Liste von Szenarien, die bei der koordinierten Bewertung der dynamischen Stabilität zu berücksichtigen sind, und
- d) eine gemeinsam vereinbarte Liste von Ausfallvarianten oder Störungen, deren Auswirkungen im Rahmen der koordinierten Bewertung der dynamischen Stabilität zu prüfen sind.

(4) Im Falle von Stabilitätsproblemen aufgrund schlecht gedämpfter zonenübergreifender Pendelungen, die mehrere ÜNB innerhalb eines Synchrongebietes betreffen, beteiligt sich jeder ÜNB so bald wie praktisch möglich an einer koordinierten Bewertung der dynamischen Stabilität auf der Ebene des Synchrongebietes und stellt die für diese Bewertung erforderlichen Daten bereit. Diese Bewertung wird von den betreffenden ÜNB oder von ENTSO (Strom) eingeleitet und durchgeführt.

(5) Ermittelt ein ÜNB hinsichtlich anderer angeschlossener Übertragungsnetze einen möglichen Einfluss auf die Spannungs-, Polradwinkel- oder Frequenzstabilität, stimmen die betreffenden ÜNB die bei der Bewertung der dynamischen Stabilität angewandten Methoden ab, stellen dazu die erforderlichen Daten bereit und planen gemeinsame Entlastungsmaßnahmen zur Verbesserung der Stabilität, darunter auch Kooperationsverfahren zwischen den ÜNB.

(6) Bei der Entscheidung über die bei der Bewertung der dynamischen Stabilität anzuwendenden Methoden legt jeder ÜNB folgende Grundsätze zugrunde:

- a) Werden hinsichtlich der Ausfallvarianten-Liste die Grenzwerte für den stationären Zustand vor den Stabilitätsgrenzwerten erreicht, stützen die ÜNB sich bei der Bewertung der dynamischen Stabilität nur auf die in der Planungsphase für den längerfristigen Betrieb durchgeführten Offline-Stabilitätsstudien;

- b) liegen hinsichtlich der Ausfallvarianten-Liste unter den Bedingungen geplanter Nichtverfügbarkeiten Grenzwerte für den stationären Zustand und Stabilitätsgrenzwerte nahe beieinander oder werden die Stabilitätsgrenzwerte vor den Grenzwerten für den stationären Zustand erreicht, führt der ÜNB in der Day-Ahead-Betriebsplanungsphase eine Bewertung der dynamischen Stabilität durch, solange diese Bedingungen vorliegen. Die ÜNB planen erforderlichenfalls die im Echtzeitbetrieb zu treffenden Entlastungsmaßnahmen; und
- c) befindet sich das Übertragungsnetz auf der Grundlage der Ausfallvarianten-Liste in der N-Situation und werden die Stabilitätsgrenzwerte vor den Grenzwerten für den stationären Zustand erreicht, führt der ÜNB in allen Phasen der Betriebsplanung eine Bewertung der dynamischen Stabilität durch und überprüft die Stabilitätsgrenzwerte so bald wie möglich erneut, nachdem eine deutliche Änderung in der N-Situation festgestellt wurde.

Artikel 39

Management der dynamischen Stabilität

- (1) Ergibt die Bewertung der dynamischen Stabilität eine Überschreitung der Stabilitätsgrenzwerte, legen die ÜNB, in deren Regelzone diese Überschreitung aufgetreten ist, Entlastungsmaßnahmen fest, bereiten diese vor und aktivieren sie, um das Übertragungsnetz stabil zu halten. Bei diesen Entlastungsmaßnahmen können auch SNN einbezogen werden.
- (2) Jeder ÜNB stellt sicher, dass die Fehlerklärungszeiten bei Fehlern, die zu einer übergreifenden Instabilität im Übertragungsnetz führen können, kürzer sind als die vom ÜNB im Rahmen seiner Bewertung der dynamischen Stabilität gemäß Artikel 38 berechnete kritische Fehlerklärungszeit.
- (3) Für die Anforderungen an die Mindestschwingmasse, die für die Frequenzstabilität auf der Ebene des Synchrongebietes relevant sind, gilt Folgendes:
- a) Alle ÜNB dieses Synchrongebietes führen spätestens zwei Jahre nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung eine gemeinsame Studie für das jeweilige Synchrongebiet durch, um festzustellen, ob eine erforderliche Mindestschwingmasse festgelegt werden muss, wobei sie Kosten und Nutzen sowie mögliche Alternativen berücksichtigen. Alle ÜNB übermitteln ihre Studien ihren Regulierungsbehörden. Alle ÜNB überprüfen diese Studien regelmäßig und aktualisieren sie alle zwei Jahre;
- b) ergeben die unter Buchstabe a genannten Studien, dass eine erforderliche Mindestschwingmasse festgelegt werden sollte, erarbeiten alle ÜNB des betreffenden Synchrongebietes gemeinsam eine Methode zur Festlegung der Mindestschwingmasse, die erforderlich ist, um die Betriebssicherheit aufrechtzuerhalten und eine Überschreitung der Stabilitätsgrenzwerte zu verhindern. Diese Methode muss den Grundsätzen der Effizienz und Verhältnismäßigkeit entsprechen, ist innerhalb von sechs Monaten nach Abschluss der unter Buchstabe a genannten Studien zu erstellen und binnen sechs Monaten zu aktualisieren, wenn die Studien aktualisiert wurden und zur Verfügung stehen; und
- c) jeder ÜNB setzt die Mindestschwingmasse in seiner eigenen Regelzone im Echtzeitbetrieb anhand der festgelegten Methode und der gemäß Absatz b erzielten Ergebnisse um.

TITEL 2

DATENAUSTAUSCH

KAPITEL 1

Allgemeine Anforderungen an den Datenaustausch

Artikel 40

Organisation, Aufgaben und Zuständigkeiten sowie Qualität des Datenaustauschs

- (1) Beim Austausch und der Bereitstellung von Daten und Informationen gemäß diesem Titel ist der tatsächlichen und prognostizierten Situation des Übertragungsnetzes so weit wie möglich Rechnung zu tragen.
- (2) Jeder ÜNB ist für die Bereitstellung und Verwendung hochwertiger Daten und Informationen verantwortlich.
- (3) Jeder ÜNB erfasst die folgenden Informationen über seine Observability Area und tauscht sie mit allen anderen ÜNB aus, soweit dies für die Durchführung der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel 72 erforderlich ist:
- a) Stromerzeugung;
- b) Verbrauch;

- c) Fahrpläne;
- d) Bilanzierungspositionen;
- e) geplante Nichtverfügbarkeiten und Topologien von Umspannwerken sowie
- f) Prognosen.

(4) Jeder ÜNB stellt die in Absatz 3 genannten Informationen als Einspeisungen und Entnahmen an jedem Knotenpunkt seines Einzelnetzmodells gemäß Artikel 64 dar.

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

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

(6) Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung vereinbaren alle ÜNB gemeinsam die wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten im Zusammenhang mit dem Datenaustausch. Diese organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten müssen den betrieblichen Bedingungen der gemäß Artikel 16 der Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelten Methode für die Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastdaten Rechnung tragen und diese erforderlichenfalls ergänzen. Sie gelten für alle Bestimmungen dieses Titels über den Datenaustausch und umfassen folgende organisatorische Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten:

- a) Verpflichtungen der ÜNB, allen benachbarten ÜNB jegliche Änderungen der Schutzeinstellungen, Temperaturgrenzwerte und technischen Kapazitäten der Verbindungsleitungen zwischen ihren Regelzonen unverzüglich mitzuteilen;
- b) Verpflichtungen der VNB, deren Netze direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, den betreffenden ÜNB innerhalb der vereinbarten Fristen alle Änderungen der Daten und Informationen gemäß diesem Titel mitzuteilen;
- c) Verpflichtungen benachbarter und/oder nach- bzw. vorgelagerter VNB, einander innerhalb vereinbarter Fristen alle Änderungen der Daten und Informationen gemäß diesem Titel mitzuteilen;
- d) Verpflichtungen der SNN, ihren ÜNB oder VNB innerhalb vereinbarter Fristen alle relevanten Änderungen der Daten und Informationen gemäß diesem Titel mitzuteilen;
- e) den genauen Inhalt der in diesem Titel genannten Daten und Informationen, einschließlich der wichtigsten Grundsätze, der Art der Daten, der zu verwendenden Kommunikationsmittel, Formate und Standards sowie der Fristen und Zuständigkeiten;
- f) Zeitstempel und Frequenz der Übermittlung der von VNB und SNN bereitzustellenden Daten, die von den ÜNB innerhalb verschiedener Fristen zu verwenden sind. Es wird festgelegt, in welchen zeitlichen Abständen Echtzeitdaten, Fahrplandaten und die aktualisierten Stammdaten auszutauschen sind; und
- g) das Format, das bei der Meldung der gemäß diesem Titel zu übermittelnden Daten und Informationen zu verwenden ist.

Die organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten werden von ENTSO (Strom) veröffentlicht.

(7) Innerhalb von 18 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung vereinbart jeder ÜNB mit den relevanten VNB wirksame, effiziente und verhältnismäßige Verfahren für die Durchführung und Verwaltung des Datenaustauschs, einschließlich der Bereitstellung von Daten zu Verteilernetzen und SNN, soweit dies für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich ist. Unbeschadet Absatz 6 Buchstabe g vereinbart jeder ÜNB mit den relevanten VNB das Format für den Datenaustausch.

(8) SNN mit Übertragungsnetzanschluss müssen Zugang zu den Daten zu ihren in Betrieb befindlichen Netzanlagen am Netzanschlusspunkt haben.

(9) Jeder ÜNB vereinbart mit den VNB mit Übertragungsnetzanschluss den Umfang zusätzlicher Informationen, die zwischen ihnen in Bezug auf in Betrieb befindliche Netzanlagen auszutauschen sind.

(10) VNB, die über einen Netzanschlusspunkt mit einem Übertragungsnetz verfügen, sind berechtigt, die relevanten Stamm-, Fahrplan- und Echtzeitdaten von den relevanten ÜNB entgegenzunehmen und die relevanten Stamm-, Fahrplan- und Echtzeitdaten von benachbarten VNB einzuholen. Benachbarte VNB legen den Umfang der Informationen, die ausgetauscht werden können, auf koordinierte Weise fest.

KAPITEL 2

Datenaustausch zwischen ÜNB

Artikel 41

Austausch von Stamm- und Prognosedaten

(1) Benachbarte ÜNB tauschen mindestens die folgenden Stammdaten zu ihrer Observability Area aus:

- a) die übliche Topologie von Umspannwerken und sonstige relevante Daten, pro Spannungsebene;
- b) technische Daten zu den Übertragungsleitungen;
- c) technische Daten zu Transformatoren, über die Verteilernetze und SNN, bei denen es sich um Verbrauchsanlagen handelt, angeschlossen sind, sowie zu Blocktransformatoren, über die SNN, bei denen es sich um Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung handelt, angeschlossen sind;
- d) die maximale und minimale Wirk- und Blindleistungsabgabe von SNN, bei denen es sich um Stromerzeugungsanlagen handelt;
- e) technische Daten zu Phasenschieber-Transformatoren;
- f) technische Daten zu HGÜ-Systemen;
- g) technische Daten zu Drosseln, Kondensatoren und statischen Blindleistungskompensatoren sowie
- h) von jedem ÜNB gemäß Artikel 25 festgelegte betriebliche Sicherheitsgrenzwerte.

(2) Zur Abstimmung des Schutzes ihrer Übertragungsnetze tauschen benachbarte ÜNB die Schutzsollwerte der Leitungen aus, deren Ausfälle als externe Ausfallvarianten auf ihren Ausfallvarianten-Listen aufgeführt sind.

(3) Zur Abstimmung ihrer Betriebssicherheitsanalyse und zur Erstellung des gemeinsamen Netzmodells gemäß den Artikeln 67, 68, 69 und 70 tauscht jeder ÜNB zumindest mit allen anderen ÜNB desselben Synchrongebietes mindestens die folgenden Daten aus:

- a) die Topologie von Übertragungsnetzen mit einer Spannung von mindestens 220 kV innerhalb seiner Regelzone;
- b) ein Modell von Übertragungsnetzen mit einer Spannung von weniger als 220 kV, die wesentliche Auswirkungen auf sein eigenes Übertragungsnetz haben, oder gleichwertige Daten;
- c) die Temperaturgrenzwerte der Übertragungsnetzbetriebsmittel sowie
- d) realistische und genaue Angaben zur prognostizierten Gesamtmenge der Einspeisung und Entnahme je Primärenergieträger an jedem Knotenpunkt des Übertragungsnetzes für verschiedene Zeitbereiche.

(4) Zur Abstimmung und Durchführung der Bewertungen der dynamischen Stabilität gemäß Artikel 38 Absätze 2 und 4 tauscht jeder ÜNB mit den anderen ÜNB desselben Synchrongebietes oder des für ihn relevanten Teils des Synchrongebietes folgende Daten aus:

- a) Daten in Bezug auf SNN, bei denen es sich um Stromerzeugungsanlagen handelt, darunter (ohne hierauf beschränkt zu sein)
 - i) für die Bewertung der dynamischen Stabilität geeignete elektrische Parameter des Generators, einschließlich der Gesamtschwingmasse;
 - ii) Schutzmodelle;
 - iii) Generator und Hauptantriebsmaschine;

- iv) eine Beschreibung der Netztransformatoren;
 - v) Mindest- und Höchstblindleistung;
 - vi) Spannungs- und Drehzahlreglermodelle sowie
 - vii) für die Prüfung großer Störungen geeignete Modelle der Hauptantriebsmaschine und des Erregersystems;
- b) Daten zur Art der Regelung sowie zum Spannungsregelbereich von Stufenschaltern, einschließlich einer Beschreibung vorhandener Last-Stufenschalter, sowie Daten zur Art der Regelung und zum Spannungsregelbereich von Aufspann- und Netztransformatoren, sowie
- c) Daten zu HGÜ-Systemen und FACTS-Geräten für die dynamischen Modelle des Systems oder des Gerätes sowie zu den dazugehörigen, für größere Störungen geeigneten Regelungen.

Artikel 42

Echtzeit-Datenaustausch

(1) Gemäß den Artikeln 18 und 19 tauscht jeder ÜNB mit den anderen ÜNB desselben Synchrongebietes mithilfe des von ENTSO (Strom) für den europaweiten Echtzeit-Datenaustausch vorgesehenen IT-Instruments die folgenden Daten zum Netzzustand seines Übertragungsnetzes aus:

- a) Frequenz;
- b) Frequenzwiederherstellungs-Regelfehler;
- c) gemessener Wirkleistungsaustausch zwischen LFR-Zonen;
- d) Gesamteinspeisung;
- e) Netzzustand gemäß Artikel 18;
- f) Sollwert des Leistungs-Frequenz-Reglers und
- g) Leistungsaustausch über Istwertaufschaltungen.

(2) Jeder ÜNB tauscht mit den anderen ÜNB seiner Observability Area die folgenden Daten über sein Übertragungsnetz aus, wobei er den Echtzeit-Datenaustausch zwischen den Prozesssteuerungs- und Datenerfassungssystemen (SCADA) und den Energiemanagementsystemen der ÜNB nutzt:

- a) Ist-Topologie der Umspannwerke;
- b) Wirk- und Blindleistung im Leitungsschaltfeld, einschließlich Übertragungs- und Verteilernetzleitungen sowie Leitungen zum Anschluss von SNN;
- c) Wirk- und Blindleistung im Transformatorschaltfeld, auch für Übertragungsnetz-Transformatoren, Verteilernetz-Transformatoren und Transformatoren für den Anschluss von SNN;
- d) Wirk- und Blindleistung im Schaltfeld von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung;
- e) Reglerstellung der Transformatoren, einschließlich Phasenschieber-Transformatoren;
- f) Messung oder Schätzung der Spannung an der Sammelschiene;
- g) Blindleistung im Drossel- und Kondensatorschaltfeld oder eines statischen Blindleistungskompensators und
- h) Beschränkungen der Wirk- und Blindleistungsversorgung hinsichtlich der Observability Area.

(3) Jeder ÜNB kann alle ÜNB seiner Observability Area ersuchen, Echtzeit-Protokolle der geschätzten Zustandsdaten für die Regelzone bereitzustellen, sofern dies für die Betriebssicherheit seines Übertragungsnetzes relevant ist.

KAPITEL 3

Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB innerhalb der Regelzone des ÜNB

Artikel 43

Stammdatenaustausch

(1) Jeder ÜNB bestimmt anhand der gemäß Artikel 75 entwickelten Methode die Observability Area der Verteilernetze mit Übertragungsnetzanschluss, die er für eine genaue und effiziente Ermittlung des Netzzustands benötigt.

(2) Ist ein ÜNB der Ansicht, dass ein Verteilernetz ohne Übertragungsnetzanschluss hinsichtlich Spannung, Leistungsflüssen oder sonstiger elektrischer Parameter bedeutenden Einfluss auf die Abbildung des Übertragungsnetzverhaltens hat, nimmt er dieses Verteilernetz gemäß Artikel 75 in die Observability Area auf.

(3) Die Stamminformationen, die jeder VNB dem ÜNB gemäß den Absätzen 1 und 2 zu seiner Observability Area übermittelt, müssen mindestens Folgendes umfassen:

- a) Umspannwerke je Spannungsebene;
- b) Leitungen zum Anschluss der Umspannwerke gemäß Buchstabe a;
- c) Transformatoren der Umspannwerke gemäß Buchstabe a;
- d) SNN und
- e) an die Umspannwerke gemäß Buchstabe a angeschlossene Drosseln und Kondensatoren.

(4) Jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss legt dem ÜNB gemäß Absatz 3 mindestens alle sechs Monate aktualisierte Stammdaten vor.

(5) Jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss übermittelt dem ÜNB für jeden Primärenergieträger mindestens einmal jährlich die Gesamterzeugungskapazität der an sein Verteilernetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen des Typs A, die den Anforderungen der Verordnung (EU) 2016/631 unterliegen, sowie bestmögliche Schätzungen der Erzeugungskapazität der an sein Verteilernetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen des Typs A, die nicht der Verordnung (EU) 2016/631 unterliegen oder von deren Anforderungen freigestellt sind, und die damit verbundenen Informationen hinsichtlich ihres Frequenzverhaltens.

Artikel 44

Echtzeit-Datenaustausch

Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder VNB dem zuständigen ÜNB Informationen zu der in Artikel 43 Absätze 1 und 2 genannten Observability Area des ÜNB in Echtzeit, darunter

- a) die Ist-Topologie der Umspannwerke;
- b) Wirk- und Blindleistung im Leitungsschaltfeld;
- c) Wirk- und Blindleistung im Transformator-Schaltfeld;
- d) Wirk- und Blindleistungseinspeisung im Schaltfeld der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung;
- e) Stufenschalterstellung der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Transformatoren;
- f) Spannungen an den Sammelschienen;
- g) Blindleistung im Drossel- und Kondensator-Schaltfeld;
- h) die genauesten verfügbaren Daten zur Gesamtstromerzeugung je Primärenergieträger im Gebiet des VNB sowie
- i) die genauesten verfügbaren Daten zum Gesamtstromverbrauch im Gebiet des VNB.

KAPITEL 4

Datenaustausch zwischen ÜNB, Eigentümern von Verbindungsleitungen oder anderen Leitungen und Stromerzeugungsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss

Artikel 45

Stammdatenaustausch

(1) Jeder Eigentümer eines SNN, bei dem es sich um eine Stromerzeugungsanlage des Typs D mit Übertragungsnetzanschluss handelt, übermittelt dem ÜNB mindestens die folgenden Daten:

- a) allgemeine Daten zur Stromerzeugungsanlage, einschließlich der installierten Leistung und des Primärenergieträgers;
- b) Daten zur Turbine und zur Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, einschließlich der Anfahrzeit für den Kalt- und Warmstart;
- c) Daten für die Kurzschlussstromberechnung;
- d) Daten zu den Transformatoren der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung;
- e) FCR-Daten für Stromerzeugungsanlagen, die FCR-Leistungen anbieten oder erbringen, gemäß Artikel 154;
- f) FRR-Daten für Stromerzeugungsanlagen, die FRR-Leistungen anbieten oder erbringen, gemäß Artikel 158;
- g) RR-Daten für Stromerzeugungsanlagen, die RR-Leistungen anbieten oder erbringen, gemäß Artikel 161;
- h) für den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes erforderliche Daten;
- i) für die Durchführung dynamischer Simulationen erforderliche Daten und Modelle;
- j) Daten der Schutzeinrichtungen;
- k) Daten, die erforderlich sind, um die Kosten von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 78 Absatz 1 Buchstabe b zu bestimmen; nutzt ein ÜNB marktgestützte Mechanismen gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d, reicht hierfür die Angabe der von dem ÜNB zu zahlenden Preise aus;
- l) Fähigkeit zur Spannungs- und Blindleistungsregelung.

(2) Jeder Eigentümer eines SNN, bei dem es sich um eine Stromerzeugungsanlage des Typs B oder C mit Übertragungsnetzanschluss handelt, übermittelt dem ÜNB mindestens die folgenden Daten:

- a) allgemeine Daten zur Stromerzeugungsanlage, einschließlich der installierten Leistung und des Primärenergieträgers;
- b) Daten für die Kurzschlussstromberechnung;
- c) FCR-Daten gemäß der Definition und den Bestimmungen des Artikels 173 für Stromerzeugungsanlagen, die FCR-Leistungen anbieten oder erbringen;
- d) FRR-Daten für Stromerzeugungsanlagen, die FRR-Leistungen anbieten oder erbringen;
- e) RR-Daten für Stromerzeugungsanlagen, die RR-Leistungen anbieten oder erbringen;
- f) Daten der Schutzeinrichtungen;
- g) Fähigkeit zur Blindleistungsregelung
- h) Daten, die erforderlich sind, um die Kosten von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 78 Absatz 1 Buchstabe b zu bestimmen; nutzt ein ÜNB marktgestützte Mechanismen gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d, reicht hierfür die Angabe der von dem ÜNB zu zahlenden Preise aus;
- i) für die Bewertung der dynamischen Stabilität gemäß Artikel 38 erforderliche Daten.

(3) Ein ÜNB kann vom Eigentümer einer Stromerzeugungsanlage mit Übertragungsnetzanschluss weitere Daten anfordern, wenn dies hinsichtlich der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Teil III Titel 2 zweckmäßig ist.

(4) Jeder Eigentümer eines HGÜ-Systems oder einer Verbindungsleitung stellt dem ÜNB die folgenden Daten zu dem HGÜ-System oder der Verbindungsleitung bereit:

- a) Daten des Typenschildes der Anlage;
- b) Transformator-Daten;
- c) Daten zu Filtern und Filterreihen;
- d) Daten zur Blindleistungskompensation;
- e) Fähigkeit zur Wirkleistungsregelung;
- f) Fähigkeit zur Blindleistungs- und Spannungsregelung;
- g) Vorrang des Wirkleistungs- oder des Blindleistungsbetriebsmodus, soweit vorhanden;
- h) Fähigkeit zur Reaktion auf Frequenzänderungen;
- i) dynamische Modelle für dynamische Simulationen;
- j) Daten der Schutzeinrichtungen sowie
- k) FRT-Fähigkeit.

(5) Jeder Eigentümer einer Drehstrom-Verbindungsleitung stellt dem ÜNB mindestens folgende Daten bereit:

- a) Daten des Typenschildes der Anlage;
- b) elektrische Parameter;
- c) damit verbundene Schutzeinrichtungen.

Artikel 46

Austausch von Fahrplandaten

(1) Jeder Eigentümer eines SNN, bei dem es sich um eine Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D mit Übertragungsnetzanschluss handelt, übermittelt dem ÜNB mindestens die folgenden Daten:

- a) Wirkleistungsabgabe sowie Menge und Verfügbarkeit der Wirkleistungsreserven auf Day-Ahead- und Intraday-Basis;
- b) unverzüglich jede fahrplanmäßige Nichtverfügbarkeit oder Wirkleistungsbeschränkung;
- c) jede prognostizierte Beschränkung der Fähigkeit zur Blindleistungsregelung sowie
- d) in Regionen mit einem zentralen Dispatch-System — abweichend von den Buchstaben a und b — vom ÜNB für die Erstellung seines Fahrplans für die Wirkleistungsabgabe angeforderte Daten.

(2) Jeder Betreiber eines HGÜ-Systems übermittelt den ÜNB mindestens folgende Daten:

- a) Fahrplan und Verfügbarkeit der Wirkleistungsabgabe auf Day-Ahead- und Intraday-Basis;
- b) unverzüglich jede fahrplanmäßige Nichtverfügbarkeit oder Beschränkung der Wirkleistung sowie
- c) jede prognostizierte Beschränkung der Fähigkeit zur Blindleistungs- oder Spannungsregelung.

(3) Jeder Betreiber einer Drehstrom-Verbindungsleitung oder einer sonstigen Drehstromleitung übermittelt den ÜNB seine Daten zu fahrplanmäßigen Nichtverfügbarkeiten oder Wirkleistungsbeschränkungen.

Artikel 47

Echtzeit-Datenaustausch

(1) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder Eigentümer eines SNN, bei dem es sich um eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit einer Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D handelt, dem ÜNB in Echtzeit mindestens folgende Daten:

- a) Stellung der Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem ÜNB vereinbarten Schnittstelle;
- b) Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem ÜNB vereinbarten Schnittstelle sowie
- c) im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto-Wirk- und Blindleistung.

(2) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder Eigentümer eines HGÜ-Systems oder einer Drehstrom-Verbindungsleitung den ÜNB in Echtzeit mindestens folgende Daten zum Netzanschlusspunkt des HGÜ-Systems oder der Drehstrom-Verbindungsleitung:

- a) Stellung der Leistungsschalter;
- b) Betriebszustand sowie
- c) Wirk- und Blindleistung.

KAPITEL 5

Datenaustausch zwischen ÜNB, VNB und Stromerzeugungsanlagen mit Verteilernetzanschluss

Artikel 48

Stammdatenaustausch

(1) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit einer Stromerzeugungsanlage, bei der es sich gemäß Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe a um einen SNN mit Verteilernetzanschluss oder gemäß Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe e um aggregierte SNN mit Verteilernetzanschluss handelt, dem ÜNB und dem VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, mindestens folgende Daten:

- a) allgemeine Daten zur Stromerzeugungsanlage, einschließlich der installierten Leistung und des Primärenergieträgers oder der Brennstoffart;
- b) FCR-Daten gemäß der Definition und den Bestimmungen des Artikels 173 für Stromerzeugungsanlagen, die FCR-Leistungen anbieten oder erbringen;
- c) FRR-Daten für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die FRR-Leistungen anbieten oder erbringen;
- d) RR-Daten für Stromerzeugungsanlagen, die RR-Leistungen anbieten oder erbringen;
- e) Daten der Schutzeinrichtungen;
- f) Fähigkeit zur Blindleistungsregelung;
- g) Fähigkeit zur Fernsteuerung der Leistungsschalter;
- h) für dynamische Simulationen gemäß der Verordnung (EU) 2016/631 erforderliche Daten sowie
- i) Spannungsebene und Ort jeder Stromerzeugungsanlage.

(2) Jeder Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit einer Stromerzeugungsanlage, bei der es sich gemäß Artikel 2 Absatz 1 Buchstaben a und e um einen SNN handelt, informiert den ÜNB und den VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, innerhalb der vereinbarten Fristen, spätestens jedoch zum Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme oder zum Zeitpunkt einer Änderung an der vorhandenen Anlage, über alle Änderungen an Umfang und Inhalt der in Absatz 1 genannten Daten.

*Artikel 49***Austausch von Fahrplandaten**

Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit einer Stromerzeugungsanlage, bei der es sich gemäß Artikel 2 Absatz 1 Buchstaben a und e um einen SNN mit Verteilernetzanschluss handelt, dem ÜNB und dem VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, mindestens folgende Daten:

- a) fahrplanmäßige Nichtverfügbarkeiten und Wirkleistungsbeschränkungen der Anlage sowie die prognostizierte fahrplanmäßige Wirkleistungsabgabe am Netzanschlusspunkt;
- b) jede prognostizierte Beschränkung der Fähigkeit zur Blindleistungsregelung und
- c) in Regionen mit einem zentralen Dispatch-System — abweichend von den Buchstaben a und b — die vom ÜNB für die Erstellung seines Fahrplans für die Wirkleistungsabgabe angeforderten Daten.

*Artikel 50***Echtzeit-Datenaustausch**

(1) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit einer Stromerzeugungsanlage, bei der es sich gemäß Artikel 2 Absatz 1 Buchstaben a und e um einen SNN mit Verteilernetzanschluss handelt, dem ÜNB und dem VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, in Echtzeit mindestens folgende Daten:

- a) Status der Schaltgeräte und Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt und
- b) Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie Strom und Spannung am Netzanschlusspunkt.

(2) Jeder ÜNB legt in Abstimmung mit den zuständigen VNB fest, welche SNN von der Verpflichtung befreit werden können, die in Absatz 1 genannten Echtzeitdaten direkt dem ÜNB bereitzustellen. In diesen Fällen vereinbaren die zuständigen ÜNB und VNB, welche aggregierten Echtzeitdaten der betreffenden SNN dem ÜNB zur Verfügung zu stellen sind.

*Artikel 51***Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB in Bezug auf signifikante Stromerzeugungsanlagen**

(1) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, stellt jeder VNB dem zuständigen ÜNB die in den Artikeln 48, 49 und 50 genannten Daten gemäß den Vorgaben des ÜNB hinsichtlich Häufigkeit und Detailliertheit des Datenaustauschs bereit.

(2) Jeder ÜNB stellt den VNB, an deren Verteilernetze SNN angeschlossen sind, die in den Artikeln 48, 49 und 50 genannten Daten auf Anforderung des VNB bereit.

(3) Ein ÜNB kann von einem Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit einer Stromerzeugungsanlage, bei der es sich gemäß Artikel 2 Absatz 1 Buchstaben a und e um einen SNN mit Verteilernetzanschluss handelt, weitere Daten anfordern, soweit dies für die Betriebssicherheitsanalyse und die Validierung von Modellen erforderlich ist.

*KAPITEL 6***Datenaustausch zwischen ÜNB und Verbrauchsanlagen***Artikel 52***Datenaustausch zwischen ÜNB und Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss**

(1) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, stellt jeder Eigentümer einer Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss dem ÜNB die folgenden Stammdaten bereit:

- a) elektrotechnische Daten zu den an das Übertragungsnetz angeschlossenen Transformatoren;

- b) Merkmale der Last der Verbrauchsanlage sowie
 - c) Merkmale der Blindleistungsregelung.
- (2) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, stellt jeder Eigentümer einer Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss dem ÜNB die folgenden Daten bereit:
- a) ihren fahrplanmäßigen Wirkleistungsverbrauch sowie ihre prognostizierte Blindleistungsaufnahme auf Day-Ahead- und Intraday-Basis, einschließlich etwaiger Änderungen dieser Fahrpläne oder Prognosen;
 - b) jede prognostizierte Beschränkung der Fähigkeit zur Blindleistungsregelung;
 - c) bei Beteiligung an der Laststeuerung einen Fahrplan für die strukturelle minimale und maximale Leistungsverringerung sowie
 - d) in Regionen mit einem zentralen Dispatch-System — abweichend von Buchstabe a — die vom ÜNB für die Erstellung seines Fahrplans für die Wirkleistungsabgabe angeforderten Daten.
- (3) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, stellt jeder Eigentümer einer Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss dem ÜNB die folgenden Daten bereit:
- a) Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt sowie
 - b) minimale und maximale Leistungsverringerung.
- (4) Jeder Eigentümer einer Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss beschreibt dem ÜNB deren Verhalten in den in Artikel 27 genannten Spannungsbereichen.

Artikel 53

Datenaustausch zwischen ÜNB und Verbrauchsanlagen mit Verteilernetzanschluss oder Dritten, die an der Laststeuerung beteiligt sind

- (1) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, übermittelt jeder Eigentümer eines SNN, bei dem es sich um eine Verbrauchsanlage mit Verteilernetzanschluss handelt, die Laststeuerungsdienste erbringt, ohne dass dies durch einen Dritten erfolgt, dem ÜNB und dem VNB die folgenden Fahrplan- und Echtzeit-Daten:
- a) für die Laststeuerung zur Verfügung stehende strukturelle minimale und maximale Wirkleistung sowie maximale und minimale Dauer einer möglichen Nutzung dieser Leistung für die Laststeuerung;
 - b) eine Prognose der unbeschränkt für die Laststeuerung zur Verfügung stehenden Wirkleistung sowie jede geplante Laststeuerung;
 - c) Echtzeit-Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt und
 - d) eine Bestätigung, dass die abgeschätzten Werte der Laststeuerung angewandt werden.
- (2) Soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt, stellt jeder SNN, bei dem es sich um einen Dritten handelt, der an der Laststeuerung gemäß Artikel 27 der Verordnung (EU) 2016/1388 beteiligt ist, dem ÜNB und dem VNB am Vortag sowie echtzeitnah am selben Tag für alle seine Verbrauchsanlagen mit Verteilernetzanschluss folgende Daten bereit:
- a) für die Laststeuerung zur Verfügung stehende strukturelle minimale und maximale Wirkleistung sowie minimale und maximale Dauer einer möglichen Aktivierung der Laststeuerung in einem vom ÜNB und VNB bestimmten geografischen Gebiet;
 - b) eine Prognose der unbeschränkt für die Laststeuerung zur Verfügung stehenden Wirkleistung sowie jede geplante Höhe der Laststeuerung in einem vom ÜNB und VNB bestimmten geografischen Gebiet;
 - c) die Echtzeit-Wirk- und Blindleistung sowie
 - d) eine Bestätigung, dass die abgeschätzten Werte der Laststeuerung angewandt werden.

TITEL 3

KONFORMITÄT

KAPITEL 1

Aufgaben und Zuständigkeiten

Artikel 54

Zuständigkeiten der SNN

(1) Jeder Eigentümer eines SNN unterrichtet den ÜNB oder VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, über jede geplante Änderung der technischen Fähigkeiten seiner Anlage, die sich auf die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung auswirken könnte, bevor er sie vornimmt.

(2) Jeder Eigentümer eines SNN unterrichtet den ÜNB oder VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, über jede Betriebsstörung in seiner Anlage, die sich auf die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung auswirken könnte, so bald wie möglich nach deren Auftreten.

(3) Jeder Eigentümer eines SNN unterrichtet den ÜNB oder VNB, mit dem er über einen Netzanschlusspunkt verfügt, über die Testpläne und -verfahren zur Überprüfung der Konformität seiner Anlage mit den Anforderungen dieser Verordnung rechtzeitig vor dem Beginn der Tests. Der ÜNB oder VNB genehmigt die geplanten Testpläne und -verfahren rechtzeitig im Voraus und darf seine Genehmigung nicht ohne triftigen Grund vorenthalten. Verfügt der SNN über einen Netzanschlusspunkt mit dem VNB und interagiert er gemäß Absatz 2 ausschließlich mit dem VNB, kann der ÜNB vom betreffenden VNB alle Ergebnisse von Konformitätstests anfordern, die für die Betriebssicherheit seines Übertragungsnetzes relevant sind.

(4) Auf Anforderung des ÜNB oder VNB gemäß Artikel 41 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 und Artikel 35 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/1388 führt der Eigentümer des SNN im Einklang mit den genannten Verordnungen während der gesamten Lebensdauer seiner Anlage Konformitätstests und -simulationen durch, insbesondere nach einem Fehler, einer Änderung oder dem Austausch von Betriebsmitteln, der/die sich auf die Übereinstimmung der Anlage mit den Bestimmungen dieser Verordnung auswirken könnte, was die Fähigkeit zur Einhaltung der angegebenen Werte, die zeitlichen Vorgaben in Bezug auf diese Werte und die Verfügbarkeit oder in Auftrag gegebene Erbringung von Systemdienstleistungen betrifft. Dritte, die Laststeuerungsdienste direkt für den ÜNB erbringen, sowie Bereitsteller von Redispatch mithilfe aggregierter Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen und andere Anbieter von Wirkleistungsreserven müssen sicherstellen, dass die in ihrem Portfolio befindlichen Anlagen den Anforderungen dieser Verordnung entsprechen.

Artikel 55

Aufgaben von ÜNB hinsichtlich des Netzbetriebs

Jeder ÜNB ist für die Betriebssicherheit in seiner eigenen Regelzone verantwortlich; dazu muss er insbesondere

- a) Netzbetriebsinstrumente entwickeln und umsetzen, die für den Echtzeitbetrieb relevant sind und die Betriebsplanung in seiner Regelzone betreffen;
- b) Instrumente und Lösungen zur Verhinderung und Behebung von Störungen entwickeln und einsetzen;
- c) gegebenenfalls durch Auftragsvergabe Dienstleistungen Dritter in Anspruch nehmen, darunter Redispatch oder Countertrading, Engpassmanagementdienste, Dienstleistungen für Erzeugungsreserven und andere Systemdienstleistungen;
- d) das von ENTSO (Strom) gemäß Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommene System zur Einstufung von Störfällen anwenden und ENTSO (Strom) die für die Erstellung des Systems zur Einstufung von Störfällen erforderlichen Informationen übermitteln und
- e) die Angemessenheit der gemäß den Buchstaben a und b erstellten, für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlichen Netzbetriebsinstrumente jährlich überprüfen. Jeder ÜNB ermittelt etwaige angemessene Verbesserungen dieser Netzbetriebsinstrumente, wobei er die von ENTSO (Strom) auf der Grundlage des Systems für die Einstufung von Störfällen gemäß Artikel 15 erstellten Jahresberichte berücksichtigt. Anschließend setzt er jede ermittelte Verbesserung um.

KAPITEL 2

Betriebstests

Artikel 56

Zweck und Zuständigkeiten

(1) Jeder ÜNB sowie jeder VNB oder SNN mit Übertragungsnetzanschluss kann hinsichtlich seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel bzw. Anlagen für einen begrenzten Zeitraum unter simulierten Betriebsbedingungen Betriebstests durchführen. Er ist jedoch verpflichtet, dies rechtzeitig vor dem Testbeginn anzukündigen und die Auswirkungen auf den Echtzeit-Netzbetrieb zu minimieren. Das Ziel der Betriebstests muss darin bestehen,

- a) nachzuweisen, dass ein neues Übertragungsnetzbetriebsmittel bei der ersten Inbetriebnahme mit allen relevanten technischen und organisatorischen Bestimmungen dieser Verordnung im Einklang steht,
- b) nachzuweisen, dass eine neue Anlage des SNN oder VNB bei der ersten Inbetriebnahme mit allen relevanten technischen und organisatorischen Bestimmungen dieser Verordnung im Einklang steht,
- c) nachzuweisen, dass ein Übertragungsnetzbetriebsmittel oder eine Anlage des SNN oder VNB, die für den Netzbetrieb relevant ist, nach einer Änderung mit allen relevanten technischen und organisatorischen Bestimmungen dieser Verordnung im Einklang steht,
- d) mögliche negative Auswirkungen eines Fehlers, Kurzschlusses oder eines sonstigen ungeplanten und unerwarteten Störfalls im Netzbetrieb auf das Übertragungsnetzbetriebsmittel oder die Anlage des SNN oder VNB zu bewerten.

(2) Mithilfe der Ergebnisse der in Absatz 1 genannten Betriebstests

- a) stellt der ÜNB sicher, dass seine Übertragungsnetzbetriebsmittel korrekt funktionieren,
- b) stellen VNB und SNN sicher, dass ihre Verteilernetze bzw. Anlagen korrekt funktionieren,
- c) werden bestehende Betriebsverfahren der ÜNB, VNB oder SNN aufrechterhalten und neue Betriebsverfahren entwickelt,
- d) sorgen die ÜNB für die Erbringung von Systemdienstleistungen,
- e) gewinnt der ÜNB, VNB bzw. SNN auf folgende Weise Informationen über Übertragungsnetzbetriebsmittel bzw. Anlagen der SNN und VNB unter jeglichen Bedingungen sowie im Einklang mit allen einschlägigen betrieblichen Bestimmungen dieser Verordnung:
 - i) durch die kontrollierte Durchführung von Frequenz- oder Spannungsänderungen, um Informationen über das Verhalten des Übertragungsnetzes und seiner Betriebsmittel zu erhalten, sowie
 - ii) durch Tests von Betriebsverfahren im Notzustand sowie im Netzwiederaufbau-Zustand.

(3) Jeder ÜNB stellt sicher, dass die Betriebstests die Betriebssicherheit seines Übertragungsnetzes nicht gefährden. Alle Betriebstests können verschoben oder unterbrochen werden, wenn ungeplante Netzbedingungen auftreten oder um die Sicherheit der Mitarbeiter, der Öffentlichkeit, der zu testenden Anlagen oder Geräte, der Übertragungsnetzbetriebsmittel oder der Anlagen des VNB oder SNN zu gewährleisten.

(4) Bei einer Verschlechterung des Zustands des Übertragungsnetzes, in dem die Betriebstests durchgeführt werden, kann der ÜNB dieses Übertragungsnetzes die Betriebstests unterbrechen. Hat die Durchführung eines Tests Auswirkungen auf einen anderen ÜNB, dessen Netzzustand sich dadurch verschlechtert, bricht der ÜNB, VNB oder SNN, der den Test durchführt, den Betriebstest nach einer entsprechenden Mitteilung des betreffenden ÜNB umgehend ab.

(5) Jeder ÜNB stellt sicher, dass die Ergebnisse der einschlägigen Betriebstests und alle damit verbundenen Analysen

- a) in die Aus- und Weiterbildungs- und Zertifizierungsverfahren der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter einbezogen werden,

- b) in den Forschungs- und Entwicklungsverfahren von ENTSO (Strom) genutzt werden können und
- c) zur Verbesserung der Betriebsverfahren, auch im Not- und Netzwiederaufbau-Zustand, genutzt werden.

Artikel 57

Durchführung von Betriebstests und -analysen

- (1) Jeder ÜNB oder VNB, der über einen Netzanschlusspunkt mit dem SNN verfügt, kann die Übereinstimmung des SNN mit den Bestimmungen dieser Verordnung, dessen zu erwartende Leistungsaufnahme oder Einspeisung und dessen Erbringung vertraglicher Systemdienstleistungen zu jeder Zeit während der Lebensdauer der Anlage prüfen. Das Verfahren für diese Betriebstests teilt der ÜNB oder VNB dem SNN rechtzeitig vor dem Beginn des Tests mit.
- (2) Der ÜNB oder VNB, mit dessen Netz der SNN über einen Netzanschlusspunkt verbunden ist, veröffentlicht die Liste der zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der vom SNN hinsichtlich der Konformitäts-Betriebstests zu erfüllenden Anforderungen. Diese Liste muss mindestens die folgenden Informationen umfassen:
- a) alle vom Eigentümer des SNN vorzulegenden Unterlagen und Betriebsmittelbescheinigungen;
 - b) für den Netzbetrieb relevante detaillierte technische Daten zur Anlage des SNN;
 - c) Anforderungen an Modelle zur Bewertung der dynamischen Stabilität und
 - d) ggf. Studien des SNN zum Nachweis des zu erwartenden Ergebnisses der Bewertung der dynamischen Stabilität.
- (3) Soweit relevant, veröffentlicht jeder ÜNB bzw. VNB die Aufteilung der Zuständigkeiten für die Betriebs-Konformitätstests zwischen den SNN und dem ÜNB bzw. VNB.

TITEL 4

AUSBILDUNG UND TRAINING

Artikel 58

Ausbildungs- und Trainingsprogramm

- (1) Innerhalb von 18 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickelt und verabschiedet jeder ÜNB
- a) ein Programm für die Grundausbildung zur Zertifizierung seiner für den Echtzeitbetrieb des Übertragungsnetzes zuständigen Mitarbeiter sowie ein weiterführendes Trainingsprogramm für deren kontinuierliche Weiterbildung;
 - b) ein Trainingsprogramm für seine für die Betriebsplanung zuständigen Mitarbeiter. Jeder ÜNB trägt zudem zur Entwicklung und Umsetzung von Trainingsprogrammen für die Mitarbeiter der relevanten RSC bei;
 - c) ein Trainingsprogramm für seine für die Leistungs-Frequenz-Regelung zuständigen Mitarbeiter.
- (2) Die Wissensvermittlung im Rahmen der Ausbildungs- und Trainingsprogramme des ÜNB muss die Übertragungsnetzbetriebsmittel und den Übertragungsnetzbetrieb, die Anwendung der praktischen Systeme und Verfahren, den ÜNB-übergreifenden Betrieb, Marktregelungen, die Erkennung außergewöhnlicher Situationen im Netzbetrieb und die Reaktion auf diese Situationen sowie Tätigkeiten und Instrumente für die Betriebsplanung umfassen.
- (3) Die für den Echtzeitbetrieb des Übertragungsnetzes zuständigen Mitarbeiter des ÜNB müssen im Rahmen ihrer Grundausbildung auch Kenntnisse der Interoperabilität zwischen den Übertragungsnetzen erwerben; dabei sind Betriebs-erfahrungen und Rückmeldungen aus den gemeinsamen Weiterbildungsveranstaltungen mit benachbarten ÜNB gemäß Artikel 63 zu berücksichtigen. Das Training zum Thema Interoperabilität muss die Vorbereitung und Aktivierung der erforderlichen koordinierten Entlastungsmaßnahmen für alle Netzzustände umfassen.
- (4) Jeder ÜNB legt in seinem Ausbildungs- und Trainingsprogramm der für den Echtzeitbetrieb des Übertragungsnetzes zuständigen Mitarbeiter die Trainingsfrequenz fest und nimmt darin folgende Inhalte auf:
- a) eine Beschreibung der Übertragungsnetzbetriebsmittel;

- b) den Betrieb des Übertragungsnetzes in allen Netzzuständen, einschließlich des Netzwiederaufbaus;
- c) die Anwendung der operativen Systeme und Prozesse;
- d) die ÜNB-übergreifende Koordination des Betriebs und die Marktregelungen;
- e) die Erkennung außergewöhnlicher Betriebssituationen und die Reaktion darauf;
- f) relevante Bereiche der elektrischen Energietechnik;
- g) relevante Aspekte des Elektrizitätsbinnenmarktes der Europäischen Union;
- h) relevante Aspekte der gemäß den Artikeln 6 und 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 entwickelten Netzkodizes und -leitlinien;
- i) Personenschutz und Betriebssicherheit von kerntechnischen und sonstigen Betriebsmitteln im Übertragungsnetzbetrieb;
- j) Zusammenarbeit und Koordination zwischen verschiedenen ÜNB beim Echtzeitbetrieb und bei der Betriebsplanung für alle Hauptleitwarten, wobei die Veranstaltung in englischer Sprache abzuhalten ist, soweit nichts anderes vereinbart ist;
- k) gemeinsame Trainingsmaßnahmen mit VNB und SNN, die über einen Übertragungsnetzanschluss verfügen, soweit relevant;
- l) Handlungskompetenzen, insbesondere was das Stressmanagement, das Verhalten in kritischen Situationen, das Verantwortungsbewusstsein und die Motivationsfähigkeit betrifft, sowie
- m) Betriebsplanungsverfahren und -instrumente, einschließlich der bei der Betriebsplanung mit den relevanten regionalen Sicherheitskoordinatoren genutzten Verfahren und Instrumente.

(5) Das Trainingsprogramm der für die Betriebsplanung zuständigen Mitarbeiter muss mindestens die in Absatz 4 Buchstaben c, f, g, h, j und m genannten Punkte umfassen.

(6) Das Trainingsprogramm der für die Leistungs-Frequenz-Regelung zuständigen Mitarbeiter muss mindestens die in Absatz 4 Buchstaben c, g und h genannten Punkte umfassen.

(7) Jeder ÜNB bewahrt während des Beschäftigungsverhältnisses seiner Mitarbeiter Nachweise über die von ihnen absolvierten Ausbildungs- und Trainingsveranstaltungen auf. Auf Anforderung der relevanten Regulierungsbehörde legt jeder ÜNB ihr Informationen über Umfang und Einzelheiten seiner Ausbildungs- und Trainingsprogramme vor.

(8) Jeder ÜNB überprüft seine Ausbildungs- und Trainingsprogramme mindestens einmal jährlich sowie nach wesentlichen Systemänderungen. Jeder ÜNB aktualisiert seine Ausbildungs- und Trainingsprogramme, um den sich ändernden betrieblichen Gegebenheiten, Marktvorschriften, Netzkonfigurationen und Systemeigenschaften Rechnung zu tragen, und berücksichtigt dabei insbesondere neue Technologien, sich ändernde Stromerzeugungs- und Verbrauchsmuster sowie die Entwicklung des Marktes.

Artikel 59

Ausbildungs- und Trainingsbedingungen

(1) Die Ausbildungs- und Trainingsprogramme jedes ÜNB für die für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter umfassen ein praktisches Training am Arbeitsplatz („On-the-job-Training“) und ein simulatorgestütztes Training („Offline-Training“). Das On-the-job-Training wird unter der Aufsicht eines erfahrenen, im Echtzeitbetrieb tätigen Mitarbeiters durchgeführt. Das Offline-Training erfolgt in einer Umgebung, die die Funktionalität der Leitwarte simuliert und deren Netzmodell ausreichend detailliert ist, um die relevanten Aufgaben zu behandeln.

(2) Jeder ÜNB führt die Ausbildungs- und Trainingsveranstaltungen der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter auf der Grundlage eines umfassenden Datenmodells seines Netzes sowie mit den entsprechenden Daten mindestens der anderen Netze seiner Observability Area durch; die Daten müssen ausreichend detailliert sein, um ÜNB-übergreifende operative Themen behandeln zu können. Die Trainingsszenarien müssen auf realen und simulierten Netzsituationen beruhen. Soweit relevant, werden auch die Rollen anderer ÜNB und die Tätigkeiten von VNB und SNN mit Übertragungsnetzanschluss simuliert, soweit diese nicht in gemeinsamen Trainingsveranstaltungen direkt vertreten sind.

(3) Jeder ÜNB koordiniert Offline-Trainingsmaßnahmen der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter mit den VNB und SNN mit Übertragungsnetzanschluss auf umfassende und verhältnismäßige Weise und unter Berücksichtigung der Auswirkungen ihrer Anlagen auf den Echtzeitbetrieb des Übertragungsnetzes, wobei er der aktuellen Netztopologie und den Merkmalen der Sekundärbetriebsmittel Rechnung trägt. Soweit relevant, führen ÜNB sowie VNB und SNN mit Übertragungsnetzanschluss zu Weiterbildungszwecken gemeinsame Offline-Simulationen oder -Workshops durch.

Artikel 60

Trainingskoordinatoren und Trainer

(1) Die Trainingskoordinatoren sind unter anderem für die Konzeption, Überwachung und Aktualisierung der Ausbildungs- und Trainingsprogramme sowie für die Festlegung der folgenden Punkte zuständig:

- a) die Qualifikationen und das Auswahlverfahren für die Mitarbeiter des ÜNB, die an den Ausbildungs- und Trainingsmaßnahmen teilnehmen sollen;
- b) Ausbildungs- und Trainingsmaßnahmen, die die Voraussetzung für die Zertifizierung der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter des Netzbetreibers bilden;
- c) die Verfahren für die Grundausbildung und die weiterführenden Trainingsmaßnahmen, einschließlich der relevanten Unterlagen;
- d) das Verfahren zur Zertifizierung der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter des Netzbetreibers und
- e) das Verfahren zur Verlängerung eines Trainings- und Zertifizierungszeitraums der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter des Netzbetreibers.

(2) Jeder ÜNB legt die erforderlichen Fähigkeiten und Qualifikationen der On-the-job-Trainer fest. On-the-job-Trainer müssen nach ihrer Zertifizierung ausreichend Betriebserfahrung gesammelt haben.

(3) Jeder ÜNB führt ein Verzeichnis der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter des Netzbetreibers, die als On-the-job-Trainer tätig sind, und überprüft ihre Fähigkeiten zur Durchführung des On-the-job-Trainings, wenn er über eine Verlängerung ihrer Zertifizierung entscheidet.

Artikel 61

Zertifizierung der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter des Netzbetreibers

(1) Mitarbeiter von Netzbetreibern dürfen Verantwortung im Echtzeitbetrieb übernehmen, wenn sie ausgebildet wurden und anschließend innerhalb des im Ausbildungs- und Trainingsprogramm festgelegten Zeitraums von einem beauftragten Vertreter des jeweiligen ÜNB für die betreffenden Aufgaben zertifiziert wurden. Für den Echtzeitbetrieb zuständige Mitarbeiter des Netzbetreibers dürfen in der Leitwarte nur dann ohne Aufsicht arbeiten, wenn sie zertifiziert sind.

(2) Innerhalb von 18 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung legt jeder ÜNB ein Verfahren für die Zertifizierung der für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter fest, einschließlich der erforderlichen Fähigkeiten und Qualifikationen, und führt dieses ein.

(3) Für den Echtzeitbetrieb zuständige Mitarbeiter von ÜNB werden nach einer formellen Bewertung zertifiziert, die eine mündliche und/oder schriftliche Prüfung und/oder eine praktische Prüfung nach vorab festgelegten Kriterien umfasst.

(4) Der ÜNB bewahrt eine Kopie des erteilten Zertifikats und der Ergebnisse der formellen Bewertung auf. Auf Anforderung der Regulierungsbehörde legt der ÜNB dieser eine Kopie der Aufzeichnungen über die Zertifizierungsprüfung vor.

(5) Jeder ÜNB führt Aufzeichnungen über die Geltungsdauer der Zertifizierung seiner für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeiter.

(6) Jeder ÜNB bestimmt die maximale Geltungsdauer der Zertifizierung, die fünf Jahre nicht überschreiten darf, aber auf der Grundlage der von jedem ÜNB festgelegten Kriterien verlängert werden kann, und kann dabei die Teilnahme der für den Echtzeitbetrieb zuständigen, über ausreichende praktische Erfahrung verfügenden Mitarbeiter an einem kontinuierlichen Trainingsprogramm berücksichtigen.

*Artikel 62***Gemeinsame Sprache für die Kommunikation zwischen den für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeitern der Netzbetreiber**

- (1) Soweit nicht abweichend vereinbart, ist die gemeinsame Sprache für die Kommunikation zwischen den Mitarbeitern eines ÜNB und denen des benachbarten ÜNB Englisch.
- (2) Jeder ÜNB sorgt dafür, dass seine relevanten Mitarbeiter über ausreichende Kenntnisse der für die Kommunikation mit den benachbarten ÜNB vereinbarten gemeinsamen Sprache verfügen.

*Artikel 63***Zusammenarbeit zwischen ÜNB hinsichtlich Ausbildung und Training**

- (1) Jeder ÜNB organisiert regelmäßige Trainingsmaßnahmen mit seinen benachbarten ÜNB, um die Kenntnisse der Besonderheiten benachbarter Übertragungsnetze sowie die Kommunikation und Koordination zwischen den für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeitern benachbarter ÜNB zu verbessern. Diese gemeinsamen Veranstaltungen der ÜNB müssen detaillierte Informationen zu den erforderlichen Abstimmungsmaßnahmen für jeden Netzzustand umfassen.
- (2) Jeder ÜNB bestimmt zumindest zusammen mit dem benachbarten ÜNB die Notwendigkeit und Frequenz gemeinsamer Trainingsmaßnahmen, einschließlich des mindestens erforderlichen Inhalts und Umfangs, wobei er das Ausmaß der gegenseitigen Beeinflussung und der erforderlichen betrieblichen Zusammenarbeit berücksichtigt. Die gemeinsamen Trainingsmaßnahmen der ÜNB können gemeinsame Workshops und gemeinsame simulatorgestützte Trainingsmaßnahmen umfassen, sollten sich jedoch nicht darauf beschränken.
- (3) Jeder ÜNB nimmt mindestens einmal jährlich gemeinsam mit anderen ÜNB an Trainingsmaßnahmen zu Fragen des Echtzeitbetriebs teil, die ein gemeinsames Vorgehen mehrerer ÜNB erfordern. Die Häufigkeit dieser Maßnahmen wird unter Berücksichtigung des Ausmaßes der gegenseitigen Beeinflussung der Übertragungsnetze und des Verbindungstyps (Gleichstrom- oder Drehstromverbindung) festgelegt.
- (4) Alle ÜNB tauschen mit ihren benachbarten ÜNB, mit allen ÜNB, mit denen sie im Betrieb interagieren oder interagiert haben, sowie mit den relevanten regionalen Sicherheitskoordinatoren beim Echtzeitbetrieb gewonnene Erfahrungen aus, unter anderem durch Besuche und den Erfahrungsaustausch zwischen den für den Echtzeitbetrieb zuständigen Mitarbeitern der Netzbetreiber.

TEIL III

BETRIEBSPLANUNG

TITEL 1

DATEN FÜR DIE BETRIEBSSICHERHEITSANALYSE BEI DER BETRIEBSPLANUNG*Artikel 64***Allgemeine Bestimmungen für Einzelnetzmodelle und gemeinsame Netzmodelle**

- (1) Zur Durchführung der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Titel 2 erstellt jeder ÜNB für jeden der folgenden Zeitbereiche Einzelnetzmodelle nach den gemäß Artikel 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 und Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1719 festgelegten Methoden und verwendet dabei das im Einklang mit Artikel 114 Absatz 2 festgelegte Datenformat:
 - a) Year-Ahead-Modelle gemäß den Artikeln 66, 67 und 68;
 - b) soweit anwendbar, Week-Ahead-Modelle gemäß Artikel 69;
 - c) Day-Ahead-Modelle gemäß Artikel 70 und
 - d) Intraday-Modelle gemäß Artikel 70.
- (2) Die Einzelnetzmodelle müssen die in Artikel 41 genannten Stamminformationen und -daten enthalten.

(3) Das gemäß Artikel 114 Absatz 2 festgelegte Datenformat wird von jedem ÜNB bei der Erstellung der Einzelnetzmodelle und von jedem regionalen Sicherheitskoordinator bei seinem Beitrag zur Erstellung der gemeinsamen Netzmodelle verwendet.

Artikel 65

Year-Ahead-Szenarien

(1) Alle ÜNB entwickeln gemeinsam eine Liste von Year-Ahead-Szenarien, anhand deren sie den Betrieb des Verbundübertragungsnetzes für das folgende Jahr abschätzen. Diese Szenarien müssen es ermöglichen, den Einfluss des Verbundübertragungsnetzes auf die Betriebssicherheit zu ermitteln und zu bewerten. Die Szenarien müssen folgende Variablen umfassen:

- a) elektrische Last;
- b) Bedingungen im Zusammenhang mit dem Beitrag erneuerbarer Energieträger;
- c) festgelegte Import-/Exportpositionen, einschließlich vereinbarter Referenzwerte, die eine Zusammenführung (Merging) ermöglichen;
- d) die Erzeugungsstruktur für den Fall, dass alle Erzeugungsanlagen vollständig zur Verfügung stehen;
- e) die Year-Ahead-Netzentwicklung.

(2) Bei der Entwicklung der gemeinsamen Liste von Szenarien berücksichtigen die ÜNB

- a) die typischen Muster des grenzübergreifenden Austauschs für verschiedene Verbrauchshöhen und Anteile erneuerbarer Energieträger sowie der konventionellen Stromerzeugung;
- b) die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien;
- c) mögliche Abweichungen von den betrieblichen Sicherheitsgrenzwerten für jedes Szenario;
- d) die Höhe der Stromerzeugung der an Verteilernetze angeschlossenen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die Höhe des Verbrauchs der an Verteilernetze angeschlossenen Verbrauchsanlagen.

(3) Gelingt es den ÜNB nicht, die in Absatz 1 genannte gemeinsame Liste von Szenarien zu erstellen, verwenden sie die folgenden Standard-Szenarien:

- a) Winterhöchstlast, 3. Mittwoch im Januar des laufenden Jahres, 10:30 MEZ;
- b) Wintermindestlast, 2. Sonntag im Januar des laufenden Jahres, 03:30 MEZ;
- c) Frühjahrshöchstlast, 3. Mittwoch im April des laufenden Jahres, 10:30 MEZ;
- d) Frühjahrsmindestlast, 2. Sonntag im April des laufenden Jahres, 03:30 MEZ;
- e) Sommerhöchstlast, 3. Mittwoch im Juli des vorangegangenen Jahres, 10:30 MEZ;
- f) Sommermindestlast, 2. Sonntag im Juli des vorangegangenen Jahres, 03:30 MEZ;
- g) Herbsthöchstlast, 3. Mittwoch im Oktober des vorangegangenen Jahres, 10:30 MEZ;
- h) Herbstmindestlast, 2. Sonntag im Oktober des vorangegangenen Jahres, 03:30 MEZ;

(4) ENTSO (Strom) veröffentlicht jedes Jahr bis zum 15. Juli die für das Folgejahr erstellte gemeinsame Liste von Szenarien mit einer Beschreibung der Szenarien und dem Zeitraum, während dessen diese Szenarien anzuwenden sind.

Artikel 66

Year-Ahead-Einzelnetzmodelle

(1) Jeder ÜNB erstellt für jedes der gemäß Artikel 65 entwickelten Szenarien ein Year-Ahead-Einzelnetzmodell mithilfe bestmöglicher Schätzungen der in Artikel 65 Absatz 1 genannten Variablen. Jeder ÜNB veröffentlicht seine Year-Ahead-Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 114 Absatz 1 in der OPDE von ENTSO (Strom).

- (2) Bei der Festlegung seines Year-Ahead-Einzelnetzmodells muss jeder ÜNB
- a) sich mit den benachbarten ÜNB hinsichtlich der geschätzten Leistungsflüsse in HGÜ-Systemen einigen, die ihre Regelzonen verbinden;
 - b) für jedes Szenario die Summe der folgenden Elemente ausgleichen:
 - i) Nettoaustausch über Drehstromleitungen;
 - ii) geschätzte Leistungsflüsse auf HGÜ-Systemen;
 - iii) Last, einschließlich geschätzter Verluste, sowie
 - iv) Stromerzeugung.
- (3) Jeder ÜNB berücksichtigt in seinen Year-Ahead-Einzelnetzmodellen die Gesamtleistungsabgabe der an Verteilernetze angeschlossenen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung. Die Angabe der Gesamtleistungsabgabe muss
- a) mit den gemäß den Artikeln 41, 43, 45 und 48 bereitgestellten Strukturdaten im Einklang stehen;
 - b) mit den gemäß Artikel 65 entwickelten Szenarien im Einklang stehen und
 - c) nach Art des Primärenergieträgers differenziert sein.

Artikel 67

Gemeinsame Year-Ahead-Netzmodelle

- (1) 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
- a) Fristen für die Einholung der Year-Ahead-Einzelnetzmodelle, für deren Zusammenführung zu einem gemeinsamen Netzmodell und für die Speicherung der Einzelnetzmodelle und der gemeinsamen Netzmodelle;
 - b) Qualitätskontrolle für die Einzelnetzmodelle und die gemeinsamen Netzmodelle zur Gewährleistung ihrer Vollständigkeit und Konsistenz; und
 - c) Korrekturen und Verbesserungen der Einzelnetzmodelle und gemeinsamen Netzmodelle, wobei mindestens die unter Buchstabe b genannten Qualitätskontrollen durchzuführen sind.
- (2) Jeder ÜNB kann von einem anderen ÜNB Informationen zu Änderungen der Netztopologie oder zu betrieblichen Regelungen anfordern, wie z. B. Schutzsollwerte oder Netzschutzkonzepte, Stromlaufpläne und die Konfiguration der Umspannwerke oder zusätzliche Netzmodelle, die für eine genaue Abbildung des Übertragungsnetzes bei der Betriebssicherheitsanalyse relevant sind.

Artikel 68

Aktualisierung von Year-Ahead-Einzelnetzmodellen und von gemeinsamen Year-Ahead-Modellen

- (1) Wenn ein ÜNB seine bestmöglichen Schätzungen der für die Erstellung des Year-Ahead-Einzelmodells gemäß Artikel 66 Absatz 1 genutzten Variablen ändert oder eine solche Änderung feststellt und diese Änderung Auswirkungen auf die Betriebssicherheit hat, aktualisiert er sein Year-Ahead-Einzelnetzmodell und veröffentlicht es in der OPDE von ENTSO (Strom).
- (2) Bei jeder Aktualisierung eines Einzelnetzmodells wird das gemeinsame Year-Ahead-Netzmodell nach der gemäß Artikel 67 Absatz 1 festgelegten Methode entsprechend aktualisiert.

*Artikel 69***Week-Ahead-Einzelnetzmodelle und gemeinsame Week-Ahead-Netzmodelle**

- (1) Falls zwei oder mehr ÜNB dies für notwendig halten, bestimmen sie die repräsentativsten Szenarien für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse ihrer Übertragungsnetze für den Week-Ahead-Zeitbereich und entwickeln analog zu der in Artikel 67 Absatz 1 genannten Methode für die Erstellung des gemeinsamen Year-Ahead-Netzmodells auf der Grundlage der Year-Ahead-Einzelnetzmodelle eine Methode für die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle.
- (2) Jeder in Absatz 1 genannte ÜNB erstellt bzw. aktualisiert seine Week-Ahead-Einzelnetzmodelle anhand der gemäß Absatz 1 festgelegten Szenarien.
- (3) Die in Absatz 1 genannten ÜNB oder Dritte, an die die in Absatz 1 genannte Aufgabe delegiert wurde, erstellen die gemeinsamen Week-Ahead-Netzmodelle nach der gemäß Absatz 1 entwickelten Methode, wobei sie die gemäß Absatz 2 erstellten Einzelnetzmodelle verwenden.

*Artikel 70***Methode für die Erstellung der gemeinsamen Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle**

- (1) Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für die Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle auf der Grundlage der Einzelnetzmodelle. Diese Methode muss hinsichtlich der folgenden Aspekte den Betriebsbedingungen der nach Artikel 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelten Methode für gemeinsame Netzmodelle Rechnung tragen und diese erforderlichenfalls ergänzen:
 - a) Festlegung der Zeitstempel;
 - b) Fristen für die Einholung der Einzelnetzmodelle, für deren Zusammenführung zu einem gemeinsamen Netzmodell und für die Speicherung der Einzelnetzmodelle und der gemeinsamen Netzmodelle. Die Fristen müssen mit den regionalen Verfahren für die Vorbereitung und Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen vereinbar sein;
 - c) Qualitätskontrollen für die Einzelnetzmodelle und das gemeinsame Netzmodell zur Gewährleistung ihrer Vollständigkeit und Einheitlichkeit;
 - d) Korrekturen und Verbesserungen der Einzelnetzmodelle und gemeinsamen Netzmodelle, wobei mindestens die unter Buchstabe c) genannten Qualitätskontrollen durchzuführen sind, und
 - e) Verwaltung zusätzlicher Informationen zu betrieblichen Regelungen, wie z. B. Schutzsollwerte oder Netzschutzkonzepte, Stromlaufpläne und Konfigurationen von Umspannwerken zur Bewerkstelligung der Betriebssicherheit.
- (2) Jeder ÜNB erstellt Day-Ahead- und Intraday-Einzelnetzmodelle gemäß Absatz 1 und veröffentlicht sie in der OPDE von ENTSO (Strom).
- (3) Bei der Erstellung von Day-Ahead- oder Intraday-Einzelnetzmodellen gemäß Absatz 2 verwendet jeder ÜNB
 - a) aktuelle Last- und Erzeugungsprognosen;
 - b) die verfügbaren Ergebnisse der Day-Ahead- und Intraday-Marktverfahren;
 - c) die verfügbaren Ergebnisse der in Teil III Titel 6 beschriebenen fahrplanbezogenen Aufgaben;
 - d) bei an Verteilernetze angeschlossenen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung die Gesamtwirkleistungsabgabe im Einklang mit den gemäß den Artikeln 40, 43, 44, 48, 49 und 50 übermittelten Daten, differenziert nach Art des Primärenergieträgers;
 - e) die aktuelle Übertragungsnetztopologie.

- (4) Die Day-Ahead- und Intraday-Einzelnetzmodelle müssen alle bereits beschlossenen Entlastungsmaßnahmen umfassen, die von Einspeisungen und Entnahmen gemäß Artikel 40 Absatz 4 und der Netztopologie ohne angewandte Entlastungsmaßnahmen klar unterscheidbar sein müssen.
- (5) Jeder ÜNB prüft die Genauigkeit der in Absatz 3 genannten Variablen, indem er die Variablen mit ihren Ist-Werten vergleicht, wobei er die in Artikel 75 Absatz 1 Buchstabe c festgelegten Grundsätze berücksichtigt.
- (6) Ist ein ÜNB nach einer Prüfung nach Absatz 5 der Ansicht, dass die Genauigkeit der Variablen für die Beurteilung der Betriebssicherheit nicht ausreicht, ermittelt er die Gründe für die Ungenauigkeit. Sind die Gründe durch die Verfahren des ÜNB für die Erstellung der Einzelnetzmodelle bedingt, überarbeitet der ÜNB diese Verfahren, um genauere Ergebnisse zu erhalten. Sind die Gründe durch die von anderen Beteiligten bereitgestellten Variablen bedingt, bemüht sich dieser ÜNB zusammen mit diesen anderen Beteiligten, für die Genauigkeit der betreffenden Variablen zu sorgen.

Artikel 71

Qualitätskontrollen für Netzmodelle

Bei der Festlegung der Qualitätskontrollen gemäß Artikel 67 Absatz 1 Buchstabe b und Artikel 70 Absatz 1 Buchstabe c legen alle ÜNB gemeinsam Kontrollen fest, um mindestens Folgendes zu überprüfen:

- a) die Übereinstimmung des Schaltzustands von Verbindungsleitungen;
- b) die Übereinstimmung der Spannungswerte mit den üblichen betrieblichen Werten bei Übertragungsnetzbetriebsmitteln, die Einfluss auf andere Regelzonen haben;
- c) die Übereinstimmung der vorübergehend zulässigen Überlastungen von Verbindungsleitungen und
- d) die Vereinbarkeit der Wirk- und Blindleistungseinspeisungen und -entnahmen mit den üblichen Betriebswerten.

TITEL 2

BETRIEBSSICHERHEITSANALYSE

Artikel 72

Betriebssicherheitsanalyse bei der Betriebsplanung

- (1) Jeder ÜNB führt koordinierte Betriebssicherheitsanalysen mindestens für die folgenden Zeitbereiche durch:
- a) Year-Ahead-Zeitbereich;
 - b) Week-Ahead-Zeitbereich, soweit nach Artikel 69 erforderlich;
 - c) Day-Ahead-Zeitbereich und
 - d) Intraday-Zeitbereich.
- (2) Bei der Durchführung einer koordinierten Betriebssicherheitsanalyse wendet der ÜNB die gemäß Artikel 75 vereinbarte Methode an.
- (3) Bei der Durchführung der Betriebssicherheitsanalysen simuliert jeder ÜNB in der N-Situation jede Ausfallvariante auf seiner Ausfallvarianten-Liste gemäß Artikel 33 und vergewissert sich, dass die nach Artikel 25 festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte in seiner Regelzone in der (N-1)-Situation nicht überschritten werden.
- (4) Jeder ÜNB führt seine Betriebssicherheitsanalysen mindestens anhand der gemäß den Artikeln 67, 68 und 70 sowie gegebenenfalls Artikel 69 erstellten gemeinsamen Netzmodelle durch und berücksichtigt dabei die geplanten Nichtverfügbarkeiten.
- (5) Jeder ÜNB übermittelt die Ergebnisse seiner Betriebssicherheitsanalyse zumindest den ÜNB, deren Betriebsmittel zur Observability Area des ÜNB gehören und der Betriebssicherheitsanalyse zufolge betroffen sind, damit sich diese ÜNB vergewissern können, dass die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte innerhalb ihrer Regelzonen eingehalten werden.

*Artikel 73***Betriebssicherheitsanalyse für den Year-Ahead- bis einschließlich Week-Ahead-Zeitbereich**

(1) Jeder ÜNB führt für den Year-Ahead-Zeitbereich und ggf. auch für den Week-Ahead-Zeitbereich Betriebssicherheitsanalysen durch, um mindestens die folgenden Einschränkungen zu ermitteln:

- a) Leistungsflüsse und Spannungen, die die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte überschreiten;
- b) Verstöße gegen die gemäß Artikel 38 Absätze 2 und 6 ermittelten Stabilitätsgrenzwerte des Übertragungsnetzes sowie
- c) Verstöße gegen die Schwellenwerte für den Kurzschlussstrom des Übertragungsnetzes.

(2) Stellt ein ÜNB eine mögliche Einschränkung fest, legt er Entlastungsmaßnahmen gemäß den Artikeln 20 bis 23 fest. Sind keine Entlastungsmaßnahmen verfügbar, die nicht mit Kosten verbunden sind, und betrifft die Einschränkung die geplante Nichtverfügbarkeit einiger relevanter Anlagen, ist die Einschränkung als Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung anzusehen, sodass der ÜNB — in Abhängigkeit vom Jahr der Einleitung dieser Maßnahme — gemäß Artikel 95 oder Artikel 100 für die Nichtverfügbarkeits-Koordination sorgt.

*Artikel 74***Day-Ahead-, Intraday- und echtzeitnahe Betriebssicherheitsanalyse**

(1) Jeder ÜNB führt Day-Ahead-, Intraday- und echtzeitnahe Betriebssicherheitsanalysen durch, um mögliche Einschränkungen zu ermitteln und Entlastungsmaßnahmen mit etwaigen anderen betroffenen ÜNB sowie ggf. betroffenen VNB oder SNN vorzubereiten und zu aktivieren.

(2) Jeder ÜNB überwacht Last- und Stromerzeugungsprognosen. Deuten diese Prognosen auf eine wesentliche Abweichung der Last oder Stromerzeugung hin, aktualisiert der ÜNB seine Betriebssicherheitsanalyse entsprechend.

(3) Bei der Durchführung der echtzeitnahen Betriebssicherheitsanalyse in seiner Observability Area wendet jeder ÜNB eine Zustandserkennung an.

*Artikel 75***Methode zur Koordination der Betriebssicherheitsanalyse**

(1) Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für eine Methode zur Koordination der Betriebssicherheitsanalyse. Diese Methode muss darauf abzielen, die Betriebssicherheitsanalyse zumindest je Synchrongebiet zu standardisieren, und folgende Bestandteile umfassen:

- a) Methoden zur Bewertung des Einflusses von Übertragungsnetzbetriebsmitteln und SNN außerhalb der Regelzone eines ÜNB, um die Betriebsmittel zu bestimmen, die zur Observability Area des ÜNB gehören, und um die Ausfallvarianten-Einflussschwellen zu ermitteln, bei deren Überschreiten Ausfallvarianten dieser Betriebsmittel externe Ausfallvarianten darstellen;
- b) Grundsätze für die gemeinsame Risikobewertung, die für die in Artikel 33 genannten Ausfallvarianten mindestens Folgendes umfassen:
 - i) die Auftrittswahrscheinlichkeit;
 - ii) vorübergehend zulässige Überlastungen und
 - iii) die Auswirkungen der Ausfälle;
- c) Grundsätze für die Bewertung und Behandlung von Unsicherheiten von Stromerzeugung und Last unter Berücksichtigung einer Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 22 der Verordnung (EU) 2015/1222;
- d) Anforderungen an die Koordination und den Informationsaustausch zwischen regionalen Sicherheitskoordinatoren in Bezug auf die in Artikel 77 Absatz 3 genannten Aufgaben;

e) Rolle von ENTSO (Strom) bei der Verwaltung der gemeinsamen Instrumente, der Verbesserung der Bestimmungen für die Datenqualität, der Überwachung der Methode für die koordinierte Betriebssicherheitsanalyse und der gemeinsamen Bestimmungen für die regionale Koordination der Betriebssicherheit in jeder Kapazitätsberechnungsregion.

(2) Die in Absatz 1 Buchstabe a genannten Methoden müssen es ermöglichen, alle Betriebsmittel der Observability Area eines ÜNB zu ermitteln, darunter Netzbetriebsmittel von anderen ÜNB oder von VNB mit Übertragungsnetzanschluss, Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen. Diese Methoden müssen den folgenden Merkmalen von Übertragungsnetzbetriebsmitteln und SNN Rechnung tragen:

- a) Anschlussstatus oder elektrische Werte (z. B. Spannungen, Leistungsflüsse, Polradwinkel), die einen wesentlichen Einfluss auf die Genauigkeit der Ergebnisse der Zustandserkennung für die Regelzone des ÜNB haben, oberhalb gemeinsamer Schwellen;
- b) Anschlussstatus oder elektrische Werte (z. B. Spannungen, Leistungsflüsse, Polradwinkel), die einen wesentlichen Einfluss auf die Genauigkeit der Ergebnisse der Betriebssicherheitsanalyse des ÜNB haben, oberhalb gemeinsamer Schwellen und
- c) der Notwendigkeit, die in der Observability Area des ÜNB angeschlossenen Betriebsmittel angemessen darzustellen.

(3) Die in Absatz 2 Buchstaben a und b genannten Werte werden anhand von Situationen ermittelt, die für die verschiedenen zu erwartenden Bedingungen repräsentativ sind und durch Variablen wie z. B. Höhe und Muster der Stromerzeugung, Höhe des grenzübergreifenden Stromaustauschs und Nichtverfügbarkeit von Anlagen charakterisiert werden.

(4) Die in Absatz 1 Buchstabe a genannten Methoden müssen es ermöglichen, alle Betriebsmittel auf der Liste externer Ausfälle eines ÜNB mit den folgenden Merkmalen zu ermitteln:

- a) Das Betriebsmittel hat in der Regelzone des ÜNB einen Einflussfaktor auf elektrische Werte, wie Spannungen, Leistungsflüsse oder Polradwinkel, der die Ausfallvarianten-Einflussschwellen übersteigt, d. h., die Nichtverfügbarkeit dieses Betriebsmittels kann die Ergebnisse der Ausfallvarianten-Rechnung des ÜNB wesentlich beeinflussen;
- b) durch die Wahl der Ausfallvarianten-Einflussschwellen muss das Risiko minimiert werden, dass das Auftreten einer Ausfallvariante, die in der Regelzone eines anderen ÜNB ermittelt wurde und nicht auf der externen Ausfallvarianten-Liste des ÜNB enthalten ist, in dem Netz des ÜNB zu einem Netzverhalten führen könnte, das für ein Betriebsmittel auf seiner internen Ausfallvarianten-Liste als nicht akzeptabel anzusehen ist, wie z. B. zu einem Notzustand;
- c) die Bewertung eines solchen Risikos muss auf Situationen beruhen, die für die verschiedenen zu erwartenden Bedingungen repräsentativ sind und durch Variablen wie z. B. Höhe und Muster der Stromerzeugung, Höhe des Austauschs und Nichtverfügbarkeit von Anlagen charakterisiert werden.

(5) Die Grundsätze der gemeinsamen Risikobewertung gemäß Absatz 1 Buchstabe b müssen Kriterien für die Bewertung der Sicherheit des Verbundnetzes umfassen. Diese Kriterien sind in Bezug auf eine harmonisierte Höhe des Risikos festzulegen, die die ÜNB hinsichtlich ihrer Sicherheitsanalyse gemeinsam vereinbaren. Diese Grundsätze müssen sich auf Folgendes beziehen:

- a) die Einheitlichkeit bei der Festlegung außergewöhnlicher Ausfallvarianten;
- b) die Bewertung der Wahrscheinlichkeit und der Auswirkungen von außergewöhnlichen Ausfallvarianten sowie
- c) die Berücksichtigung außergewöhnlicher Ausfallvarianten auf der Ausfallvarianten-Liste eines ÜNB, wenn ihre Wahrscheinlichkeit eine gemeinsame Schwelle überschreitet.

(6) Die Grundsätze für die Bewertung von Unsicherheiten gemäß Absatz 1 Buchstabe c sowie für den Umgang mit ihnen müssen es ermöglichen, die Auswirkungen der Unsicherheiten hinsichtlich Stromerzeugung oder Verbrauch unterhalb eines für die Betriebssicherheitsanalyse jedes ÜNB akzeptablen, harmonisierten Höchstwertes zu halten. Diese Grundsätze müssen Folgendes umfassen:

- a) harmonisierte Bedingungen, bei denen ein ÜNB seine Betriebssicherheitsanalyse aktualisieren muss. Die Bedingungen müssen relevanten Aspekten, wie z. B. dem Zeithorizont der Stromerzeugungs- und Verbrauchsprognosen, dem Umfang der Änderungen prognostizierter Werte innerhalb der Regelzone des ÜNB oder anderer ÜNB, den Erzeugungs- und Verbrauchsstandorten sowie früheren Ergebnissen der Betriebssicherheitsanalyse, Rechnung tragen; sowie
- b) Mindestfrequenz für die Aktualisierung der Stromerzeugungs- und Verbrauchsprognosen unter Berücksichtigung der Variabilität und installierten Kapazität der nicht planbaren Stromerzeugung.

*Artikel 76***Vorschlag für die regionale Koordination der Betriebssicherheit**

(1) Innerhalb von drei Monaten nach der Genehmigung der in Artikel 75 Absatz 1 genannten Methode für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse entwickeln alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion gemeinsam einen Vorschlag für gemeinsame Bestimmungen zur regionalen Koordination der Betriebssicherheit, die die regionalen Sicherheitskoordinatoren und die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion anwenden müssen. Der Vorschlag muss den im Einklang mit Artikel 75 Absatz 1 entwickelten Methoden für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse Rechnung tragen und die gemäß den Artikeln 35 und 74 der Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelten Methoden erforderlichenfalls ergänzen. Der Vorschlag muss Folgendes enthalten:

- a) Bedingungen und Häufigkeit der Intraday-Koordination der Betriebssicherheitsanalyse sowie der Aktualisierung des gemeinsamen Netzmodells durch den regionalen Sicherheitskoordinator;
- b) die Methode für die koordinierte Vorbereitung von Entlastungsmaßnahmen unter Berücksichtigung ihrer grenzübergreifenden Bedeutung gemäß Artikel 35 der Verordnung (EU) 2015/1222 und der Anforderungen der Artikel 20 bis 23, wobei mindestens Folgendes festzulegen ist:
 - i) das Verfahren für den Informationsaustausch zu den verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zwischen den relevanten ÜNB und dem regionalen Sicherheitskoordinator;
 - ii) die Klassifizierung von Einschränkungen und die Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 22;
 - iii) die Bestimmung der wirksamsten und wirtschaftlichsten Entlastungsmaßnahmen bei einer Verletzung der Betriebssicherheit gemäß Artikel 22;
 - iv) die Vorbereitung und Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 23 Absatz 2;
 - v) die Kostenteilung bei den in Artikel 22 genannten Entlastungsmaßnahmen, wobei die gemäß Artikel 74 der Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelte Methode erforderlichenfalls zu ergänzen ist. Grundsätzlich werden die Kosten von Engpässen ohne grenzübergreifende Bedeutung von dem für die jeweilige Regelzone zuständigen ÜNB getragen, während die Kosten für die Behebung von Engpässen mit grenzübergreifender Bedeutung — proportional zum verstärkenden Effekt des Energieaustauschs zwischen bestimmten Regelzonen auf das überlastete Netzbetriebsmittel — von den für die Regelzonen zuständigen ÜNB getragen werden.

(2) Bei der Ermittlung der grenzübergreifenden Bedeutung eines Engpasses berücksichtigen die ÜNB, welcher Engpass entstehen würde, wenn zwischen den Regelzonen kein Energieaustausch stattfinden würde.

*Artikel 77***Organisation der regionalen Koordination der Betriebssicherheit**

(1) Der Vorschlag aller ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion für gemeinsame Bestimmungen für die regionale Koordination der Betriebssicherheit gemäß Artikel 76 Absatz 1 muss auch gemeinsame Bestimmungen zur Organisation der regionalen Koordination der Betriebssicherheit umfassen, darunter zumindest

- a) die Einsetzung des regionalen Sicherheitskoordinators/der regionalen Sicherheitskoordinatoren für die in Absatz 3 genannten Aufgaben in dieser Kapazitätsberechnungsregion;
- b) Bestimmungen für Leitung und Betrieb des regionalen Sicherheitskoordinators/der regionalen Sicherheitskoordinatoren, wobei eine ausgewogene Behandlung aller beteiligten ÜNB sicherzustellen ist;
- c) falls die ÜNB vorschlagen, mehr als einen regionalen Sicherheitskoordinator gemäß Buchstabe a zu ernennen,
 - i) einen Vorschlag für eine kohärente Aufgabenverteilung zwischen den regionalen Sicherheitskoordinatoren in dieser Kapazitätsberechnungsregion. In dem Vorschlag ist zu berücksichtigen, dass die Aufgaben der regionalen Sicherheitskoordinatoren umfassend koordiniert werden müssen;

- ii) eine Bewertung, die zeigt, dass die vorgeschlagene Einsetzung regionaler Sicherheitskoordinatoren und die Zuweisung der Aufgaben effizient und wirksam ist und mit der koordinierten regionalen Kapazitätsberechnung gemäß den Artikeln 20 und 21 der Verordnung (EU) 2015/1222 im Einklang steht;
 - iii) ein wirksames Koordinations- und Entscheidungsverfahren zur Behebung von Meinungsverschiedenheiten zwischen regionalen Sicherheitskoordinatoren innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion.
- (2) Für die Entwicklung des Vorschlags für gemeinsame Bestimmungen zur Organisation der regionalen Koordination der Betriebssicherheit gemäß Absatz 1 gelten folgende Anforderungen:
- a) Für jeden ÜNB ist mindestens ein regionaler Sicherheitskoordinator zuständig;
 - b) alle ÜNB stellen sicher, dass die Gesamtzahl der regionalen Sicherheitskoordinatoren in der Union höchstens sechs beträgt.
- (3) Die ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion schlagen vor, die folgenden Aufgaben gemäß Absatz 1 zu delegieren:
- a) regionale Koordination der Betriebssicherheit gemäß Artikel 78 zur Unterstützung der ÜNB bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen hinsichtlich der Year-Ahead-, Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche gemäß Artikel 34 Absatz 3 und den Artikeln 72 und 74.
 - b) Erstellung des gemeinsamen Netzmodells gemäß Artikel 79;
 - c) regionale Nichtverfügbarkeits-Koordination gemäß Artikel 80 zur Unterstützung der ÜNB bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen gemäß den Artikeln 98 und 100;
 - d) regionale Bewertung der Leistungsbilanz gemäß Artikel 81 zur Unterstützung der ÜNB bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen gemäß Artikel 107.
- (4) Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben berücksichtigen die regionalen Sicherheitskoordinatoren Daten, die mindestens alle Kapazitätsberechnungsregionen umfassen, für die ihnen Aufgaben zugewiesen wurden, einschließlich der Observability Areas aller ÜNB in diesen Kapazitätsberechnungsregionen.
- (5) Alle regionalen Sicherheitskoordinatoren stimmen sich bei der Erfüllung ihrer Aufgaben ab, um die Erreichung der Ziele dieser Verordnung zu unterstützen. Alle regionalen Sicherheitskoordinatoren sorgen für die Harmonisierung der Verfahren und, soweit Doppelarbeit nicht aus Gründen der Effizienz oder durch die Notwendigkeit der Gewährleistung der Betriebskontinuität gerechtfertigt ist, die Einrichtung gemeinsamer Instrumente zur Gewährleistung einer effizienten Zusammenarbeit und Abstimmung der regionalen Sicherheitskoordinatoren.

Artikel 78

Regionale Koordination der Betriebssicherheit

- (1) Jeder ÜNB stellt dem regionalen Sicherheitskoordinator alle für die koordinierte Bewertung der regionalen Betriebssicherheit erforderlichen Daten und Informationen bereit, darunter mindestens
- a) die aktualisierte Ausfallvarianten-Liste gemäß den Kriterien, die nach der im Einklang mit Artikel 75 Absatz 1 entwickelten Methode für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse festgelegt wurden;
 - b) die aktualisierte Liste möglicher Entlastungsmaßnahmen der in Artikel 22 genannten Kategorien zur Behebung von ermittelten Einschränkungen in der Region sowie deren voraussichtliche Kosten gemäß Artikel 35 der Verordnung (EU) 2015/1222, wenn eine Entlastungsmaßnahme Redispatch oder Countertrading umfasst; sowie
 - c) die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte gemäß Artikel 25.
- (2) Jeder regionale Sicherheitskoordinator
- a) führt die koordinierte regionale Bewertung der Betriebssicherheit gemäß Artikel 76 auf der Grundlage der gemäß Artikel 79 erstellten gemeinsamen Netzmodelle, der Ausfallvarianten-Liste und der von jedem ÜNB gemäß Absatz 1 übermittelten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte durch. Er stellt die Ergebnisse der koordinierten regionalen

Bewertung der Betriebssicherheit mindestens allen ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion zur Verfügung. Ermittelt der regionale Sicherheitskoordinator eine Einschränkung, empfiehlt er den relevanten ÜNB die wirksamsten und wirtschaftlichsten Entlastungsmaßnahmen, die auch andere Entlastungsmaßnahmen als die von den ÜNB vorgesehenen Maßnahmen umfassen können. Der Empfehlung für Entlastungsmaßnahmen wird eine Begründung beigelegt.

b) koordiniert die Vorbereitung von Entlastungsmaßnahmen mit und zwischen den ÜNB gemäß Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe b, damit die ÜNB ihre Entlastungsmaßnahmen in Echtzeit koordiniert aktivieren können.

(3) Bei der koordinierten regionalen Bewertung der Betriebssicherheit und der Bestimmung geeigneter Entlastungsmaßnahmen stimmt sich jeder regionale Sicherheitskoordinator mit anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren ab.

(4) Erhält ein ÜNB vom relevanten regionalen Sicherheitskoordinator die Ergebnisse der koordinierten regionalen Bewertung der Betriebssicherheit mit einem Vorschlag für eine Entlastungsmaßnahme, prüft er die Anwendung der empfohlenen Entlastungsmaßnahme für die an dieser Maßnahme beteiligten, in seiner Regelzone befindlichen Betriebsmittel. Dabei wendet er die Bestimmungen des Artikels 20 an. Der ÜNB entscheidet, ob er die empfohlene Entlastungsmaßnahme umsetzt. Entscheidet er sich gegen die Umsetzung der empfohlenen Entlastungsmaßnahmen, begründet er dies gegenüber dem RSC. Entscheidet sich der ÜNB für die Umsetzung der empfohlenen Entlastungsmaßnahmen, wendet er diese Maßnahme auf die Betriebsmittel in seiner Regelzone an, soweit dies mit den Echtzeitbedingungen vereinbar ist.

Artikel 79

Erstellung des gemeinsamen Netzmodells

(1) Jeder regionale Sicherheitskoordinator prüft die Qualität der Einzelnetzmodelle, um dazu beizutragen, das gemeinsame Netzmodell für jeden genannten Zeitbereich nach den in Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 genannten Methoden zu erstellen.

(2) Jeder ÜNB stellt seinem regionalen Sicherheitskoordinator über die OPDE von ENTSO (Strom) das für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells erforderliche Einzelnetzmodell für jeden Zeitbereich bereit.

(3) Soweit erforderlich, ersucht jeder regionale Sicherheitskoordinator die betreffenden ÜNB um Korrekturen ihrer Einzelnetzmodelle, damit diese den erforderlichen Qualitätsanforderungen entsprechen und Verbesserungen vorgenommen werden.

(4) Jeder ÜNB korrigiert seine Einzelnetzmodelle, nachdem er den Korrekturbedarf ggf. auf der Grundlage der Aufforderung des regionalen Sicherheitskoordinators oder eines anderen ÜNB überprüft hat.

(5) Ein regionaler Sicherheitskoordinator wird von allen ÜNB gemäß den in Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 genannten Methoden sowie im Einklang mit Artikel 28 der Verordnung (EU) 2015/1222 damit beauftragt, das gemeinsame Netzmodell für jeden Zeitbereich zu erstellen und es in der OPDE von ENTSO (Strom) zu speichern.

Artikel 80

Regionale Nichtverfügbarkeits-Koordination

(1) Die Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen, innerhalb deren die ÜNB ihre Nichtverfügbarkeiten koordinieren, entsprechen mindestens den Kapazitätsberechnungsregionen.

(2) Die ÜNB zweier oder mehrerer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen können ihre Regionen zu einer einzigen Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion zusammenfassen. In diesem Fall bestimmen sie den regionalen Sicherheitskoordinator für die in Artikel 77 Absatz 3 genannten Aufgaben.

(3) Jeder ÜNB stellt dem regionalen Sicherheitskoordinator die für die Ermittlung und Behebung von regionalen Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung erforderlichen Informationen bereit, darunter mindestens

a) die Verfügbarkeitsplanung für seine internen relevanten Anlagen, die in der Betriebsplanungs-Datenumgebung von ENTSO (Strom) gespeichert sind;

- b) die neueste Verfügbarkeitsplanung für alle Anlagen seiner Regelzone, die keine relevanten Anlagen sind und
- i) die Ergebnisse der Analyse von Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung beeinflussen können;
 - ii) in den Einzelnetzmodellen modelliert sind, die für die Prüfung von Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung verwendet werden;
- c) Szenarien, anhand deren die Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung geprüft werden müssen und die verwendet werden, um die entsprechenden gemeinsamen Netzmodelle auf der Grundlage der gemäß den Artikeln 67 und 79 erstellten gemeinsamen Netzmodelle für verschiedene Zeitbereiche zu erstellen.
- (4) Jeder regionale Sicherheitskoordinator führt auf der Grundlage der von den relevanten ÜNB bereitgestellten Informationen regionale Betriebs sicherheitsanalysen durch, um Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung zu ermitteln. Er stellt allen ÜNB der Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion eine Liste der ermittelten Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung und seine Lösungsvorschläge für diese Unvereinbarkeiten bereit.
- (5) Bei der Erfüllung seiner Verpflichtungen gemäß Absatz 4 koordiniert jeder regionale Sicherheitskoordinator seine Analysen mit anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren.
- (6) Bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen gemäß Artikel 98 Absatz 3 und Artikel 100 Absatz 4 Buchstabe b berücksichtigen alle ÜNB die vom regionalen Sicherheitskoordinator gemäß den Absätzen 3 und 4 bereitgestellten Ergebnisse der Prüfung.

Artikel 81

Bewertung der regionalen Leistungsbilanz

- (1) Jeder regionale Sicherheitskoordinator bewertet die regionale Leistungsbilanz mindestens für den Week-Ahead-Zeitbereich.
- (2) Jeder ÜNB stellt dem regionalen Sicherheitskoordinator die für die in Absatz 1 genannten Bewertungen der regionalen Leistungsbilanz erforderlichen Informationen bereit, darunter
- a) die zu erwartende Gesamtlast sowie die für die Laststeuerung verfügbaren Ressourcen;
 - b) die Verfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen sowie
 - c) die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte.
- (3) Jeder regionale Sicherheitskoordinator bewertet die Leistungsbilanz auf der Grundlage der von den relevanten ÜNB bereitgestellten Informationen, um Situationen zu ermitteln, in denen eine unzureichende Leistungsbilanz in einer der Regelzonen oder auf regionaler Ebene zu erwarten ist, wobei er einen möglichen grenzübergreifenden Austausch und die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte berücksichtigt. Er übermittelt die Ergebnisse zusammen mit seinen Vorschlägen für Maßnahmen zur Risikobegrenzung den ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion. Diese Maßnahmen müssen Vorschläge für Entlastungsmaßnahmen enthalten, die es ermöglichen, den grenzübergreifenden Austausch zu erhöhen.
- (4) Bei der regionalen Bewertung der Leistungsbilanz stimmt sich jeder regionale Sicherheitskoordinator mit anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren ab.

TITEL 3

NICHTVERFÜGBARKEITS-KOORDINATION

KAPITEL 1

Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen, relevante Anlagen

Artikel 82

Ziel der Nichtverfügbarkeits-Koordination

Um die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten, koordinieren die ÜNB mit Unterstützung des regionalen Sicherheitskoordinators in den in dieser Verordnung genannten Fällen die Nichtverfügbarkeit nach den Grundsätzen dieses Titels, um den Verfügbarkeitsstatus der relevanten Anlagen zu überwachen und die Verfügbarkeitspläne zu koordinieren.

Artikel 83

Regionale Koordination

(1) Zur Festlegung der betrieblichen Aspekte der Nichtverfügbarkeits-Koordination in jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion erarbeiten alle ÜNB einer solchen Region gemeinsam ein betriebliches Verfahren für die regionale Koordination, das Folgendes einschließt:

- a) Häufigkeit, Umfang und Art der Koordination zumindest für den Year-Ahead- und den Week-Ahead-Zeitbereich;
- b) Bestimmungen für die Nutzung der vom regionalen Sicherheitskoordinator gemäß Artikel 80 durchgeführten Bewertungen;
- c) die praktischen Regeln für die Validierung der in Artikel 98 vorgesehenen Verfügbarkeitspläne der relevanten Netzbetriebsmittel für den Year-Ahead-Zeitbereich.

(2) Jeder ÜNB beteiligt sich an der Nichtverfügbarkeits-Koordination seiner Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen und wendet die betrieblichen Verfahren für die regionale Koordination gemäß Absatz 1 an.

(3) Ergeben sich zwischen verschiedenen Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung, so arbeiten die ÜNB und die regionalen Sicherheitskoordinatoren aller betroffenen Regionen zusammen, um diese Unvereinbarkeiten zu beheben.

(4) Jeder ÜNB übermittelt den übrigen ÜNB derselben Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion alle ihm zur Verfügung stehenden sachdienlichen Informationen zu den Infrastrukturprojekten, die das Übertragungsnetz, die Verteilernetze, die geschlossenen Verteilernetze sowie die Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen betreffen und sich auf den Betrieb der Regelzone eines anderen ÜNB innerhalb der Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion auswirken können.

(5) Jeder ÜNB übermittelt den VNB mit Übertragungsnetzanschluss in seiner Regelzone alle ihm zur Verfügung stehenden sachdienlichen Informationen zu den das Übertragungsnetz betreffenden Infrastrukturprojekten, die sich auf den Betrieb der Verteilernetze dieser VNB auswirken können.

(6) Jeder ÜNB übermittelt den Betreibern geschlossener Verteilernetze („GVNB“) mit Übertragungsnetzanschluss in seiner Regelzone alle ihm zur Verfügung stehenden sachdienlichen Informationen zu den das Übertragungsnetz betreffenden Infrastrukturprojekten, die sich auf den Betrieb der geschlossenen Verteilernetze dieser GVNB auswirken können.

Artikel 84

Methode zur Bewertung der Relevanz von Anlagen für die Nichtverfügbarkeits-Koordination

(1) Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB gemeinsam zumindest für das betreffende Synchrongebiet eine Methode zur Bewertung der Relevanz von Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und Netzbetriebsmitteln in einem Übertragungsnetz oder einem Verteilernetz, einschließlich geschlossener Verteilernetze, für die Nichtverfügbarkeits-Koordination.

(2) Die in Absatz 1 genannten Methode muss auf qualitativen und quantitativen Aspekten beruhen, die aufzeigen, wie sich der Verfügbarkeitsstatus von direkt oder indirekt an die Regelzone eines anderen ÜNB angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen oder Netzbetriebsmitteln in einem Übertragungsnetz oder einem Verteilernetz, einschließlich geschlossener Verteilernetze, auf die Regelzone des ÜNB auswirkt, und zwar insbesondere auf

- a) quantitativen Aspekten, die auf der Bewertung von Änderungen der elektrischen Werte wie Spannungen, Leistungsflüsse, Polradwinkel von mindestens einem Netzbetriebsmittel der Regelzone eines ÜNB beruhen, die sich aus der Änderung des Verfügbarkeitsstatus einer potenziell relevanten Anlage in einer anderen Regelzone ergeben. Diese Bewertung wird auf der Grundlage jährlicher gemeinsamer Year-Ahead-Netzmodelle vorgenommen;
- b) Schwellenwerten für die Empfindlichkeit der elektrischen Werte gemäß Buchstabe a, die für die Bewertung der Relevanz einer Anlage maßgeblich sind. Diese Schwellenwerte müssen zumindest für jedes Synchrongebiet harmonisiert werden;
- c) der Möglichkeit potenziell relevanter Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen, als SNN in Betracht zu kommen;

- d) qualitativen Aspekten wie beispielsweise, aber nicht ausschließlich, der Größe potenziell relevanter Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen oder Netzbetriebsmittel und ihrer Nähe zu den Grenzen einer Regelzone;
 - e) der Systemrelevanz aller Netzbetriebsmittel in einem Übertragungs- oder Verteilernetz, die verschiedene Regelzonen verbinden; und
 - f) der Systemrelevanz aller kritischen Netzbetriebsmittel.
- (3) Die gemäß Absatz 1 erarbeitete Methode muss mit den gemäß Artikel 75 Absatz 1 Buchstabe a entwickelten Methoden zur Bewertung des Einflusses von außerhalb der Regelzone eines ÜNB befindlichen Übertragungsnetzbetriebsmitteln und SNN im Einklang stehen.

Artikel 85

Liste relevanter Stromerzeugungsanlagen und relevanter Verbrauchsanlagen

- (1) Innerhalb von drei Monaten nach der Genehmigung der Methode zur Bewertung der Relevanz von Anlagen für die Nichtverfügbarkeits-Koordination gemäß Artikel 84 Absatz 1 bewerten alle ÜNB jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion gemeinsam die Relevanz von Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen für die Nichtverfügbarkeits-Koordination auf der Grundlage dieser Methode und erstellen für jede Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion eine einheitliche Liste der relevanten Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen.
- (2) Alle ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion erstellen gemeinsam die Liste der relevanten Stromerzeugungsanlagen und relevanten Verbrauchsanlagen der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion, die in der OPDE von ENTSO (Strom) bereitgestellt wird.
- (3) Jeder ÜNB übermittelt seiner Regulierungsbehörde die Liste der relevanten Stromerzeugungsanlagen und relevanten Verbrauchsanlagen jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion, an der er beteiligt ist.
- (4) Für jede interne relevante Anlage, bei der es sich um eine Stromerzeugungsanlage oder Verbrauchsanlage handelt, informiert der ÜNB
- a) den Eigentümer der relevanten Stromerzeugungsanlage oder der relevanten Verbrauchsanlage über deren Aufnahme in die Liste,
 - b) die VNB über die relevanten Stromerzeugungsanlagen und relevanten Verbrauchsanlagen, die an ihr Verteilernetz angeschlossen sind, und
 - c) die GVNB über die relevanten Stromerzeugungsanlagen und relevanten Verbrauchsanlagen, die an ihr geschlossenes Verteilernetz angeschlossen sind.

Artikel 86

Aktualisierung der Listen der relevanten Stromerzeugungsanlagen und relevanten Verbrauchsanlagen

- (1) Vor dem 1. Juli jedes Kalenderjahres bewerten alle ÜNB jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion gemeinsam erneut die Relevanz der Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen für die Nichtverfügbarkeits-Koordination nach der gemäß Artikel 84 Absatz 1 erarbeiteten Methode.
- (2) Erforderlichenfalls entscheiden alle ÜNB jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion gemeinsam, die Liste der relevanten Stromerzeugungsanlagen und relevanten Verbrauchsanlagen der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion vor dem 1. August jedes Kalenderjahres zu aktualisieren.
- (3) Alle ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion stellen die aktualisierte Liste der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion in der OPDE von ENTSO (Strom) bereit.
- (4) Jeder ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion unterrichtet die in Artikel 85 Absatz 4 genannten Beteiligten über den Inhalt der aktualisierten Liste.

*Artikel 87***Liste der relevanten Netzbetriebsmittel**

- (1) Innerhalb von drei Monaten nach der Genehmigung der Methode zur Bewertung der Relevanz von Anlagen für die Nichtverfügbarkeits-Koordination gemäß Artikel 84 Absatz 1 bewerten alle ÜNB jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion gemeinsam auf der Grundlage dieser Methode die Relevanz der Netzbetriebsmittel eines Übertragungsnetzes oder eines Verteilernetzes, einschließlich geschlossener Verteilernetze, für die Nichtverfügbarkeits-Koordination und erstellen pro Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion eine einheitliche Liste der relevanten Netzbetriebsmittel.
- (2) Die Liste der relevanten Netzbetriebsmittel einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion umfasst alle Netzbetriebsmittel eines Übertragungsnetzes oder eines Verteilernetzes, einschließlich geschlossener Verteilernetze, in der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion, die nach der gemäß Artikel 84 Absatz 1 erarbeiteten Methode als relevant ermittelt wurden.
- (3) Alle ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion stellen gemeinsam die Liste der relevanten Netzbetriebsmittel in der OPDE von ENTSO (Strom) bereit.
- (4) Jeder ÜNB übermittelt seiner Regulierungsbehörde die Liste der relevanten Netzbetriebsmittel jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion, an der er beteiligt ist.
- (5) Für jede interne relevante Anlage, bei der es sich um ein Netzbetriebsmittel handelt, informiert der ÜNB
 - a) den Eigentümer des relevanten Netzbetriebsmittels über dessen Aufnahme in die Liste;
 - b) den VNB über die relevanten Netzbetriebsmittel, die an ihr Verteilernetz angeschlossen sind, und
 - c) die GVNB über die relevanten Netzbetriebsmittel, die an ihr geschlossenes Verteilernetz angeschlossen sind.

*Artikel 88***Aktualisierung der Liste der relevanten Netzbetriebsmittel**

- (1) Vor dem 1. Juli jedes Kalenderjahres bewerten alle ÜNB jeder Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion gemeinsam nach der gemäß Artikel 84 Absatz 1 erarbeiteten Methode erneut die Relevanz der Netzbetriebsmittel eines Übertragungsnetzes oder eines Verteilernetzes, einschließlich geschlossener Verteilernetze, für die Nichtverfügbarkeits-Koordination.
- (2) Erforderlichenfalls aktualisieren alle ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion vor dem 1. August jedes Kalenderjahres gemeinsam die Liste der relevanten Netzbetriebsmittel der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion.
- (3) Alle ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion stellen gemeinsam die aktualisierte Liste in der OPDE von ENTSO (Strom) bereit.
- (4) Jeder ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion unterrichtet die in Artikel 85 Absatz 4 genannten Beteiligten über den Inhalt der aktualisierten Liste.

*Artikel 89***Ernennung von Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen**

- (1) Jeder ÜNB fungiert für jedes von ihm betriebene relevante Netzbetriebsmittel als Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle.
- (2) Für alle anderen relevanten Anlagen benennt der Eigentümer die Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle für die betreffende relevante Anlage und unterrichtet den ÜNB darüber oder übernimmt diese Funktion selbst.

*Artikel 90***Behandlung von relevanten Anlagen in einem Verteilernetz oder einem geschlossenen Verteilernetz**

- (1) Jeder ÜNB koordiniert mit dem VNB die Nichtverfügbarkeitsplanung interner relevanter Anlagen, die an dessen Verteilernetz angeschlossen sind.
- (2) Jeder ÜNB koordiniert mit dem GNVB die Nichtverfügbarkeitsplanung von internen relevanten Anlagen, die an dessen geschlossenes Verteilernetz angeschlossen sind.

*KAPITEL 2***Erstellung und Aktualisierung der Verfügbarkeitspläne für relevante Anlagen***Artikel 91***Abweichungen von den Fristen für die Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination**

Alle ÜNB in einem Synchrongebiet können gemeinsam die Annahme und Umsetzung einer Frist für die Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination vereinbaren, die von der in den Artikeln 94, 97 und 99 festgelegten Frist abweicht, sofern die Nichtverfügbarkeits-Koordination anderer Synchrongebiete dadurch nicht beeinträchtigt wird.

*Artikel 92***Allgemeine Bestimmungen für Verfügbarkeitspläne**

- (1) Für den Verfügbarkeitsstatus einer relevanten Anlage gilt:
- Die relevante Anlage ist „verfügbar“, wenn sie imstande und bereit ist, den Betrieb zu gewährleisten, unabhängig davon, ob sie in Betrieb ist oder nicht;
 - die relevante Anlage ist „nichtverfügbar“, wenn sie nicht imstande oder bereit ist, den Betrieb zu gewährleisten;
 - die relevante Anlage ist im „Testbetrieb“, wenn ihre Fähigkeit zur Leistungserbringung geprüft wird.
- (2) Der Status „Testbetrieb“ gilt nur für folgende Zeiträume und wenn sich eine potenzielle Wirkung auf das Übertragungsnetz ergibt:
- zwischen dem Erstanschluss und der endgültigen Inbetriebnahme der relevanten Anlage und
 - unmittelbar nach der Wartung der relevanten Anlage.
- (3) Die Verfügbarkeitspläne müssen mindestens die folgenden Informationen enthalten:
- den Grund für den Status „nichtverfügbar“ einer relevanten Anlage;
 - die Bedingungen, die erfüllt sein müssen, bevor der Status „nichtverfügbar“ einer relevanten Anlage in Echtzeit angewandt wird, sofern solche Bedingungen vorgegeben wurden;
 - die Zeit, die erforderlich ist, um eine relevante Anlage wieder in Betrieb zu nehmen, soweit dies erforderlich ist, um die Betriebssicherheit aufrecht zu erhalten.
- (4) Der Verfügbarkeitsstatus jeder relevanten Anlage im Year-Ahead-Zeitbereich ist nach Tagen aufzuschlüsseln.
- (5) Wenn dem ÜNB gemäß Artikel 111 Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne vorgelegt werden, muss die zeitliche Aufschlüsselung der Verfügbarkeitsstatus mit diesen Plänen vereinbar sein.

*Artikel 93***Langfristige vorläufige Verfügbarkeitspläne**

- (1) Spätestens zwei Jahre vor Beginn einer Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination bewertet jeder ÜNB die entsprechenden, von den Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen im Einklang mit den Artikeln 4, 7 und 15 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 übermittelten vorläufigen Verfügbarkeitspläne für interne relevante Anlagen und übermittelt allen betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen seine ersten diesbezüglichen Anmerkungen, u. a. zu etwa festgestellten Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung.
- (2) Jeder ÜNB bewertet die vorläufigen Verfügbarkeitspläne für interne relevante Anlagen gemäß Absatz 1 jährlich bis zum Beginn der Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination.

*Artikel 94***Vorschläge für Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne**

- (1) Vor dem 1. August jedes Kalenderjahres legt eine Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle, die kein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB bzw. kein VNB oder GVNB ist, den an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligten ÜNB und gegebenenfalls dem/den VNB und dem/den GVNB für jede seiner relevanten Anlagen einen Verfügbarkeitsplan für das folgende Kalenderjahr vor.
- (2) Der/die in Absatz 1 genannte(n) ÜNB bemüht/bemühen sich, die Anträge auf Änderung eines Verfügbarkeitsplans zu prüfen, wenn sie eingehen. Ist dies nicht möglich, werden die Anträge auf Änderung eines Verfügbarkeitsplans nach Abschluss der Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination geprüft.
- (3) Der/die in Absatz 1 genannte(n) ÜNB prüft/prüfen die Anträge auf Änderung eines Verfügbarkeitsplans nach Abschluss der Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination
- a) in der Reihenfolge, in der die Änderungsanträge eingegangen sind, und
- b) nach dem gemäß Artikel 100 eingeführten Verfahren.

*Artikel 95***Year-Ahead-Koordination des Verfügbarkeitsstatus relevanter Anlagen, deren zuständige Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle weder ein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB noch ein VNB oder GVNB ist**

- (1) Jeder ÜNB prüft für den Year-Ahead-Zeitbereich, ob sich aus den gemäß Artikel 94 vorgelegten Verfügbarkeitsplänen Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung ergeben.
- (2) Stellt ein ÜNB solche Unvereinbarkeiten fest, so wendet er das folgende Verfahren an:
- a) Er unterrichtet jede betroffene Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle über die Bedingungen, die sie erfüllen muss, um den festgestellten Unvereinbarkeiten entgegenzuwirken;
- b) der ÜNB kann fordern, dass eine oder mehrere Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen alternative Verfügbarkeitspläne vorlegen, die die Bedingungen gemäß Buchstabe a erfüllen, und
- c) der ÜNB wiederholt die Prüfung gemäß Absatz 1, um zu ermitteln, ob Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung fortbestehen.
- (3) Legt die Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle auf die Forderung eines ÜNB gemäß Absatz 2 Buchstabe b keinen alternativen Verfügbarkeitsplan vor, mit dem alle Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung behoben werden, stellt der ÜNB einen alternativen Verfügbarkeitsplan auf,
- a) in dem er die von den betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen sowie gegebenenfalls vom VNB und vom GVNB mitgeteilten Auswirkungen berücksichtigt;

- b) der nur solche Änderungen vorsieht, die unbedingt erforderlich sind, um die Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung zu beheben, und
- c) über den er die Regulierungsbehörde, gegebenenfalls die betroffenen VNB und GNVB und die betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen ebenso unterrichtet wie über die Gründe für seine Erstellung und die von den betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen und gegebenenfalls den VNB oder den GNVB mitgeteilten Auswirkungen.

Artikel 96

Year-Ahead-Koordination des Verfügbarkeitsstatus relevanter Anlagen, deren zuständige Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle ein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB, ein VNB oder ein GNVB ist

- (1) Jeder ÜNB plant den Verfügbarkeitsstatus von relevanten Netzbetriebsmitteln, die verschiedene Regelzonen verbinden und für die er als Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle fungiert, in Abstimmung mit den ÜNB derselben Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion.
- (2) Jeder ÜNB, VNB und GNVB plant den Verfügbarkeitsstatus von relevanten Netzbetriebsmitteln, die keine Regelzonen miteinander verbinden und für die er Aufgaben als Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle wahrnimmt, auf der Grundlage der gemäß Absatz 1 erstellten Verfügbarkeitspläne.
- (3) Bei der Festlegung des Verfügbarkeitsstatus von relevanten Netzbetriebsmitteln im Einklang mit den Absätzen 1 und 2 müssen ÜNB, VNB und GNVB
 - a) die Auswirkungen auf den Markt minimieren und gleichzeitig die Betriebssicherheit wahren und
 - b) als Grundlage die gemäß Artikel 94 vorgelegten und angepassten Verfügbarkeitspläne heranziehen.
- (4) Stellt ein ÜNB eine Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung fest, so ist er befugt, eine Änderung der Verfügbarkeitspläne der internen relevanten Anlagen vorzuschlagen, deren zuständige Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle weder ein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB noch ein VNB oder GNVB ist, und er erarbeitet in Abstimmung mit den betreffenden Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen, VNB und GNVB unter Einsatz der ihm zur Verfügung stehenden Mittel eine Lösung.
- (5) Wurde der Status „nichtverfügbar“ eines relevanten Netzbetriebsmittels nicht nach Ergreifen der in Absatz 4 genannten Maßnahmen geplant und würde diese Planungslücke die Betriebssicherheit gefährden, muss der ÜNB
 - a) die notwendigen Maßnahmen zur Planung des Status „nichtverfügbar“ unter Wahrung der Betriebssicherheit treffen, wobei er die Auswirkungen berücksichtigt, die ihm von den betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen mitgeteilt wurden;
 - b) die unter Buchstabe a) genannten Maßnahmen allen Betroffenen mitteilen und
 - c) die relevanten Regulierungsbehörden, gegebenenfalls die betroffenen VNB und GNVB und die betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen über die getroffenen Maßnahmen, die Gründe für diese Maßnahmen und die von den betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen und gegebenenfalls den VNB oder GNVB mitgeteilten Auswirkungen unterrichten.
- (6) Jeder ÜNB stellt in der OPDE von ENTSO (Strom) sämtliche ihm vorliegenden Informationen über zu beachtende netzbezogene Bedingungen sowie über vorzubereitende und zu aktivierende Entlastungsmaßnahmen bereit, bevor der Verfügbarkeitsstatus „nichtverfügbar“ oder „Testbetrieb“ eines relevanten Netzbetriebsmittels umgesetzt wird.

Artikel 97

Vorlage vorläufiger Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne

- (1) Vor dem 1. November eines jeden Kalenderjahres stellt jeder ÜNB allen anderen ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom) für alle internen relevanten Anlagen die vorläufigen Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne für das folgende Kalenderjahr zur Verfügung.
- (2) Vor dem 1. November jedes Kalenderjahres stellt der ÜNB für jede interne relevante Anlage in einem Verteilernetz dem VNB den vorläufigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan zur Verfügung.

(3) Vor dem 1. November jedes Kalenderjahres stellt der ÜNB für jede interne relevante Anlage in einem geschlossenen Verteilernetz dem GVNB den vorläufigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan zur Verfügung.

Artikel 98

Validierung der Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne innerhalb von Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen

(1) Jeder ÜNB prüft, ob sich bei Berücksichtigung aller vorläufigen Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung ergeben.

(2) Ergeben sich keine Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung, so validieren alle ÜNB einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion gemeinsam die Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne für alle relevanten Anlagen in der Region.

(3) Ermittelt ein ÜNB eine Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung, so erarbeiten die beteiligten ÜNB der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion(en) unter Einsatz der ihnen zur Verfügung stehenden Mittel gemeinsam eine Lösung in Abstimmung mit den betreffenden Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen, VNB und GVNB, wobei sie soweit möglich die gemäß den Artikeln 95 und 96 erarbeiteten Verfügbarkeitspläne beachten, die die Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen vorgelegt haben, die weder ein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB noch ein VNB oder GVNB sind. Wird eine Lösung gefunden, so aktualisieren alle ÜNB der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion(en) die Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne für alle relevanten Anlagen und validieren sie.

(4) Wird für eine Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung keine Lösung gefunden, muss jeder betroffene ÜNB vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Regulierungsbehörde, sofern der Mitgliedstaat dies vorschreibt,

- a) hinsichtlich der internen relevanten Anlagen, die in dem betreffenden Zeitraum von einer Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung betroffen sind, für jeden Status „nichtverfügbar“ oder „Testbetrieb“ den Status „verfügbar“ durchsetzen und
- b) die relevanten Regulierungsbehörden, gegebenenfalls die betroffenen VNB oder GVNB und die betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen über die getroffenen Maßnahmen, die Gründe für diese Maßnahmen und die von den betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen und gegebenenfalls den VNB oder den GVNB mitgeteilten Auswirkungen unterrichten.

(5) Alle ÜNB der betreffenden Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen aktualisieren die Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne für alle relevanten Anlagen entsprechend und validieren sie.

Artikel 99

Endgültige Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne

(1) Vor dem 1. Dezember jedes Kalenderjahres muss jeder ÜNB

- a) die Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination von internen relevanten Anlagen abschließen und
- b) die Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne für interne relevante Anlagen fertigstellen und in die OPDE von ENTSO (Strom) hochladen.

(2) Vor dem 1. Dezember jedes Kalenderjahres legt der ÜNB seiner Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle den endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan jeder internen relevanten Anlage vor.

(3) Vor dem 1. Dezember jedes Kalenderjahres legt der ÜNB dem relevanten VNB den endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan für jede in einem Verteilernetz befindliche interne relevante Anlage vor.

(4) Vor dem 1. Dezember jedes Kalenderjahres legt der ÜNB dem relevanten GVNB den endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan für jede in einem geschlossenen Verteilernetz befindliche interne relevante Anlage vor.

Artikel 100

Aktualisierungen der endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne

(1) Eine Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle hat die Möglichkeit, im Zeitraum vom Abschluss der Year-Ahead-Nichtverfügbarkeits-Koordination bis zur Umsetzung des Year-Ahead-Verfügbarkeitsplans in Echtzeit ein Verfahren zur Änderung des endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplans einzuleiten.

(2) Die Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle, die kein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB ist, kann bei dem/den relevanten ÜNB eine Änderung des endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplans der unter ihre Zuständigkeit fallenden relevanten Anlagen beantragen.

(3) Für den Fall eines Änderungsantrags gemäß Absatz 2 gilt folgendes Verfahren:

- a) Der Empfänger-ÜNB bestätigt den Eingang des Antrags und prüft so bald wie praktisch möglich, ob die Änderung zu Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung führt;
- b) werden Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung festgestellt, so erarbeiten die beteiligten ÜNB der Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion unter Einsatz der ihnen zur Verfügung stehenden Mittel gemeinsam in Abstimmung mit den betreffenden Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen und gegebenenfalls den VNB und GNVN eine Lösung;
- c) wird keine Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung festgestellt oder wurden alle Unvereinbarkeiten beseitigt, validiert der Empfänger-ÜNB die beantragte Änderung, und die betreffenden ÜNB unterrichten alle Betroffenen und aktualisieren den endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan in der OPDE von ENTSO (Strom) und
- d) wird für Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung keine Lösung gefunden, so lehnt der Empfänger-ÜNB die beantragte Änderung ab.

(4) Beabsichtigt ein an einer Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion beteiligter ÜNB, den endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan einer relevanten Anlage, für die er als Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle fungiert, zu ändern, so leitet er folgendes Verfahren ein:

- a) Der beantragende ÜNB erarbeitet einen Vorschlag für die Änderung des Year-Ahead-Verfügbarkeitsplans, in dem er bewertet, ob diese zu Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung führen könnte, und übermittelt den Vorschlag allen anderen ÜNB in seiner/seinen Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion(en);
- b) werden Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung festgestellt, so erarbeiten die beteiligten ÜNB der Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion unter Einsatz der ihnen zur Verfügung stehenden Mittel gemeinsam in Abstimmung mit den betreffenden Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen und gegebenenfalls den VNB und den GNVN eine Lösung;
- c) wird keine Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung festgestellt oder wird eine Lösung für eine Unvereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung gefunden, validieren die betreffenden ÜNB die beantragte Änderung, unterrichten alle Betroffenen entsprechend und aktualisieren den endgültigen Year-Ahead-Verfügbarkeitsplan in der OPDE von ENTSO (Strom);
- d) wird für Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung keine Lösung gefunden, so zieht der antragstellende ÜNB seinen Antrag zurück.

KAPITEL 3

Ausführung von Verfügbarkeitsplänen

Artikel 101

Management des Status „Testbetrieb“ relevanter Anlagen

(1) Die Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle einer relevanten Anlage, deren Verfügbarkeitsstatus als „Testbetrieb“ gemeldet wurde, übermittelt dem ÜNB und, falls die Anlage an ein Verteilernetz, einschließlich geschlossener Verteilernetze, angeschlossen ist, dem VNB oder dem GNVN einen Monat vor Beginn des Status „Testbetrieb“

- a) einen detaillierten Prüfplan;
- b) einen vorläufigen Fahrplan für die Stromerzeugung oder den Stromverbrauch, je nachdem, ob es sich bei der betreffenden relevanten Anlage um eine relevante Stromerzeugungsanlage oder eine relevante Verbrauchsanlage handelt, und
- c) Informationen zu Änderungen an der Übertragungs- oder Verteilernetz-Topologie, wenn es sich bei der betreffenden relevanten Anlage um ein relevantes Netzbetriebsmittel handelt.

(2) Die Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle aktualisiert die in Absatz 1 genannten Informationen, sobald sie geändert werden.

(3) Der ÜNB einer relevanten Anlage, deren Verfügbarkeitsstatus als „Testbetrieb“ gemeldet wurde, übermittelt allen anderen ÜNB seiner Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregion(en) auf deren Antrag die gemäß Absatz 1 übermittelten Informationen.

(4) Handelt es sich bei der in Absatz 1 genannten relevanten Anlage um ein relevantes Netzbetriebsmittel, das zwei oder mehr Regelzonen verbindet, so einigen sich die ÜNB der betreffenden Regelzonen auf die gemäß Absatz 1 zu übermittelnden Informationen.

Artikel 102

Verfahren für den Umgang mit störungsbedingten Nichtverfügbarkeiten

(1) Jeder ÜNB entwickelt ein Verfahren für Fälle, in denen eine störungsbedingte Nichtverfügbarkeit seine Betriebssicherheit gefährden würde. Mit dem Verfahren kann der ÜNB sicherstellen, dass der Status „verfügbar“ bzw. „nichtverfügbar“ anderer relevanter Anlagen in seiner Regelzone entsprechend in „nichtverfügbar“ bzw. „verfügbar“ geändert werden kann.

(2) Der ÜNB geht nur dann nach dem in Absatz 1 genannten Verfahren vor, wenn er sich nicht mit den Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen auf Lösungen für störungsbedingte Nichtverfügbarkeiten einigen kann. Der ÜNB unterrichtet die Regulierungsbehörden entsprechend.

(3) Bei der Durchführung des Verfahrens beachtet der ÜNB soweit möglich die technischen Grenzen der relevanten Anlagen.

(4) Im Falle der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit einer oder mehrerer relevanter Anlagen einer Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle unterrichtet diese Stelle den ÜNB und, sofern die Anlage an ein Verteilernetz oder ein geschlossenes Verteilernetz angeschlossen ist, den VNB bzw. den GVNB so bald wie möglich nach dem Beginn der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit.

(5) Bei der Mitteilung der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit übermittelt die Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle folgende Informationen:

- a) den Grund der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit;
- b) die voraussichtliche Dauer der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit und
- c) gegebenenfalls die Auswirkungen der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit auf den Verfügbarkeitsstatus anderer relevanter Anlagen, für die die Stelle als Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle fungiert.

(6) Stellt der ÜNB fest, dass das Übertragungsnetz aufgrund einer oder mehrerer störungsbedingter Nichtverfügbarkeiten gemäß Absatz 1 den Normalzustand verlassen könnte, teilt er der/den betroffenen Nichtverfügbarkeits-Planungsstelle(n) den Zeitpunkt mit, ab dem die Betriebssicherheit nicht mehr länger aufrechterhalten werden kann, wenn deren relevante Anlage(n) mit störungsbedingter Nichtverfügbarkeit nicht zum Status „verfügbar“ zurückkehren. Die Nichtverfügbarkeits-Planungsstellen teilen dem ÜNB mit, ob sie diese Frist einhalten können, und führen Gründe an, wenn dies nicht möglich ist.

(7) Nach jeder Änderung des Verfügbarkeitsplans wegen störungsbedingter Nichtverfügbarkeiten bringt der betreffende ÜNB die OPDE von ENTSO (Strom) im Einklang mit dem in den Artikeln 7, 10 und 15 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 genannten Zeitraster auf den neuesten Stand.

Artikel 103

Ausführung der Verfügbarkeitspläne in Echtzeit

(1) Jeder Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt außer im Fall störungsbedingter Nichtverfügbarkeiten sicher, dass alle relevanten Stromerzeugungsanlagen in seinem Eigentum, die als „verfügbar“ gemeldet sind, bereit sind, im Rahmen ihrer angegebenen technischen Fähigkeiten Strom zu erzeugen, wenn dies erforderlich ist, um die Betriebssicherheit aufrechtzuerhalten.

(2) Jeder Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt sicher, dass alle relevanten Stromerzeugungsanlagen in seinem Eigentum, die als „nichtverfügbar“ gemeldet sind, keinen Strom erzeugen.

(3) Jeder Eigentümer einer Verbrauchsanlage stellt sicher, dass alle relevanten Verbrauchsanlagen in seinem Eigentum, die als „nichtverfügbar“ gemeldet sind, keinen Strom verbrauchen.

(4) Jeder Eigentümer eines relevanten Netzbetriebsmittels stellt außer im Fall störungsbedingter Nichtverfügbarkeiten sicher, dass alle relevanten Netzbetriebsmittel in seinem Eigentum, die als „verfügbar“ gemeldet sind, bereit sind, im Rahmen ihrer angegebenen technischen Fähigkeiten Strom zu transportieren, wenn dies erforderlich ist, um die Betriebssicherheit aufrechtzuerhalten.

(5) Jeder Eigentümer eines relevanten Netzbetriebsmittels stellt sicher, dass alle relevanten Netzbetriebsmittel in seinem Eigentum, die als „nichtverfügbar“ gemeldet sind, keinen Strom transportieren.

(6) Gelten für die Ausführung des Status „nichtverfügbar“ oder „Testbetrieb“ eines relevanten Netzbetriebsmittels im Einklang mit Artikel 96 Absatz 6 besondere netzbezogene Bedingungen, so prüft der betreffende ÜNB, VNB oder GVNB vor Ausführung des Status, ob diese Bedingungen erfüllt sind. Sind diese Bedingungen nicht erfüllt, so weist er den Eigentümer des relevanten Netzbetriebsmittels an, den Status „nichtverfügbar“ oder „Testbetrieb“ nicht oder nur teilweise auszuführen.

(7) Stellt ein ÜNB fest, dass die Ausführung des Status „nichtverfügbar“ oder „Testbetrieb“ einer relevanten Anlage bewirkt oder bewirken könnte, dass das Übertragungsnetz den Normalzustand verlässt, so erteilt er dem Eigentümer der relevanten Anlage, wenn diese an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, bzw. dem VNB oder dem GVNB, wenn sie an ein Verteilernetz oder ein geschlossenes Verteilernetz angeschlossen ist, die Anweisung, soweit möglich die Ausführung des Status „nichtverfügbar“ oder „Testbetrieb“ der betreffenden Anlage nach seinen Vorgaben unter Beachtung der technischen Grenzen und der Sicherheitsgrenzwerte zu verschieben.

TITEL 4

LEISTUNGSBILANZ

Artikel 104

Prognose für die Leistungsbilanzanalyse der Regelzone

Jeder ÜNB stellt jede Prognose, die gemäß den Artikeln 105 und 107 bei Leistungsbilanzanalysen für die Regelzone herangezogen wird, allen anderen ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung.

Artikel 105

Leistungsbilanzanalyse für die Regelzone

(1) Jeder ÜNB führt eine Leistungsbilanzanalyse für die Regelzone durch, indem er unter Berücksichtigung der in den Artikeln 118 und 119 vorgeschriebenen Wirkleistungsreserven prüft, ob die Gesamtlast in seiner Regelzone durch die Summe der Stromerzeugung in seiner Regelzone und die Kapazitäten für grenzüberschreitende Importe bei verschiedenen Betriebsszenarien gedeckt werden kann.

(2) Bei der Leistungsbilanzanalyse für die Regelzone gemäß Absatz 1 muss jeder ÜNB

a) die neuesten Verfügbarkeitspläne und die neuesten verfügbaren Daten verwenden für

i) die gemäß Artikel 43 Absatz 5 sowie den Artikeln 45 und 51 mitgeteilten Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen;

ii) die zonenübergreifende Kapazität;

iii) die gemäß den Artikeln 52 und 53 mitgeteilte mögliche Laststeuerung;

b) die Beiträge der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und der Last berücksichtigen;

c) die Wahrscheinlichkeit und erwartete Dauer eines Leistungsbilanzmangels und die voraussichtlich infolge dieses Mangels nicht erzeugte Energie bewerten.

(3) Wenn ein ÜNB in seiner Regelzone einen Leistungsbilanzmangel festgestellt hat, unterrichtet er so bald wie möglich seine Regulierungsbehörde oder, wenn dies im nationalen Recht ausdrücklich vorgesehen ist, eine andere zuständige Behörde und gegebenenfalls alle Betroffenen.

(4) Wenn ein ÜNB in seiner Regelzone einen Leistungsbilanzmangel festgestellt hat, unterrichtet er so bald wie möglich alle ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom).

Artikel 106

Leistungsbilanz in der Regelzone bis zum und einschließlich des Week-Ahead-Zeitbereichs

(1) Jeder ÜNB trägt unter Anwendung der von ENTSO (Strom) verabschiedeten Methode zu den gesamteuropäischen jährlichen Sommer- und Winterprognosen zur Leistungsbilanz gemäß Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe f der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 bei.

(2) Jeder ÜNB analysiert zweimal jährlich die Leistungsbilanz für seine Regelzone für den kommenden Sommer bzw. Winter und berücksichtigt dabei gesamteuropäische Szenarien, die den gesamteuropäischen jährlichen Sommer- und Winterprognosen zur Angemessenheit der Stromerzeugung entsprechen.

(3) Jeder ÜNB aktualisiert seine Leistungsbilanzanalysen für seine Regelzone, wenn er feststellt, dass die erwartete Leistungsbilanz durch voraussichtliche Änderungen am Verfügbarkeitsstatus von Stromerzeugungsanlagen, an Lastschätzungen, an Schätzungen in Bezug auf erneuerbare Energiequellen oder an zonenübergreifenden Kapazitäten erheblich beeinträchtigt werden könnte.

Artikel 107

Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich

(1) Jeder ÜNB analysiert die Leistungsbilanz in seiner Regelzone für den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich auf der Grundlage

- a) der Fahrpläne gemäß Artikel 111;
- b) der prognostizierten Last;
- c) der prognostizierten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen;
- d) der Wirkleistungsreserven nach Maßgabe der gemäß Artikel 46 Absatz 1 Buchstabe a übermittelten Daten;
- e) der Import- und Exportkapazitäten der Regelzone, die den zonenübergreifenden Kapazitäten entsprechen, die gegebenenfalls im Einklang mit Artikel 14 der Verordnung (EU) 2015/1222 berechnet wurden;
- f) der Fähigkeiten von Stromerzeugungsanlagen nach Maßgabe der gemäß Artikel 43 Absatz 4 sowie den Artikeln 45 und 51 übermittelten Daten und deren Verfügbarkeitsstatus und
- g) der Fähigkeiten von Verbrauchsanlagen mit Laststeuerung nach Maßgabe der gemäß den Artikeln 52 und 53 übermittelten Daten und deren Verfügbarkeitsstatus.

(2) Jeder ÜNB veranschlagt

- a) die Mindestimportmenge und die Höchstexportmenge, die mit der Leistungsbilanz in seiner Regelzone vereinbar ist;
- b) die erwartete Dauer eines potenziellen Leistungsbilanzmangels und
- c) die bei einem Leistungsbilanzmangel nicht gelieferte Energiemenge.

(3) Liegt nach der Analyse gemäß Absatz 1 ein Leistungsbilanzmangel vor, so unterrichtet jeder ÜNB seine Regulierungsbehörde oder andere zuständige Behörde. Der ÜNB unterbreitet seiner Regulierungsbehörde oder anderen zuständigen Behörde eine Analyse der Gründe für den Leistungsbilanzmangel und schlägt Abhilfemaßnahmen vor.

TITEL 5

SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN*Artikel 108***Systemdienstleistungen**

- (1) Jeder ÜNB überwacht die Verfügbarkeit von Systemdienstleistungen.
- (2) In Bezug auf die Wirkleistungs- und Blindleistungsdienstleistungen muss jeder ÜNB gegebenenfalls in Abstimmung mit anderen ÜNB
 - a) die Erbringung von Systemdienstleistungen konzipieren, einrichten und verwalten;
 - b) anhand der gemäß Teil II Titel 2 bereitgestellten Daten überwachen, ob Umfang und Ort der verfügbaren Systemdienstleistungen die Sicherstellung der Betriebssicherheit ermöglichen, und
 - c) mit allen verfügbaren, wirtschaftlich effizienten und vertretbaren Mitteln Systemdienstleistungen im notwendigen Umfang erbringen.
- (3) Jeder ÜNB veröffentlicht den zur Wahrung der Betriebssicherheit erforderlichen Umfang der Reservekapazität.
- (4) Jeder ÜNB übermittelt anderen ÜNB auf deren Anfrage den verfügbaren Umfang der Wirkleistungsreserven.

*Artikel 109***Blindleistungs-Systemdienstleistungen**

- (1) Für jeden Zeitbereich der Betriebsplanung prüft jeder ÜNB anhand seiner Prognosen, ob seine verfügbare Blindleistungskapazität ausreicht, um die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes aufrechtzuerhalten.
- (2) Für einen effizienteren Betrieb seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel überwacht der ÜNB
 - a) die verfügbaren Blindleistungskapazitäten von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung;
 - b) die verfügbaren Blindleistungskapazitäten von Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss;
 - c) die verfügbaren Blindleistungskapazitäten von VNB;
 - d) die für die Blindleistungsbereitstellung bestimmten verfügbaren Betriebsmittel mit Übertragungsnetzanschluss und
 - e) das Verhältnis zwischen Wirkleistung und Blindleistung an der Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzen und Verteilernetzen mit Übertragungsnetzanschluss.
- (3) Reicht der Umfang der Blindleistungskapazität nicht aus, um die Betriebssicherheit zu wahren, muss jeder ÜNB
 - a) die benachbarten ÜNB unterrichten und
 - b) Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 23 vorbereiten und aktivieren.

TITEL 6

FAHRPLANERSTELLUNG*Artikel 110***Einführung von Verfahren zur Fahrplanerstellung**

- (1) Bei der Einführung eines Verfahrens zur Fahrplanerstellung berücksichtigen die ÜNB die Betriebsbedingungen der im Einklang mit Artikel 16 der Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelten Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten.

- (2) Umfasst eine Gebotszone lediglich eine Regelzone, so deckt sich die geografische Ausdehnung des Fahrplangebiets mit der Gebotszone. Umfasst eine Regelzone mehrere Gebotszonen, so deckt sich die geografische Ausdehnung des Fahrplangebiets mit der Gebotszone. Umfasst eine Gebotszone mehrere Regelzonen, so können die ÜNB in dieser Gebotszone gemeinsam ein Verfahren zur Fahrplanerstellung beschließen; anderenfalls gilt jede Regelzone innerhalb der Gebotszone als eigenes Fahrplangebiet.
- (3) Für jede Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und für jede Verbrauchsanlage, für die die nationalen Modalitäten Anforderungen an die Fahrplanerstellung vorsehen, benennt der betreffende Eigentümer einen Scheduling Agent oder fungiert selbst als solcher.
- (4) Jeder Marktteilnehmer und Shipping Agent, für den die nationalen Modalitäten Anforderungen zur Fahrplanerstellung vorsehen, ernennt einen Scheduling Agent oder fungiert selbst als solcher.
- (5) Jeder ÜNB, der ein Fahrplangebiet betreibt, trifft die notwendigen Vorkehrungen für die Verarbeitung der von den Scheduling Agents vorgelegten Fahrpläne.
- (6) Umfasst ein Fahrplangebiet mehr als eine Regelzone, so bestimmen die für die Regelzonen zuständigen ÜNB einvernehmlich den ÜNB, der das Fahrplangebiet betreibt.

Artikel 111

Mitteilung von Fahrplänen innerhalb von Fahrplangebieten

- (1) Jeder Scheduling Agent, ausgenommen die Scheduling Agents von Shipping Agents, legt dem ÜNB, der das Fahrplangebiet betreibt, auf dessen Ersuchen und gegebenenfalls einem Dritten folgende Fahrpläne vor:
- Erzeugungsfahrpläne;
 - Verbrauchsfahrpläne;
 - Fahrpläne für den regelzoneninternen Handel und
 - Fahrpläne für den regelzonenüberschreitenden Handel.
- (2) Jeder Scheduling Agent eines Shipping Agent oder gegebenenfalls einer Central Counterparty (CCP) legt dem ÜNB, der ein an der Marktkopplung beteiligtes Fahrplangebiet betreibt, auf Ersuchen des betreffenden ÜNB und gegebenenfalls einem Dritten folgende Fahrpläne vor:
- Fahrpläne für den regelzonenüberschreitenden Handel für
 - den multilateralen Austausch zwischen dem Fahrplangebiet und einer Gruppe anderer Fahrplangebiete
 - den bilateralen Austausch zwischen dem Fahrplangebiet und einem anderen Fahrplangebiet;
 - Fahrpläne für den regelzoneninternen Handel zwischen dem Shipping Agent und der Central Counterparty;
 - Fahrpläne für den regelzoneninternen Handel zwischen dem Shipping Agent und anderen Shipping Agents.

Artikel 112

Übereinstimmung von Fahrplänen

- (1) Jeder ÜNB, der ein Fahrplangebiet betreibt, prüft, ob die Fahrpläne für die Erzeugung, den Verbrauch und den regelzonenüberschreitenden Handel sowie die externen ÜNB-Fahrpläne in seinem Gebiet in der Summe ausgeglichen sind.
- (2) Bei externen ÜNB-Fahrplänen einigt sich jeder ÜNB mit dem betreffenden ÜNB auf die Werte des Fahrplans. Wird keine Einigung erzielt, gilt der niedrigere Wert.

(3) Beim bilateralen Austausch zwischen zwei Fahrplangebieten einigt sich jeder ÜNB mit dem betreffenden ÜNB auf die Fahrpläne für den externen gewerblichen Handel. Wird keine Einigung über die Werte der Fahrpläne für den gewerblichen Handel erzielt, gilt der niedrigere Wert.

(4) Alle ÜNB, die Fahrplangebiete betreiben, vergewissern sich, dass die aggregierten saldierten externen Fahrpläne zwischen allen Fahrplangebieten innerhalb des Synchrongebiets ausgeglichen sind. Wenn sich im Falle einer Unausgeglichenheit die ÜNB nicht auf die Werte der aggregierten saldierten externen Fahrpläne einigen können, gilt der niedrigere Wert.

(5) Jeder Fahrplanagent eines Shipping Agent oder gegebenenfalls einer Central Counterparty übermittelt den ÜNB auf deren Anfrage die Werte der Fahrpläne für den regelzonenüberschreitenden Handel jedes an der Marktkopplung beteiligten Fahrplangebiets in der Form aggregierter saldierter externer Fahrpläne.

(6) Jeder Scheduled Exchange Calculator übermittelt den ÜNB auf deren Anfrage die Werte in Bezug auf den fahrplanmäßigen Austausch im Zusammenhang mit den an der Marktkopplung beteiligten Fahrplangebieten in Form von aggregierten saldierten externen Fahrplänen, einschließlich des bilateralen Austauschs zwischen zwei Fahrplangebieten.

Artikel 113

Übermittlung von Informationen an andere ÜNB

(1) Auf das Ersuchen eines anderen ÜNB berechnet und übermittelt der ersuchte ÜNB Folgendes:

- a) aggregierte saldierte externe Fahrpläne und
- b) die AC-Nettoposition des Gebiets, wenn das Fahrplangebiet mit anderen Fahrplangebieten über Drehstromübertragungsleitungen verbunden ist.

(2) Soweit dies für die Erstellung gemeinsamer Netzmodelle erforderlich ist, übermittelt jeder ÜNB, der ein Fahrplangebiet betreibt, im Einklang mit Artikel 70 Absatz 1 einem ersuchenden ÜNB

- a) Erzeugungsfahrpläne und
- b) Verbrauchsfahrpläne.

TITEL 7

BETRIEBSPLANUNGS-DATENUMGEBUNG (OPDE) VON ENTSO (STROM)

Artikel 114

Allgemeine Bestimmungen für die OPDE von ENTSO (Strom)

(1) Innerhalb von 24 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erstellt und betreibt ENTSO (Strom) gemäß den Artikeln 115, 116 und 117 eine OPDE für die Speicherung, den Austausch und die Verwaltung aller relevanten Daten.

(2) Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung definieren alle ÜNB ein harmonisiertes Datenformat für den Datenaustausch, das integrierter Bestandteil der OPDE von ENTSO (Strom) wird.

(3) Alle ÜNB und regionalen Sicherheitskoordinatoren haben Zugang zu sämtlichen in der OPDE von ENTSO (Strom) enthaltenen Informationen.

(4) Bis zur Einrichtung der OPDE von ENTSO (Strom) können alle ÜNB relevante Daten untereinander und mit regionalen Sicherheitskoordinatoren austauschen.

(5) ENTSO (Strom) stellt für den Fall der Nichtverfügbarkeit der OPDE einen Betriebskontinuitätsplan auf.

*Artikel 115***Einzelnetzmodelle, gemeinsame Netzmodelle und Betriebssicherheitsanalyse**

- (1) In der OPDE von ENTSO (Strom) werden alle Einzelnetzmodelle und damit zusammenhängenden relevanten Informationen für alle in dieser Verordnung, in Artikel 14 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2015/1222 und in Artikel 9 der Verordnung (EU) 2016/1719 genannten relevanten Zeitbereiche gespeichert.
- (2) Die in der OPDE von ENTSO (Strom) enthaltenen Informationen zu Einzelnetzmodellen müssen es ermöglichen, diese zu gemeinsamen Netzmodellen zusammenzufassen.
- (3) Das für jeden Zeitbereich erstellte gemeinsame Netzmodell wird in der OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung gestellt.
- (4) Für den Year-Ahead-Zeitbereich werden die folgenden Informationen in der OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung gestellt:
 - a) ein Year-Ahead-Einzelnetzmodell pro ÜNB für jedes gemäß Artikel 66 entwickelte Szenario und
 - b) ein gemeinsames Year-Ahead-Netzmodell für jedes gemäß Artikel 67 entwickelte Szenario.
- (5) Für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich werden die folgenden Informationen in der OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung gestellt:
 - a) Day-Ahead- und Intraday-Einzelnetzmodelle pro ÜNB im Einklang mit der gemäß Artikel 70 Absatz 1 definierten Zeitauflösung;
 - b) fahrplanmäßiger Austausch zu den relevanten Zeitpunkten pro Fahrplangebiet oder pro Grenze eines Fahrplangebiets, je nachdem, was die ÜNB für relevant halten, und pro HGÜ-System zur Verbindung von Fahrplangebiets;
 - c) gemeinsame Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle im Einklang mit der gemäß Artikel 70 Absatz 1 definierten Zeitauflösung und
 - d) eine Liste mit vorbereiteten und vereinbarten Entlastungsmaßnahmen zur Bewältigung von Einschränkungen mit grenzüberschreitender Bedeutung.

*Artikel 116***Nichtverfügbarkeits-Koordination**

- (1) Die OPDE von ENTSO (Strom) umfasst ein Modul für die Speicherung und den Austausch aller für die Nichtverfügbarkeits-Koordination relevanten Informationen.
- (2) Die in Absatz 1 genannten Informationen müssen mindestens den Verfügbarkeitsstatus von relevanten Anlagen und die in Artikel 92 genannten Informationen zu Verfügbarkeitsplänen einschließen.

*Artikel 117***Systemleistungsbilanz**

- (1) Die OPDE von ENTSO (Strom) umfasst ein Modul für die Speicherung und den Austausch aller Informationen, die für eine koordinierte Leistungsbilanzanalyse relevant sind.
- (2) Die in Absatz 1 genannten Informationen schließen mindestens Folgendes ein:
 - a) die von jedem ÜNB bereitgestellten Daten zur Season-Ahead-Systemleistungsbilanz;
 - b) den Bericht über die Analyse der gesamteuropäischen Season-Ahead-Systemleistungsbilanz;
 - c) Prognosen für die Leistungsbilanz im Sinne des Artikels 104 und
 - d) Informationen über ein Leistungsbilanzdefizit im Sinne des Artikels 105 Absatz 4.

TEIL IV

LEISTUNGS-FREQUENZ-REGELUNG UND REGELRESERVEN

TITEL 1

BETRIEBSVEREINBARUNGEN*Artikel 118***Betriebsvereinbarungen für das Synchrongebiet**

- (1) Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erstellen alle ÜNB jedes Synchrongebiets gemeinsam Vorschläge für
- a) die FCR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 153;
 - b) weitere Eigenschaften für FCR gemäß Artikel 154 Absatz 2;
 - c) die qualitätsbestimmenden Frequenzparameter und die Frequenzqualitäts-Zielparameter gemäß Artikel 127;
 - d) für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa (KE) und Nordeuropa die Zielparameter für den FRCE für jeden LFR-Block gemäß Artikel 128;
 - e) die Methode zur Bewertung des Risikos der FCR-Ausschöpfung und der Entwicklung dieses Risikos im Synchrongebiet gemäß Artikel 131 Absatz 2;
 - f) den Synchrongebiets-Beobachter gemäß Artikel 133;
 - g) die Berechnung des Regelprogramms anhand der AC-Nettoposition des Gebiets mit einem gemeinsamen Rampenzeitraum für die ACE-Berechnung für Synchrongebiete mit mehr als einer LFR-Zone gemäß Artikel 136;
 - h) gegebenenfalls Beschränkungen für die Wirkleistungsabgabe von HGÜ-Verbindungsleitungen zwischen Synchrongebieten gemäß Artikel 137;
 - i) die LFR-Struktur gemäß Artikel 139;
 - j) gegebenenfalls die Methode zur Verringerung der Netzzeitabweichung gemäß Artikel 181;
 - k) wenn das Synchrongebiet von mehr als einem ÜNB betrieben wird, die spezifische Aufteilung der Zuständigkeiten auf die ÜNB gemäß Artikel 141;
 - l) die betrieblichen Verfahren bei FCR-Ausschöpfung gemäß Artikel 152 Absatz 7;
 - m) für die Synchrongebiete GB und IE/Ni Maßnahmen, die die Wiederherstellung der Energiespeicher gemäß Artikel 156 Absatz 6 Buchstabe b sicherstellen;
 - n) die betrieblichen Verfahren zur Verringerung der Netzfrequenzabweichung zwecks Wiederherstellung des Normalzustands des Netzes und Begrenzung des Risikos eines Notzustands gemäß Artikel 152 Absatz 10;
 - o) die Aufgaben und Zuständigkeiten der ÜNB, die ein IN-Verfahren, ein grenzübergreifendes FRR-Aktivierungsverfahren oder ein grenzübergreifendes RR-Aktivierungsverfahren gemäß Artikel 149 Absatz 2 einführen;
 - p) Anforderungen an die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Redundanz der technischen Infrastruktur gemäß Artikel 151 Absatz 2;
 - q) gemeinsame Regeln für den Betrieb im Normalzustand und im gefährdeten Zustand gemäß Artikel 152 Absatz 6 und die Maßnahmen gemäß Artikel 152 Absatz 15;
 - r) für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa den Mindestbringungszeitraum, der gemäß Artikel 156 Absatz 10 von den FCR-Anbietern einzuhalten ist;
 - s) für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die Annahmen und Methoden für die Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Artikel 156 Absatz 11;

- t) für andere Synchrongebiete als Kontinentaleuropa gegebenenfalls Grenzwerte für den FCR-Austausch zwischen den ÜNB gemäß Artikel 163 Absatz 2;
- u) die gemäß Artikel 165 Absatz 1 festgelegten Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB, des Reserven erhaltenden ÜNB und der betroffenen ÜNB hinsichtlich des Austauschs von FRR und RR;
- v) die gemäß Artikel 166 Absatz 1 festgelegten Aufgaben und Zuständigkeiten des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB, des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich der Teilung von FRR und RR;
- w) die gemäß Artikel 171 Absatz 2 festgelegten Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB, des Reserven erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich des Reserven austauschs zwischen Synchrongebieten sowie des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB, des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich der Reserveteilung zwischen Synchrongebieten;
- x) die gemäß Artikel 174 Absatz 2 festgelegte Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für die FCR-Teilung zwischen Synchrongebieten;
- y) für die Synchrongebiete GB und IE/NL die Methode zur Bestimmung der Mindestbereitstellung von Reservekapazität für FCR gemäß Artikel 174 Absatz 2 Buchstabe b;
- z) die gemäß Artikel 176 Absatz 1 festgelegte Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für den FRR-Austausch mit anderen Synchrongebieten und die gemäß Artikel 177 Absatz 1 festgelegte Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für die FRR-Teilung mit anderen Synchrongebieten und
- (aa) die gemäß Artikel 178 Absatz 1 festgelegte Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für den RR-Austausch mit anderen Synchrongebieten und die gemäß Artikel 179 Absatz 1 festgelegte Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für die RR-Teilung mit anderen Synchrongebieten.

(2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets müssen für die in Artikel 6 Absatz 3 Buchstabe d aufgeführten Methoden und Modalitäten die Genehmigung aller Regulierungsbehörden des betreffenden Synchrongebiets einholen. Innerhalb eines Monats nach Genehmigung dieser Methoden und Modalitäten schließen alle ÜNB jedes Synchrongebiets eine Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet, die innerhalb von drei Monaten nach Genehmigung der Methoden und Modalitäten in Kraft tritt.

Artikel 119

Betriebsvereinbarungen für den LFR-Block

- (1) Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erstellen alle ÜNB jedes LFR-Blocks zusammen gemeinsame Vorschläge für
- a) die FRCE-Zielparameter für jede gemäß Artikel 128 Absatz 4 festgelegte LFR-Zone, wenn der LFR-Block aus mehr als einer LFR-Zone besteht;
 - b) den LFR-Block-Beobachter gemäß Artikel 134 Absatz 1;
 - c) Rampenbeschränkungen für die Wirkleistungsabgabe gemäß Artikel 137 Absätze 3 und 4;
 - d) die spezifische Aufteilung der Zuständigkeiten innerhalb des LFR-Blocks auf die ÜNB gemäß Artikel 141 Absatz 9, wenn der LFR-Block von mehr als einem ÜNB betrieben wird;
 - e) gegebenenfalls die Ernennung des für die in Artikel 145 Absatz 6 genannten Aufgaben zuständigen ÜNB;
 - f) gemäß Artikel 151 Absatz 3 festgelegte zusätzliche Anforderungen an die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Redundanz der technischen Infrastruktur;
 - g) die betrieblichen Verfahren bei FRR- oder RR-Ausschöpfung gemäß Artikel 152 Absatz 8;
 - h) die gemäß Artikel 157 Absatz 1 festgelegten FRR-Dimensionierungsregeln;
 - i) die gemäß Artikel 160 Absatz 2 festgelegten RR-Dimensionierungsregeln;

- j) die gemäß Artikel 157 Absatz 3 und gegebenenfalls gemäß Artikel 160 Absatz 6 festgelegte spezifische Aufteilung der Zuständigkeiten, wenn der LFR-Block von mehr als einem ÜNB betrieben wird;
- k) das gemäß Artikel 157 Absatz 4 und gegebenenfalls gemäß Artikel 160 Absatz 7 festgelegten Eskalationsverfahren;
- l) die gemäß Artikel 158 Absatz 2 festgelegten FRR-Verfügbarkeitsanforderungen und Anforderungen an die Regelqualität und gegebenenfalls die gemäß Artikel 161 Absatz 2 festgelegten RR-Verfügbarkeitsanforderungen und die Anforderungen an die Regelqualität;
- m) gegebenenfalls die gemäß Artikel 163 Absatz 2, Artikel 167 und Artikel 169 Absatz 2 festgelegten Grenzwerte für den FCR-Austausch zwischen den LFR-Zonen der verschiedenen LFR-Blöcken innerhalb des Synchrongebiets Kontinentaleuropa und den Austausch von FRR oder RR zwischen den LFR-Zonen eines LFR-Blocks innerhalb eines aus mehr als einem LFR-Block bestehenden Synchrongebiets;
- n) die gemäß Artikel 165 Absatz 6 festgelegten Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB, des Reserven erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich des Austauschs von FRR und/oder RR mit ÜNB anderer LFR-Blöcke;
- o) die gemäß Artikel 166 Absatz 7 festgelegten Aufgaben und Zuständigkeiten des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB, des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich der Teilung von FRR und RR;
- p) die gemäß Artikel 175 Absatz 2 festgelegten Aufgaben und Zuständigkeiten des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB, des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich der Teilung von FRR und RR mit anderen Synchrongebieten;
- q) Abstimmungsmaßnahmen zur Verringerung des FRCE gemäß Artikel 152 Absatz 14 und
- r) Maßnahmen zur Verringerung des FRCE gemäß Artikel 152 Absatz 16, die Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten umfassen.

(2) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks müssen für die in Artikel 6 Absatz 3 Buchstabe e aufgeführten Methoden und Modalitäten die Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden des betreffenden Synchrongebiets einholen. Innerhalb eines Monats nach Genehmigung dieser Methoden und Modalitäten schließen alle ÜNB jedes LFR-Blocks eine Betriebsvereinbarung für den LFR-Block, die innerhalb von drei Monaten nach Genehmigung der Methoden und Modalitäten in Kraft tritt.

Artikel 120

Betriebsvereinbarung für die LFR-Zone

Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung schließen alle ÜNB jeder LFR-Zone eine Betriebsvereinbarung für die Zone, die mindestens Folgendes enthält:

- a) die spezifische Aufteilung der Zuständigkeiten auf die ÜNB innerhalb der LFR-Zone gemäß Artikel 141 Absatz 8;
- b) die Benennung des ÜNB, der gemäß Artikel 143 Absatz 4 für die Umsetzung und die Einführung des Frequenzwiederherstellungsprozesses verantwortlich ist

Artikel 121

Betriebsvereinbarung für das Monitoring-Gebiet

Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung schließen alle ÜNB jedes Monitoring-Gebiets eine Betriebsvereinbarung für das Gebiet, die gemäß Artikel 141 Absatz 7 mindestens die Aufteilung der Zuständigkeiten auf die ÜNB desselben Monitoring-Gebiets enthält.

Artikel 122

IN-Vereinbarung

Alle ÜNB, die an demselben IN-Verfahren teilnehmen, schließen eine IN-Vereinbarung gemäß Artikel 149 Absatz 3, die mindestens die Aufgaben und Zuständigkeiten der ÜNB enthält.

*Artikel 123***Vereinbarung über die grenzübergreifende FRR-Aktivierung**

Alle ÜNB, die an demselben grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahren teilnehmen, schließen eine Vereinbarung über die grenzübergreifende FRR-Aktivierung gemäß Artikel 149 Absatz 3, die mindestens die Aufgaben und Zuständigkeiten der ÜNB enthält.

*Artikel 124***Vereinbarung über die grenzübergreifende RR-Aktivierung**

Alle ÜNB, die an demselben grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahren teilnehmen, schließen eine Vereinbarung über die grenzübergreifende RR-Aktivierung gemäß Artikel 149 Absatz 3, die mindestens die Aufgaben und Zuständigkeiten der ÜNB enthält.

*Artikel 125***Regelreserventeilungsvereinbarung**

Alle ÜNB, die an derselben Teilung von FCR, FRR oder RR teilnehmen, schließen eine Teilungsvereinbarung, in der mindestens Folgendes festgehalten ist:

- a) im Falle der Teilung von FRR oder RR innerhalb eines Synchrongebiets die Aufgaben und Zuständigkeiten des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB, des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB und der betroffenen ÜNB gemäß Artikel 165 Absatz 3 oder
- b) im Falle der Teilung von Regelreserven mit anderen Synchrongebieten die Aufgaben und Zuständigkeiten des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB gemäß Artikel 171 Absatz 4 und gemäß Artikel 171 Absatz 9 die Verfahren für den Fall, dass die Regelreserventeilung mit anderen Synchrongebieten in Echtzeit fehlschlägt.

*Artikel 126***Regelreservenaustauschvereinbarung**

Alle ÜNB, die an demselben Austausch von FCR, FRR oder RR teilnehmen, schließen eine Austauschvereinbarung, in der mindestens Folgendes festgehalten ist:

- a) im Falle des Austauschs von FRR oder RR innerhalb eines Synchrongebiets die Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB und des Reserven erhaltenden ÜNB gemäß Artikel 165 Absatz 3 oder
- b) im Falle des Regelreservenaustauschs mit anderen Synchrongebieten die Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB und des Reserven erhaltenden ÜNB gemäß Artikel 171 Absatz 4 sowie gemäß Artikel 171 Absatz 9 die Verfahren für den Fall, dass der Regelreservenaustausch mit anderen Synchrongebieten in Echtzeit fehlschlägt.

TITEL 2

FREQUENZQUALITÄT*Artikel 127***Qualitätsbestimmende Frequenzparameter und Frequenzqualitäts-Zielparameter**

- (1) Die qualitätsbestimmenden Frequenzparameter sind
 - a) die Nennfrequenz für alle Synchrongebiete;
 - b) der Standardfrequenzbereich für alle Synchrongebiete;

- c) die maximale momentane Frequenzabweichung für alle Synchrongebiete;
 - d) die maximale Frequenzabweichung in stationärem Zustand für alle Synchrongebiete;
 - e) die Frequenzwiederherstellungszeit für alle Synchrongebiete;
 - f) die Frequenzerholungszeit für die Synchrongebiete GB und IE/NL;
 - g) der Frequenzwiederherstellungsbereich für die Synchrongebiete GB, IE/NL und Nordeuropa;
 - h) der Frequenzerholungsbereich für die Synchrongebiete GB und IE und
 - i) die Auslösezeit des gefährdeten Zustands für alle Synchrongebiete.
- (2) Die Nennfrequenz für alle Synchrongebiete ist 50 Hz.
- (3) Die Standardwerte der qualitätsbestimmenden Frequenzparameter in Absatz 1 sind in Anhang III Tabelle 1 enthalten.
- (4) Der Frequenzqualitäts-Zielparameter ist die maximale Anzahl Minuten außerhalb des Standardfrequenzbereichs pro Jahr und Synchrongebiet; sein Standardwert für alle Synchrongebiete ist in Anhang III Tabelle 2 enthalten.
- (5) Die Werte der qualitätsbestimmenden Frequenzparameter in Anhang III Tabelle 1 und der Frequenzqualitäts-Zielparameter in Anhang III Tabelle 2 gelten, soweit nicht alle ÜNB eines Synchrongebiets gemäß den Absätzen 6, 7 und 8 andere Werte vorschlagen.
- (6) Alle ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa sind berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet andere Werte als die des Anhangs III Tabellen 1 und 2 vorzuschlagen in Bezug auf:
- a) die Auslösezeit des gefährdeten Zustands;
 - b) die maximale Anzahl Minuten außerhalb des Standardfrequenzbereichs.
- (7) Alle ÜNB der Synchrongebiete GB und IE/NL sind berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet andere Werte als die des Anhangs III Tabellen 1 und 2 vorzuschlagen in Bezug auf:
- a) die Frequenzwiederherstellungszeit;
 - b) die Auslösezeit des gefährdeten Zustands; und
 - c) die maximale Anzahl Minuten außerhalb des Standardfrequenzbereichs.
- (8) Der Vorschlag für abweichende Werte gemäß den Absätzen 6 und 7 muss auf einer Auswertung der über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr aufgezeichneten Werte der Netzfrequenz und auf der Entwicklung des Synchrongebiets basieren und die folgenden Bedingungen erfüllen:
- a) Bei der vorgeschlagenen Abweichung von den qualitätsbestimmenden Frequenzparametern in Anhang III Tabelle 1 oder vom Frequenzqualitäts-Zielparameter in Anhang III Tabelle 2 ist Folgendes zu berücksichtigen:
 - i) die anhand des Verbrauchs und der Erzeugung im Synchrongebiet sowie der Schwungmasse des Synchrongebiets bestimmte Netzgröße;
 - ii) der Referenzstörfall;
 - iii) die Netzstruktur und/oder die Netztopologie;
 - iv) Last- und Erzeugungsverhalten;
 - v) die Anzahl und die Reaktion von Stromerzeugungsanlagen mit beschränkt frequenzabhängigem Modus — Überfrequenz und beschränkt frequenzabhängigem Modus — Unterfrequenz gemäß der Definition in Artikel 13 Absatz 2 und Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2016/631;

- vi) die Anzahl und die Reaktion von Verbrauchseinheiten, die mit aktivierter lastseitiger Steuerung zur Frequenzregelung oder lastseitiger Steuerung zur sehr schnellen Wirkleistungsregelung gemäß der Definition in den Artikeln 29 und 30 der Verordnung (EU) 2016/1388 betrieben werden, und
 - vii) die technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten;
- b) alle ÜNB eines Synchrongebiets müssen die Öffentlichkeit zu der Frage konsultieren, wie sich die vorgeschlagene Abweichung von den qualitätsbestimmenden Frequenzparametern in Anhang III Tabelle 1 oder den Frequenzqualitäts-Zielparametern in Anhang III Tabelle 2 auf die Beteiligten auswirkt.
- (9) Alle ÜNB bemühen sich, die Werte der qualitätsbestimmenden Frequenzparameter und der Frequenzqualitäts-Zielparameter einzuhalten. Alle ÜNB überprüfen die Einhaltung der Frequenzqualitäts-Zielparameter mindestens einmal jährlich.

Artikel 128

FRCE-Zielparameter

- (1) Alle ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa legen mindestens einmal jährlich in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Werte des FRCE-Bereichs der Stufe 1 und des FRCE-Bereichs der Stufe 2 für jeden LFR-Block der Synchrongebiete fest.
- (2) Falls die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa aus mehr als einem LFR-Block bestehen, sorgen alle ÜNB dieser Gebiete dafür, dass gemäß Artikel 153 die FRCE-Bereiche der Stufen 1 und 2 der LFR-Blöcke dieser Synchrongebiete proportional zur Quadratwurzel der Summe der anfänglichen FCR-Verpflichtungen der die LFR-Blöcke bildenden ÜNB sind.
- (3) Alle ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa bemühen sich für jeden LFR-Block des Synchrongebiets, die folgenden FRCE-Zielparameter einzuhalten:
- a) die Anzahl der Zeitintervalle pro Jahr außerhalb des FRCE-Bereichs der Stufe 1 innerhalb eines Zeitintervalls, das der Frequenzwiederherstellungszeit entspricht, beträgt weniger als 30 % der Zeitintervalle des Jahres und
 - b) die Anzahl der Zeitintervalle pro Jahr außerhalb des FRCE-Bereichs der Stufe 2 innerhalb eines Zeitintervalls, das der Frequenzwiederherstellungszeit entspricht, beträgt weniger als 5 % der Zeitintervalle des Jahres.
- (4) Besteht ein LFR-Block aus mehr als einer LFR-Zone, so legen alle ÜNB des LFR-Blocks in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block die Werte für die FRCE-Zielparameter für jede LFR-Zone fest.
- (5) Für die Synchrongebiete GB und IE/NI beträgt der FRCE-Bereich der Stufe 1 200 mHz oder mehr und der FRCE-Bereich der Stufe 2 500 mHz oder mehr.
- (6) Alle ÜNB der Synchrongebiete GB und IE/NI bemühen sich, die folgenden FRCE-Zielparameter eines Synchrongebiets einzuhalten:
- a) die maximale Zahl von Zeitintervallen außerhalb des FRCE-Bereichs der Stufe 1 pro Jahr beträgt höchstens den in Anhang IV in der Tabelle als Prozentsatz der Zeitintervalle pro Jahr angegebenen Wert;
 - b) die maximale Zahl von Zeitintervallen außerhalb des FRCE-Bereichs der Stufe 2 pro Jahr beträgt höchstens den in Anhang IV in der Tabelle als Prozentsatz der Zeitintervalle pro Jahr angegebenen Wert;
- (7) Alle ÜNB überprüfen mindestens einmal jährlich, dass die FRCE-Zielparameter eingehalten werden.

Artikel 129

Kriterienanwendungsverfahren für die Frequenzqualität

Das Kriterienanwendungsverfahren für die Frequenzqualität umfasst

- a) die Erhebung von Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten und
- b) die Berechnung von Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien.

*Artikel 130***Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten**

- (1) Die Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten sind
 - a) für das Synchrongebiet
 - i) die momentanen Frequenzdaten und
 - ii) die momentanen Frequenzabweichungsdaten;
 - b) für jeden LFR-Block des Synchrongebiets die momentanen FRCE-Daten.
- (2) Die Messgenauigkeit der momentanen Frequenzdaten und der momentanen FRCE-Daten beträgt mindestens 1 mHz, sofern sie in Hz gemessen werden.

*Artikel 131***Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien**

- (1) Die Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien umfassen
 - a) für das Synchrongebiet beim Betrieb im Normalzustand oder im gefährdeten Zustand gemäß Artikel 18 Absätze 1 und 2 auf monatlicher Basis für die momentanen Frequenzdaten
 - i) den Mittelwert;
 - ii) die Standardabweichung;
 - iii) das 1., 5., 10., 90., 95. und 99. Perzentil;
 - iv) die Gesamtzeit, in der der Absolutwert der momentanen Frequenzabweichung höher war als die Standardfrequenzabweichung, wobei zwischen negativen und positiven momentanen Frequenzabweichungen zu unterscheiden ist;
 - v) die Gesamtzeit, in der der Absolutwert der momentanen Frequenzabweichung höher war als die maximale momentane Frequenzabweichung, wobei zwischen negativen und positiven momentanen Frequenzabweichungen zu unterscheiden ist;
 - vi) die Anzahl der Fälle, in denen der Absolutwert der momentanen Frequenzabweichung des Synchrongebiets 200 % der Standardfrequenzabweichung überstieg und die momentane Frequenzabweichung — im Falle des Synchrongebiets Kontinentaleuropa — nicht innerhalb der Frequenzwiederherstellungszeit auf 50 % der Standardfrequenzabweichung bzw. — im Falle der Synchrongebiete GB, IE/NI und Nordeuropa — in den Frequenzwiederherstellungsbereich zurückgeführt wurde. Bei den Daten wird zwischen negativen und positiven Frequenzabweichungen unterschieden;
 - vii) für die Synchrongebiete GB und IE/NI die Zahl der Fälle, in denen der Absolutwert der momentanen Frequenzabweichung außerhalb des Frequenzerholungsbereichs lag und nicht innerhalb der Frequenzerholungszeit in diesen Bereich zurückgeführt wurde, wobei zwischen negativen und positiven Frequenzabweichungen unterschieden wird;
 - b) für jeden LFR-Block des Synchrongebiets Kontinentaleuropa oder Nordeuropa beim Betrieb im Normalzustand oder im gefährdeten Zustand gemäß Artikel 18 Absätze 1 und 2 auf monatlicher Basis:
 - i) für einen Datensatz, der die Mittelwerte des FRCE des LFR-Blocks für Zeitintervalle enthält, die der Frequenzwiederherstellungszeit entsprechen:
 - den Mittelwert;
 - die Standardabweichung;
 - das 1., 5., 10., 90., 95. und 99. Perzentil;
 - die Anzahl der Zeitintervalle, in denen der Mittelwert des FRCE außerhalb des FRCE-Bereichs der Stufe 1 lag, wobei zwischen negativen und positiven FRCE unterschieden wird, und
 - die Anzahl der Zeitintervalle, in denen der Mittelwert des FRCE außerhalb des FRCE-Bereichs der Stufe 2 lag, wobei zwischen negativen und positiven FRCE unterschieden wird;

- ii) für einen Datensatz, der die Mittelwerte des FRCE des LFR-Blocks für Zeitintervalle mit einer Länge von einer Minute enthält: die Zahl der Fälle pro Monat, in denen der FRCE 60 % der FRR-Kapazität überstieg und nicht innerhalb der Frequenzwiederherstellungszeit auf 15 % der FRR-Kapazität zurückgeführt wurde, wobei zwischen negativen und positiven FRCE unterschieden wird;
- c) für die LFR-Blöcke des Synchrongebiets GB oder IE/NI beim Betrieb im Normalzustand oder im gefährdeten Zustand gemäß Artikel 18 Absätze 1 und 2 auf Monatsbasis und für einen Datensatz, der die Mittelwerte des FRCE des LFR-Blocks in Zeitintervallen mit einer Länge von einer Minute enthält: die Zahl der Fälle, in denen der Absolutwert des FRCE die maximale Frequenzabweichung in stationärem Zustand überstieg und der FRCE nicht innerhalb der Frequenzwiederherstellungszeit auf 10 % der maximalen Frequenzabweichung in stationärem Zustand zurückgeführt wurde, wobei zwischen negativen und positiven FRCE unterschieden wird.

(2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet eine gemeinsame Methode zur Bewertung des Risikos und der Entwicklung des Risikos der Ausschöpfung von FCR in dem Synchrongebiet fest. Diese Methode wird mindestens einmal jährlich angewandt und stützt sich zumindest auf die historischen Daten zur momentanen Netzfrequenz für nicht weniger als ein Jahr. Alle ÜNB jedes Synchrongebiets stellen die für diese Bewertung erforderlichen Eingangsdaten bereit.

Artikel 132

Datenerhebungs- und -bereitstellungsverfahren

- (1) Das Datenerhebungs- und -bereitstellungsverfahren umfasst Folgendes:
 - a) Messungen der Netzfrequenz;
 - b) Berechnung der Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten und
 - c) Bereitstellung der Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten für das Kriterienanwendungsverfahren für die Frequenzqualität.
- (2) Das Datenerhebungs- und -bereitstellungsverfahren wird von dem gemäß Artikel 133 benannten Synchrongebiets-Beobachter durchgeführt.

Artikel 133

Synchrongebiets-Beobachter

- (1) Alle ÜNB eines Synchrongebiets benennen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet einen ÜNB dieses Synchrongebiets als Synchrongebiets-Beobachter.
- (2) Der Synchrongebiets-Beobachter führt das in Artikel 132 genannte Datenerhebungs- und -bereitstellungsverfahren des Synchrongebiets durch.
- (3) Der Synchrongebiets-Beobachter führt das in Artikel 129 genannte Kriterienanwendungsverfahren für die Frequenzqualität durch.
- (4) Der Synchrongebiets-Beobachter erhebt die Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten für sein Synchrongebiet und führt alle drei Monate sowie binnen drei Monaten nach Ablauf des Untersuchungszeitraums das Kriterienanwendungsverfahren für die Frequenzqualität durch, das auch die Berechnung der Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien umfasst.

Artikel 134

LFR-Block-Beobachter

- (1) Alle ÜNB eines LFR-Blocks benennen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block einen ÜNB als LFR-Block-Beobachter.

- (2) Der LFR-Block-Beobachter erhebt die Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten zu dem LFR-Block im Einklang mit dem in Artikel 129 genannten Kriterienanwendungsverfahren für die Frequenzqualität.
- (3) Jeder ÜNB einer LFR-Zone stellt dem LFR-Block-Beobachter die für die Erhebung der Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten zu dem LFR-Block erforderlichen Messwerte der LFR-Zone bereit.
- (4) Der LFR-Block-Beobachter stellt die Frequenzqualitäts-Bewertungsdaten zu dem LFR-Block und seiner LFR-Zone alle drei Monate sowie binnen zwei Monaten nach Ablauf des Untersuchungszeitraums zur Verfügung.

Artikel 135

Informationen zum Last- und Erzeugungsverhalten

Im Einklang mit Artikel 40 kann jeder anschließende ÜNB von SNN die notwendigen Informationen anfordern, um das Last- und Erzeugungsverhalten im Zusammenhang mit Ungleichgewichten zu überwachen. Zu diesen Informationen kann Folgendes zählen:

- a) der mit einem Zeitstempel versehene Wirkleistungssollwert für den Echtzeit- und den künftigen Betrieb und
- b) die mit einem Zeitstempel versehene Wirkleistungsabgabe insgesamt.

Artikel 136

Rampenzeitraum innerhalb des Synchrongebiets

Alle ÜNB jedes Synchrongebiets mit mehr als einer LFR-Zone legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet einen gemeinsamen Rampenzeitraum für die aggregierten saldierten Fahrpläne zwischen den LFR-Zonen in dem Synchrongebiet fest. Die Berechnung des Regelprogramms anhand der AC-Nettoposition des Gebiets für die ACE-Berechnung erfolgt mit dem gemeinsamen Rampenzeitraum.

Artikel 137

Rampenbeschränkungen für die Wirkleistungsabgabe

- (1) Alle ÜNB von zwei Synchrongebieten sind berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet Beschränkungen für die Wirkleistungsabgabe von HGÜ-Verbindungsleitungen zwischen Synchrongebieten festzulegen, um deren Einfluss auf die Einhaltung der Frequenzqualitäts-Zielparameter des Synchrongebiets zu begrenzen, indem sie eine kombinierte maximale Rampengeschwindigkeit für alle HGÜ-Verbindungsleitungen zwischen Synchrongebieten bestimmen.
- (2) Die Beschränkungen in Absatz 1 gelten nicht für das IN, die Frequenzkopplung sowie die grenzübergreifende FRR- und RR-Aktivierung über HGÜ-Verbindungsleitungen.
- (3) Alle ÜNB mit Anschluss an eine HGÜ-Verbindungsleitung sind berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block gemeinsame Beschränkungen für die Wirkleistungsabgabe der betreffenden HGÜ-Verbindungsleitung zu bestimmen, um deren Einfluss auf die Einhaltung der FRCE-Zielparameter der angeschlossenen LFR-Blöcke zu begrenzen, indem sie Rampenzeiträume und/oder maximale Rampengeschwindigkeiten für diese HGÜ-Verbindungsleitung festlegen. Diese gemeinsamen Beschränkungen gelten nicht für das IN, die Frequenzkopplung sowie die grenzübergreifende FRR- und RR-Aktivierung über HGÜ-Verbindungsleitungen. Alle ÜNB eines Synchrongebiets koordinieren diese Maßnahmen innerhalb des Synchrongebiets.
- (4) Alle ÜNB eines LFR-Blocks sind berechtigt, unter Berücksichtigung der technischen Beschränkungen von Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block die folgenden Maßnahmen festzulegen, um zur Einhaltung der FRCE-Zielparameter des LFR-Blocks beizutragen und deterministische Frequenzabweichungen zu verringern:
- a) Vorgaben für Rampenzeiträume und/oder maximale Rampengeschwindigkeiten von Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten;

- b) Vorgaben für individuelle Rampenstartzeiten für Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten innerhalb des LFR-Blocks und
- c) Koordination der Rampen der Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchseinheiten und des Wirkleistungsverbrauchs innerhalb des LFR-Blocks.

Artikel 138

Abhilfemaßnahmen

Wenn die für ein Kalenderjahr berechneten Werte für die Frequenzqualitäts-Zielparameter oder die FRCE-Zielparameter außerhalb der für das Synchrongebiet oder den LFR-Block festgelegten Zielwerte liegen, müssen alle ÜNB des betreffenden Synchrongebiets bzw. des relevanten LFR-Blocks

- a) prüfen, ob die Frequenzqualitäts-Zielparameter oder die FRCE-Zielparameter außerhalb der für das Synchrongebiet oder den LFR-Block festgelegten Zielwerte bleiben werden und, wenn Gründe für die Annahme bestehen, dass dies der Fall sein könnte, die Ursachen prüfen und Empfehlungen erarbeiten und
- b) Abhilfemaßnahmen erarbeiten, um sicherzustellen, dass die Zielwerte für das Synchrongebiet oder für den LFR-Block künftig eingehalten werden können.

TITEL 3

LEISTUNGS-FREQUENZ-REGELUNGSSTRUKTUR

Artikel 139

Grundlegende Struktur

- (1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Leistungs-Frequenz-Regelungsstruktur für das Synchrongebiet fest. Jeder ÜNB ist für die Einführung der Leistungs-Frequenz-Regelungsstruktur seines Synchrongebiets und für den damit in Einklang erfolgenden Betrieb verantwortlich.
- (2) Die Leistungs-Frequenz-Regelungsstruktur jedes Synchrongebiets umfasst Folgendes:
 - a) eine Prozessstruktur zur Aktivierung von Reserven gemäß Artikel 140 und
 - b) eine Prozess-Zuständigkeitsstruktur gemäß Artikel 141.

Artikel 140

Prozessstruktur zur Aktivierung von Reserven

- (1) Die Prozessstruktur zur Aktivierung von Reserven umfasst Folgendes:
 - a) einen FHP gemäß Artikel 142,
 - b) einen FWP gemäß Artikel 143 und
 - c) für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa ein Zeitregelungsverfahren gemäß Artikel 181.
- (2) Die Prozessstruktur zur Aktivierung von Reserven kann Folgendes umfassen:
 - a) einen ERP gemäß Artikel 144;
 - b) ein IN-Verfahren gemäß Artikel 146;
 - c) ein grenzübergreifendes FRR-Aktivierungsverfahren gemäß Artikel 147;
 - d) ein grenzübergreifendes RR-Aktivierungsverfahren gemäß Artikel 148 und
 - e) für andere Synchrongebiete als das Synchrongebiet Kontinentaleuropa ein Zeitregelungsverfahren gemäß Artikel 181.

Artikel 141

Prozess-Zuständigkeitsstruktur

- (1) Bei der Festlegung der Prozess-Zuständigkeitsstruktur berücksichtigen alle ÜNB jedes Synchrongebiets zumindest die folgenden Kriterien:
- die Größe und die Gesamtschwingmasse des Synchrongebiets, einschließlich der gesamten synthetischen Schwingmasse,
 - die Netzstruktur und/oder die Netztopologie und
 - das Verhalten von Last, Erzeugung und HGÜ-Systemen.
- (2) Innerhalb von vier Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB eines Synchrongebiets zusammen einen gemeinsamen Vorschlag zur Bestimmung der LFR-Blöcke, der folgende Anforderungen erfüllen muss:
- ein Monitoring-Gebiet entspricht nur einer LFR-Zone oder ist Teil nur einer LFR-Zone;
 - eine LFR-Zone entspricht nur einem LFR-Block oder ist Teil nur eines LFR-Blocks;
 - ein LFR-Block entspricht nur einem Synchrongebiet oder ist Teil nur eines Synchrongebiets, und
 - jedes Netzbetriebsmittel ist Teil nur eines Monitoring-Gebiets, nur einer LFR-Zone und nur eines LFR-Blocks.
- (3) Alle ÜNB jedes Monitoring-Gebiets berechnen und beobachten fortlaufend den Echtzeit-Wirkleistungsaustausch des Monitoring-Gebiets.
- (4) Alle ÜNB jeder LFR-Zone
- beobachten fortlaufend den FRCE der LFR-Zone;
 - führen einen FWP für die LFR-Zone ein und wenden ihn an;
 - bemühen sich, die in Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter für die LFR-Zone zu erreichen, und
 - sind berechtigt, ein oder mehrere der in Artikel 140 Absatz 2 genannten Verfahren einzuführen.
- (5) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks
- bemühen sich, die in Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter für den LFR-Block zu erreichen, und
 - halten die FRR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 157 und die RR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 160 ein.
- (6) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets
- führen einen FHP für das Synchrongebiet ein und wenden ihn an;
 - halten die FCR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 153 ein und
 - bemühen sich, die Frequenzqualitäts-Zielparameter gemäß Artikel 127 zu erreichen.
- (7) Alle ÜNB jedes Monitoring-Gebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Monitoring-Gebiet die Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erfüllung der Verpflichtung gemäß Absatz 3 zwischen den ÜNB in dem Monitoring-Gebiet fest.
- (8) Alle ÜNB jeder LFR-Zone legen in der Betriebsvereinbarung für die LFR-Zone die Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß Absatz 4 zwischen den ÜNB in der LFR-Zone fest.
- (9) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block die Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß Absatz 5 zwischen den ÜNB in dem LFR-Block fest.
- (10) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß Absatz 6 zwischen den ÜNB in dem Synchrongebiet fest.
- (11) Alle ÜNB zweier oder mehrerer über Verbindungsleitungen miteinander verbundener LFR-Zonen sind berechtigt, einen LFR-Block zu bilden, sofern die Anforderungen an einen LFR-Block gemäß Absatz 5 erfüllt sind.

*Artikel 142***Frequenzhaltungsprozess (FHP)**

- (1) Das Regelungsziel des FHP ist die Stabilisierung der Netzfrequenz durch die Aktivierung von FCR.
- (2) Die Kennlinie der FCR-Aktivierung in einem Synchrongebiet muss eine monotone Abnahme der FCR-Aktivierung in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung widerspiegeln.

*Artikel 143***Frequenzwiederherstellungsprozess (FWP)**

- (1) Regelungsziel des FWP ist es,
 - a) den FRCE innerhalb der Frequenzwiederherstellungszeit gegen null zu regeln;
 - b) im Falle der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die aktivierte FCR gemäß Artikel 145 schrittweise durch die Aktivierung von FRR zu ersetzen.
- (2) Der FRCE ist
 - a) der ACE einer LFR-Zone, wenn es in einem Synchrongebiet mehr als eine LFR-Zone gibt, oder
 - b) die Frequenzabweichung, wenn eine LFR-Zone dem LFR-Block und dem Synchrongebiet entspricht.
- (3) Der ACE einer LFR-Zone wird berechnet als die Summe des Produkts des K-Faktors der LFR-Zone und der Frequenzabweichung, abzüglich
 - a) des gesamten Wirkleistungsflusses der Verbindungsleitungen und der Istwertaufschaltungen und
 - b) des Regelprogramms gemäß Artikel 136.
- (4) Wenn eine LFR-Zone aus mehr als einem Monitoring-Gebiet besteht, benennen alle ÜNB der LFR-Zone in der Betriebsvereinbarung für die LFR-Zone einen ÜNB, der für die Einführung und die Durchführung des Frequenzwiederherstellungsprozesses verantwortlich ist.
- (5) Wenn eine LFR-Zone aus mehr als einem Monitoring-Gebiet besteht, muss der Frequenzwiederherstellungsprozess dieser LFR-Zone es ermöglichen, den Wirkleistungsaustausch jedes Monitoring-Gebiets auf einen Wert zu regeln, der auf der Basis einer Echtzeit-Betriebssicherheitsanalyse als sicher ermittelt wurde.

*Artikel 144***Ersatzreserven-Prozess (ERP)**

- (1) Das Regelungsziel des ERP besteht darin, durch die Aktivierung von RR mindestens eines der folgenden Ziele zu erreichen:
 - a) die schrittweise Wiederherstellung der aktivierten FRR;
 - b) die Unterstützung der FRR-Aktivierung;
 - c) im Falle der Synchrongebiete GB und IE/NI die schrittweise Wiederherstellung der aktivierten FCR und FRR.
- (2) Der ERP wird durch Anweisungen zur manuellen RR-Aktivierung durchgeführt, damit das Regelungsziel gemäß Absatz 1 erreicht wird.

*Artikel 145***Automatischer und manueller Frequenzwiederherstellungsprozess**

- (1) Jeder ÜNB jeder LFR-Zone führt einen automatischen Frequenzwiederherstellungsprozess („aFWP“) und einen manuellen Frequenzwiederherstellungsprozess („mFWP“) ein.

(2) Innerhalb von zwei Jahren nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung können die ÜNB der Synchrongebiete GB und IE/NL ihren zuständigen Regulierungsbehörden jeweils einen Vorschlag vorlegen, in dem sie beantragen, keinen aFWP einzuführen. Diese Vorschläge müssen eine Kosten-Nutzen-Analyse enthalten, aus der hervorgeht, dass die Kosten der Einführung eines aFWP größer wären als der Nutzen. Falls der Vorschlag von den zuständigen Regulierungsbehörden genehmigt wird, wird die Entscheidung mindestens alle vier Jahre von den jeweiligen ÜNB und Regulierungsbehörden erneut geprüft.

(3) Wenn eine LFR-Zone aus mehr als einem Monitoring-Gebiet besteht, legen alle ÜNB der LFR-Zone in der Betriebsvereinbarung für die LFR-Zone ein Verfahren für die Einführung eines aFWP und eines mFWP fest. Wenn ein LFR-Block aus mehr als einer LFR-Zone besteht, legen alle ÜNB der LFR-Zonen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block ein Verfahren für die Einführung eines mFWP fest.

(4) Der aFWP muss als geschlossener Regelkreis funktionieren, wobei der FRCE ein Eingangswert und der Sollwert für die automatische FRR-Aktivierung ein Ausgangswert ist. Der Sollwert für die automatische FRR-Aktivierung wird von einem einzigen Leistungs-Frequenz-Regler berechnet, der von einem ÜNB innerhalb seiner LFR-Zone betrieben wird. Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa gilt hinsichtlich des Frequenzwiederherstellungsreglers Folgendes:

- a) Bei ihm handelt es sich um einen automatischen Regler, der so ausgelegt ist, dass er den FRCE auf null reduziert;
- b) sein Verhalten ist proportional-integral;
- c) er verfügt über einen Regelalgorithmus, durch den verhindert wird, dass der Integral-Anteil eines PI-Reglers den Regelfehler kumuliert und überschreitet, und
- d) er weist Funktionen für außergewöhnliche Betriebszustände für den Warn- und den Notzustand auf.

(5) Der mFWP wird durch Anweisungen zur manuellen FRR-Aktivierung durchgeführt, damit das Regelungsziel gemäß Artikel 143 Absatz 1 erreicht wird.

(6) Zusätzlich zur Einführung eines aFWP in den LFR-Zonen sind alle ÜNB eines LFR-Blocks, der aus mehr als einer LFR-Zone besteht, berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block einen ÜNB des LFR-Blocks zu benennen, der

- a) den FRCE des gesamten LFR-Blocks berechnet und beobachtet und
- b) den FRCE des gesamten LFR-Blocks für die Berechnung des Sollwerts für die aFRR-Aktivierung gemäß Artikel 143 Absatz 3 zusätzlich zum FRCE seiner LFR-Zone berücksichtigt.

Artikel 146

IN-Verfahren

(1) Regelungsziel des IN-Verfahrens ist es, die Menge der gleichzeitigen, gegenläufigen FRR-Aktivierungen der verschiedenen teilnehmenden LFR-Zonen durch den IN-Leistungsaustausch zu verringern.

(2) Jeder ÜNB ist berechtigt, durch den Abschluss einer IN-Vereinbarung das IN-Verfahren für die LFR-Zonen in demselben LFR-Block, zwischen verschiedenen LFR-Blöcken oder zwischen verschiedenen Synchrongebieten einzuführen.

(3) Die ÜNB führen das IN-Verfahren in einer Weise ein, durch die Folgendes nicht beeinträchtigt wird:

- a) die Stabilität des FHP des Synchrongebiets bzw. der Synchrongebiete, das/die am IN-Verfahren beteiligt ist/sind;
- b) die Stabilität des FWP und des ERP jeder LFR-Zone, die von den teilnehmenden oder betroffenen ÜNB betrieben wird, und
- c) die Betriebssicherheit.

(4) Die ÜNB nehmen den IN-Leistungsaustausch zwischen den LFR-Zonen eines Synchrongebiets auf mindestens eine der folgenden Weisen vor:

- a) durch die Festlegung eines Wirkleistungsflusses über eine Istwertaufschaltung, der in die FRCE-Berechnung eingeht,
- b) durch die Anpassung der Wirkleistungsflüsse über HGÜ-Verbindungsleitungen.

- (5) Die ÜNB nehmen den IN-Leistungsaustausch zwischen LFR-Zonen verschiedener Synchrongebiete durch Anpassung der Wirkleistungsflüsse über HGÜ-Verbindungsleitungen vor.
- (6) Die ÜNB nehmen den IN-Leistungsaustausch einer LFR-Zone in einer Weise vor, durch die die Menge der FRR-Aktivierung, die tatsächlich benötigt wird, um den FRCE der LFR-Zone ohne einen IN-Leistungsaustausch auf null zu regeln, nicht überschritten wird.
- (7) Alle ÜNB, die an demselben IN-Verfahren teilnehmen, stellen sicher, dass die Summe aller IN-Leistungsaustausche gleich null ist.
- (8) Das IN-Verfahren enthält einen Ausweichmechanismus, durch den sichergestellt wird, dass der IN-Leistungsaustausch jeder LFR-Zone gleich null ist oder auf einen Wert begrenzt wird, für den die Betriebssicherheit gewährleistet werden kann.
- (9) Wenn ein LFR-Block aus mehr als einer LFR-Zone besteht und die FRR-Kapazität wie auch die RR-Kapazität auf der Basis der Ungleichgewichte des LFR-Blocks berechnet werden, führen alle ÜNB desselben LFR-Blocks ein IN-Verfahren ein und tauschen die maximale Menge der IN-Leistung gemäß Absatz 6 mit anderen LFR-Zonen desselben LFR-Blocks aus.
- (10) Wird ein IN-Verfahren für LFR-Zonen verschiedener Synchrongebiete eingeführt, tauschen alle ÜNB die maximale Menge der IN-Leistung gemäß Absatz 6 mit anderen ÜNB desselben Synchrongebiets aus, die an dem IN-Verfahren teilnehmen.
- (11) Wird ein IN-Verfahren für LFR-Zonen eingeführt, die nicht Teil desselben LFR-Blocks sind, müssen alle ÜNB der beteiligten LFR-Blöcke die Verpflichtungen des Artikels 141 Absatz 5 unabhängig vom IN-Leistungsaustausch erfüllen.

Artikel 147

Grenzübergreifendes FRR-Aktivierungsverfahren

- (1) Regelungsziel des grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahrens ist es, einem ÜNB die Durchführung des FWP durch den FRR-Leistungsaustausch zwischen LFR-Zonen zu ermöglichen.
- (2) Jeder ÜNB ist berechtigt, durch den Abschluss einer Vereinbarung über das grenzübergreifende FRR-Aktivierungsverfahren das grenzübergreifende FRR-Aktivierungsverfahren für LFR-Zonen innerhalb desselben LFR-Blocks, zwischen verschiedenen LFR-Blöcken oder zwischen verschiedenen Synchrongebieten einzuführen.
- (3) Die ÜNB führen das grenzübergreifende FRR-Aktivierungsverfahren in einer Weise ein, durch die Folgendes nicht beeinträchtigt wird:
- a) die Stabilität des FHP des Synchrongebiets bzw. der Synchrongebiete, das/die am grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahren beteiligt ist/sind;
 - b) die Stabilität des FWP und des ERP jeder LFR-Zone, die von den teilnehmenden oder betroffenen ÜNB betrieben wird, und
 - c) die Betriebssicherheit.
- (4) Die ÜNB nehmen den FRR-Leistungsaustausch zwischen LFR-Zonen desselben Synchrongebiets durch mindestens eine der folgenden Maßnahmen vor:
- a) durch die Festlegung eines Wirkleistungsflusses über eine Istwertaufschaltung, der in die FRCE-Berechnung eingeht, wenn die FRR-Aktivierung automatisiert erfolgt,
 - b) durch die Anpassung eines Regelprogramms oder die Festlegung eines Wirkleistungsflusses über eine Istwertaufschaltung zwischen LFR-Zonen, wenn die FRR-Aktivierung manuell erfolgt, oder
 - c) durch die Anpassung der Wirkleistungsflüsse über HGÜ-Verbindungsleitungen.
- (5) Die ÜNB nehmen den FRR-Leistungsaustausch zwischen LFR-Zonen verschiedener Synchrongebiete durch die Anpassung der Wirkleistungsflüsse über HGÜ-Verbindungsleitungen vor.

(6) Alle ÜNB, die an demselben grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahren teilnehmen, stellen sicher, dass die Summe aller FRR-Leistungsaustausche gleich null ist.

(7) Das grenzübergreifende FRR-Aktivierungsverfahren enthält einen Ausweichmechanismus, durch den sichergestellt wird, dass der FRR-Leistungsaustausch jeder LFR-Zone gleich null ist oder auf einen Wert begrenzt wird, für den die Betriebssicherheit gewährleistet werden kann.

Artikel 148

Grenzübergreifendes RR-Aktivierungsverfahren

(1) Regelungsziel des grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahren ist es, einem ÜNB die Durchführung des ERP durch ein Regelprogramm zwischen LFR-Zonen zu ermöglichen.

(2) Jeder ÜNB ist berechtigt, durch den Abschluss einer Vereinbarung über die grenzübergreifende RR-Aktivierung das grenzübergreifende RR-Aktivierungsverfahren für LFR-Zonen innerhalb desselben LFR-Blocks, zwischen verschiedenen LFR-Blöcken oder zwischen verschiedenen Synchrongebieten einzuführen.

(3) Die ÜNB führen das grenzübergreifende FRR-Aktivierungsverfahren in einer Weise ein, durch die Folgendes nicht beeinträchtigt wird:

- a) die Stabilität des FHP des Synchrongebiets bzw. der Synchrongebiete, das/die am grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahren beteiligt ist/sind;
- b) die Stabilität des FWP und des ERP jeder LFR-Zone, die von den teilnehmenden oder betroffenen ÜNB betrieben wird, und
- c) die Betriebssicherheit.

(4) Die ÜNB führen das Regelprogramm zwischen LFR-Zonen desselben Synchrongebiets durch mindestens eine der folgenden Maßnahmen durch:

- a) durch die Festlegung eines Wirkleistungsflusses über eine Istwertaufschaltung, der in die FRCE-Berechnung eingeht;
- b) durch die Anpassung eines Regelprogramms oder
- c) durch die Anpassung der Wirkleistungsflüsse über HGÜ-Verbindungsleitungen.

(5) Die ÜNB führen das Regelprogramm zwischen LFR-Zonen verschiedener Synchrongebiete durch Anpassung der Wirkleistungsflüsse über HGÜ-Verbindungsleitungen durch.

(6) Alle ÜNB, die an demselben grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahren teilnehmen, stellen sicher, dass die Summe aller Regelprogramme gleich null ist.

(7) Das grenzübergreifende RR-Aktivierungsverfahren muss einen Ausweichmechanismus enthalten, durch den sichergestellt wird, dass das Regelprogramm jeder LFR-Zone gleich null ist oder auf einen Wert begrenzt wird, für den die Betriebssicherheit gewährleistet werden kann.

Artikel 149

Allgemeine Anforderungen an grenzübergreifende Regelungsverfahren

(1) Alle ÜNB, die am Austausch oder an der Teilung von FRR oder RR beteiligt sind, führen ein grenzübergreifendes FRR- bzw. RR-Aktivierungsverfahren ein.

(2) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Aufgaben und Zuständigkeiten der ÜNB fest, die ein IN-Verfahren, ein grenzübergreifendes FRR-Aktivierungsverfahren oder ein grenzübergreifendes RR-Aktivierungsverfahren zwischen LFR-Zonen verschiedener LFR-Blöcke oder verschiedener Synchrongebiete einführen.

(3) Alle ÜNB, die an demselben IN-Verfahren, an demselben grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahren oder an demselben grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahren teilnehmen, legen in den jeweiligen Vereinbarungen die Aufgaben und Zuständigkeiten aller ÜNB fest, darunter Folgendes:

- a) die Bereitstellung aller Eingangsdaten, die benötigt werden für
 - i) die Berechnung des Leistungsaustauschs im Hinblick auf die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte und
 - ii) die Durchführung der Echtzeit-Betriebssicherheitsanalyse durch die beteiligten und die betroffenen ÜNB,
- b) die Zuständigkeit für die Berechnung des Leistungsaustauschs und
- c) die Durchführung betrieblicher Verfahren zur Gewährleistung der Betriebssicherheit.

(4) Unbeschadet des Artikels 146 Absatz 9, des Artikels 146 Absatz 10 und des Artikels 146 Absatz 11 und im Rahmen der Vereinbarungen gemäß den Artikeln 122, 123 und 124 sind alle ÜNB, die an demselben IN-Verfahren, an demselben grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahren oder an demselben grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahren teilnehmen, berechtigt, einen sequenziellen Ansatz für die Berechnung des Leistungsaustauschs festzulegen. Die sequenzielle Berechnung des Leistungsaustauschs muss es jeder Gruppe von ÜNB, die in durch Verbindungsleitungen miteinander verbundenen LFR-Zonen oder LFR-Blöcken tätig sind, ermöglichen, den IN-Leistungsaustausch, den FRR-Leistungsaustausch oder den RR-Leistungsaustausch vor einem Austausch mit anderen ÜNB untereinander durchzuführen.

Artikel 150

Mitteilung durch die ÜNB

(1) ÜNB, die von der Ausübung des Rechts auf Einführung eines IN-Verfahrens, eines grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahrens, eines grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahrens, eines Reservenaustauschs oder einer Reserventeilung Gebrauch machen wollen, teilen allen anderen ÜNB desselben Synchrongebiets drei Monate vor der Ausübung dieses Rechts Folgendes mit:

- a) die beteiligten ÜNB,
- b) die voraussichtliche Menge des Leistungsaustauschs infolge des IN-Verfahrens, des grenzübergreifenden FRR-Aktivierungsverfahrens oder des grenzübergreifenden RR-Aktivierungsverfahrens;
- c) die Art der Reserve und die maximale Menge des Reservenaustauschs oder der Reserventeilung und
- d) den Zeitbereich des Reservenaustauschs oder der Reserventeilung.

(2) Wird ein IN-Verfahren, ein grenzübergreifendes FRR-Aktivierungsverfahren oder ein grenzübergreifendes RR-Aktivierungsverfahren für LFR-Zonen eingeführt, die nicht Teil desselben LFR-Blocks sind, ist jeder ÜNB der betroffenen Synchrongebiete berechtigt, sich gegenüber allen ÜNB des Synchrongebiets auf der Grundlage einer Betriebssicherheitsanalyse innerhalb eines Monats nach Eingang der Mitteilung gemäß Absatz 1 zu einem betroffenen ÜNB zu erklären.

(3) Der betroffene ÜNB ist berechtigt,

- a) die Bereitstellung von Echtzeit-Werten des IN-Leistungsaustauschs, für den FRR-Leistungsaustausch und des Regelprogramms, die für die Echtzeit-Betriebssicherheitsanalyse notwendig sind, zu verlangen und
- b) die Einführung eines betrieblichen Verfahrens zu verlangen, das es dem betroffenen ÜNB ermöglicht, auf der Grundlage einer Echtzeit-Betriebssicherheitsanalyse Grenzwerte für den IN-Leistungsaustausch, für den FRR-Leistungsaustausch und für das Regelprogramm zwischen den jeweiligen LFR-Zonen festzulegen.

Artikel 151

Infrastruktur

(1) Alle ÜNB bewerten, welche technische Infrastruktur für die Einführung und Anwendung der Verfahren gemäß Artikel 140 notwendig ist und nach dem Sicherheitsplan gemäß Artikel 26 als kritisch erachtet wird.

- (2) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet Mindestanforderungen an die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Redundanz der technischen Infrastruktur gemäß Absatz 1 fest, darunter
- die Genauigkeit, Auflösung, Verfügbarkeit und Redundanz der Messungen des Wirkleistungsflusses und der Istwertaufschaltung,
 - die Verfügbarkeit und die Redundanz der digitalen Regelsysteme,
 - die Verfügbarkeit und die Redundanz der Kommunikationsinfrastruktur und
 - die Kommunikationsprotokolle.
- (3) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block zusätzliche Anforderungen an die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Redundanz der technischen Infrastruktur fest.
- (4) Jeder ÜNB einer LFR-Zone
- sorgt für eine ausreichende Qualität und Verfügbarkeit der FRCE-Berechnung,
 - nimmt ein Echtzeit-Qualitätsmonitoring der FRCE-Berechnung vor,
 - ergreift Maßnahmen im Falle einer FRCE-Fehlberechnung und
 - nimmt, wenn der FRCE durch den ACE definiert ist, mindestens jährlich ein Ex-post-Qualitätsmonitoring der FRCE-Berechnung durch den Vergleich des FRCE mit Referenzwerten vor.

TITEL 4

BETRIEB DER LEISTUNGS-FREQUENZ-REGELUNG

Artikel 152

Mit der Netzfrequenz zusammenhängende Netzzustände

- (1) Jeder ÜNB betreibt seine Regelzone mit einer nach oben und nach unten ausreichenden Wirkleistungsreserve, die geteilte oder ausgetauschte Reserven einschließen kann, um Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb seiner Regelzone zu begegnen. Jeder ÜNB regelt den in Artikel 143 definierten FRCE, um die innerhalb des Synchrongebiets benötigte Frequenzqualität in Zusammenarbeit mit allen ÜNB in demselben Synchrongebiet zu erreichen.
- (2) Jeder ÜNB beobachtet echtzeitnah die Erzeugungs- und Austauschfahrpläne, die Leistungsflüsse, die Ein- und Auspeisungen an Knotenpunkten und andere Parameter innerhalb seiner Regelzone, die für die vorherige Abschätzung des Risikos einer Frequenzabweichung relevant sind, und trifft in Abstimmung mit anderen ÜNB seines Synchrongebiets Maßnahmen zur Begrenzung ihrer negativen Auswirkungen auf das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage.
- (3) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen einen Echtzeit-Datenaustausch gemäß Artikel 42 fest, der Folgendes umfasst:
- den Netzzustand des Übertragungsnetzes gemäß Artikel 18 und
 - die Echtzeit-Messdaten des FRCE der LFR-Blöcke und der LFR-Zonen des Synchrongebiets.
- (4) Der Synchrongebiets-Beobachter ermittelt den Netzzustand im Hinblick auf die Netzfrequenz gemäß Artikel 18 Absätze 1 und 2.
- (5) Der Synchrongebiets-Beobachter sorgt dafür, dass alle ÜNB aller Synchrongebiete informiert werden, falls die Netzfrequenzabweichung eines der Kriterien für den gefährdeten Zustand gemäß Artikel 18 erfüllt.
- (6) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet gemeinsame Regeln für den Betrieb der Leistungs-Frequenz-Regelung im Normalzustand und im gefährdeten Zustand fest.
- (7) Alle ÜNB der Synchrongebiete GB und IE/NL legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet betriebliche Verfahren für den Fall fest, dass die FCR ausgeschöpft ist. Im Rahmen dieser betrieblichen Verfahren sind die ÜNB eines Synchrongebiets berechtigt, Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten zu verlangen.

(8) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block betriebliche Verfahren für Fälle fest, in denen die FRR oder die RR ausgeschöpft ist. Im Rahmen dieser betrieblichen Verfahren sind die ÜNB eines LFR-Blocks berechtigt, Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten zu verlangen.

(9) Die ÜNB eines LFR-Blocks bemühen sich, FRCE zu vermeiden, die länger dauern als die Frequenzwiederherstellungszeit.

(10) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die betrieblichen Verfahren für den gefährdeten Zustand fest, der auf einen Verstoß gegen die Netzfrequenzgrenzwerte zurückzuführen ist. Die betrieblichen Verfahren müssen auf eine Verringerung der Netzfrequenzabweichung abzielen, um den Netzzustand wieder in den Normalzustand zu bringen und um das Risiko des Eintritts des Notzustands zu begrenzen. Die betrieblichen Verfahren müssen das Recht der ÜNB beinhalten, von der in Artikel 143 Absatz 1 festgelegten Verpflichtung abzuweichen.

(11) Befindet sich das Netz wegen unzureichender Reservekapazität im Notzustand gemäß Artikel 18, werden die ÜNB der betroffenen LFR-Blöcke in enger Zusammenarbeit mit den anderen ÜNB des Synchrongebiets und mit den ÜNB anderer Synchrongebiete tätig, um die Reservekapazität im notwendigen Umfang wiederherzustellen und zu ersetzen. Zu diesem Zweck sind die ÜNB eines LFR-Blocks berechtigt, Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten innerhalb ihrer Regelzone zu verlangen, um den Verstoß gegen die Vorgaben für die Reservekapazität zu begrenzen oder zu beheben.

(12) Wenn der Mittelwert des FRCE eines LFR-Blocks je Minute mindestens während der für die Frequenzwiederherstellung benötigten Zeit über dem FRCE-Bereich der Stufe 2 liegt und wenn die ÜNB dieses LFR-Blocks nicht erwarten, dass der FRCE durch die Durchführung der in Absatz 15 genannten Maßnahmen ausreichend verringert werden kann, sind die ÜNB berechtigt, Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten innerhalb ihrer jeweiligen Gebiete zu verlangen, um den FRCE gemäß Absatz 16 zu verringern.

(13) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa gilt, dass die ÜNB Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten innerhalb ihrer jeweiligen Gebiete verlangen müssen, um den FRCE gemäß Absatz 16 zu verringern, wenn der FRCE eines LFR-Blocks mehr als 30 Minuten 25 % des Referenzstörfalls des Synchrongebiets kontinuierlich übersteigt und wenn die ÜNB dieses LFR-Blocks nicht erwarten, dass der FRCE durch die gemäß Absatz 15 getroffenen Maßnahmen ausreichend verringert wird.

(14) Der LFR-Block-Beobachter ist für die Feststellung eines Verstoßes gegen die in den Absätzen 12 und 13 genannten Grenzwerte verantwortlich; außerdem

- a) informiert er die anderen ÜNB des LFR-Blocks und
- b) führt er zusammen mit den ÜNB des LFR-Blocks abgestimmte Maßnahmen zur Verringerung des FRCE durch, die in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block festzulegen sind.

(15) Für die in den Absätzen 11 bis 13 genannten Fälle legen alle ÜNB jedes Synchrongebiets in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet Maßnahmen fest, die es den ÜNB eines LFR-Blocks ermöglichen sollen, die Frequenzabweichung durch die grenzübergreifende Aktivierung von Reserven aktiv zu verringern. In den in den Absätzen 11 bis 13 genannten Fällen bemühen sich die ÜNB des Synchrongebiets, den ÜNB des betroffenen LFR-Blocks die Verringerung ihres FRCE zu ermöglichen.

(16) Die ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block Maßnahmen fest, um den FRCE durch Änderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs von Wirkleistung durch Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten innerhalb ihres Gebiets zu verringern.

TITEL 5

FREQUENZHALTUNGSRESERVEN (FCR)

Artikel 153

FCR-Dimensionierung

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen mindestens einmal jährlich gemäß Absatz 2 die FCR-Kapazität fest, die für das Synchrongebiet und für die anfängliche FCR-Verpflichtung jedes ÜNB benötigt wird.

- (2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet Dimensionierungsregeln nach den folgenden Kriterien fest:
- a) Die für das Synchrongebiet benötigte FCR-Kapazität muss mindestens den Referenzstörfall und im Falle der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die Ergebnisse des gemäß Buchstabe c durchgeführten probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatzes abdecken.
 - b) Die Größe des Referenzstörfalls wird nach Maßgabe der folgenden Bedingungen festgelegt:
 - i) Für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa beinhaltet der Referenzstörfall 3 000 MW in positiver Richtung und 3 000 MW in negativer Richtung.
 - ii) Für die Synchrongebiete GB, IE/NL und Nordeuropa beinhaltet der Referenzstörfall das größte Ungleichgewicht, das aus einer momentanen Änderung der Wirkleistung zum Beispiel einer einzigen Stromerzeugungsanlage, einer einzigen Verbrauchsanlage oder einer einzigen HGÜ-Verbindungsleitung oder aus einer Netztrennung einer Drehstromleitung resultieren kann, oder den maximalen momentanen Verlust des Wirkleistungsverbrauchs aufgrund der Netztrennung an einem oder zwei Netzanschlusspunkten. Der Referenzstörfall wird für die positive Richtung und für die negative Richtung getrennt festgelegt.
 - c) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa sind alle ÜNB des Synchrongebiets berechtigt, einen probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatz festzulegen, wobei sie das Muster von Last, Erzeugung und Schwungmasse, einschließlich synthetischer Schwungmasse, sowie die Mittel berücksichtigen, die zur Verfügung stehen, um die Mindestschwungmasse in Echtzeit im Einklang mit der in Artikel 39 genannten Methode zu erreichen, damit die Eintrittswahrscheinlichkeit unzureichender FCR auf ein Wiederkehrintervall von mindestens 20 Jahren verringert wird; und
 - d) die Anteile der FCR-Kapazität, die für jeden ÜNB als anfängliche FCR-Verpflichtung benötigt werden, basieren auf der Summe der Nettoerzeugung und des Nettoverbrauchs seiner Regelzone, geteilt durch die Summe der Nettoerzeugung und des Nettoverbrauchs des Synchrongebiets über einen Zeitraum von einem Jahr.

Artikel 154

Technische Mindestanforderungen an die FCR

- (1) Jeder Reserven anschließende ÜNB stellt sicher, dass die FCR die für sein Synchrongebiet in Anhang V in der Tabelle aufgeführten Eigenschaften aufweisen.
- (2) Alle ÜNB eines Synchrongebiets sind berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet gemeinsame zusätzliche Eigenschaften der FCR, die zur Gewährleistung der Betriebssicherheit im Synchrongebiet benötigt werden, anhand einer Reihe von technischen Parametern innerhalb der Spannen des Artikels 15 Absatz 2 Buchstabe d der Verordnung (EU) 2016/631 und der Artikel 27 und 28 der Verordnung (EU) 2016/1388 festzulegen. Diese gemeinsamen zusätzlichen Eigenschaften der FCR müssen der installierten Leistung sowie der Struktur und dem Muster von Erzeugung und Verbrauch des Synchrongebiets Rechnung tragen. Bei der Einführung der zusätzlichen Eigenschaften wenden die ÜNB einen Übergangszeitraum an, der in Absprache mit den betroffenen FCR-Anbietern festgelegt wird.
- (3) Der Reserven anschließende ÜNB ist berechtigt, innerhalb der Spannen des Artikels 15 Absatz 2 Buchstabe d der Verordnung (EU) 2016/631 und der Artikel 27 und 28 der Verordnung (EU) 2016/1388 zusätzliche Anforderungen an FCR-Gruppen festzulegen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Diese zusätzlichen Anforderungen müssen auf technischen Aspekten wie der geografischen Verteilung der Stromerzeugungsanlagen oder der Verbrauchseinheiten, die zu einer FCR-Gruppe gehören, basieren. Der FCR-Anbieter stellt sicher, dass die FCR-Aktivierung durch die FCR-Einheiten innerhalb einer Reservegruppe beobachtet werden kann.
- (4) Der Reserven anschließende ÜNB ist berechtigt, FCR-Gruppen von der FCR-Bereitstellung auszuschließen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Dieser Ausschluss muss auf technischen Aspekten wie der geografischen Verteilung der Stromerzeugungsanlagen oder der Verbrauchseinheiten, die zu einer FCR-Gruppe gehören, basieren.
- (5) Jede FCR-Einheit und jede FCR-Gruppe hat nur einen Reserven anschließenden ÜNB.
- (6) Jede FCR-Einheit und jede FCR-Gruppe muss die für die FCR benötigten Eigenschaften in Anhang V in der Tabelle sowie alle weiteren gemäß den Absätzen 2 und 3 festgelegten Eigenschaften oder Anforderungen aufweisen und die vereinbarten FCR durch einen Proportional-Regler aktivieren, der auf Frequenzabweichungen reagiert, oder im Fall einer relaisaktivierten FCR auf der Grundlage einer stückweise monotonen linearen Frequenzleistungskennlinie. Sie müssen in der Lage sein, die FCR innerhalb der in Artikel 13 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/631 festgelegten Frequenzbereiche zu aktivieren.

(7) Jeder ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa stellt sicher, dass die kombinierte Reaktion der FCR einer LFR-Zone die folgenden Anforderungen erfüllt:

- a) Die FCR-Aktivierung darf nicht künstlich verzögert werden und muss nach einer Frequenzabweichung so bald wie möglich beginnen.
- b) Im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 MHz sind spätestens nach 15 Sekunden mindestens 50 % der vollständigen FCR-Kapazität bereitzustellen.
- c) Im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 MHz sind spätestens nach 30 Sekunden 100 % der vollständigen FCR-Kapazität bereitzustellen.
- d) Im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 MHz muss die Aktivierung der vollständigen FCR-Kapazität im Intervall von 15 bis 30 Sekunden mindestens linear ansteigen und
- e) im Falle einer Frequenzabweichung von weniger als 200 MHz muss die entsprechende aktivierte FCR-Kapazität mindestens proportional zu dem unter den Buchstaben a bis d genannten gleichen Zeitverhalten sein.

(8) Jeder Reserven anschließende ÜNB beobachtet seinen Beitrag zum FHP und seine FCR-Aktivierung im Hinblick auf seine FCR-Verpflichtung, einschließlich der FCR-Einheiten und der FCR-Gruppen. Jeder FCR-Anbieter stellt dem Reserven anschließenden ÜNB für jede seiner FCR-Einheiten und jede seiner FCR-Gruppen mindestens die folgenden Informationen zur Verfügung:

- a) den mit einem Zeitstempel versehenen Status, aus dem hervorgeht, ob FCR aktiviert sind oder nicht;
- b) die mit einem Zeitstempel versehenen Wirkleistungsdaten, die zur Überprüfung der FCR-Aktivierung benötigt werden, einschließlich der mit einem Zeitstempel versehenen momentanen Wirkleistung;
- c) die Statik des Reglers für Stromerzeugungsanlagen des Typs C und D gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2016/631, die als FCR-Einheiten fungieren, oder einen entsprechenden Parameter für FCR-Gruppen, die aus Erzeugungsanlagen des Typs A und/oder des Typs B gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2016/631 und/oder aus Verbrauchsanlagen mit lastseitiger Steuerung zur Wirkleistungsregelung gemäß Artikel 28 der Verordnung (EU) 2016/1388 bestehen.

(9) Jeder FCR-Anbieter ist berechtigt, die jeweiligen Daten für mehr als eine FCR-Einheit zu aggregieren, wenn die maximale Leistung der aggregierten Einheiten weniger als 1,5 MW beträgt und eine eindeutige Überprüfung der FCR-Aktivierung möglich ist.

(10) Auf Anfrage des Reserven anschließenden ÜNB stellt der FCR-Anbieter die in Absatz 9 genannten Informationen in Echtzeit mit einer Zeitauflösung von mindestens 10 Sekunden zur Verfügung.

(11) Auf Anfrage des Reserven anschließenden ÜNB und falls dies für die Überprüfung der FCR-Aktivierung erforderlich ist, stellt ein FCR-Anbieter die in Absatz 9 genannten Daten zu technischen Anlagen, die zu derselben FCR-Einheit gehören, zur Verfügung.

Artikel 155

FCR-Präqualifikationsverfahren

(1) Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickelt jeder ÜNB ein FCR-Präqualifikationsverfahren und veröffentlicht die Einzelheiten des FCR-Präqualifikationsverfahrens.

(2) Ein potenzieller FCR-Anbieter muss dem Reserven anschließenden ÜNB nachweisen, dass er die in Artikel 154 festgelegten technischen und weiteren Anforderungen erfüllt, indem er das in den Absätzen 3 bis 6 beschriebene Präqualifikationsverfahren für potenzielle FCR-Einheiten oder FCR-Gruppen erfolgreich durchläuft.

(3) Ein potenzieller FCR-Anbieter legt dem Reserven anschließenden ÜNB einen förmlichen Antrag zusammen mit den benötigten Informationen potenzieller FCR-Einheiten oder FCR-Gruppen vor. Innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Antrags bestätigt der Reserven anschließende ÜNB, ob der Antrag vollständig ist. Ist der Antrag nach Auffassung des Reserven anschließenden ÜNB unvollständig, reicht der potenzielle FCR-Anbieter die zusätzlich verlangten Informationen innerhalb von vier Wochen nach Eingang des Ersuchens um zusätzliche Informationen nach. Falls der potenzielle FCR-Anbieter die angeforderten Informationen nicht innerhalb dieser Frist übermittelt, gilt der Antrag als zurückgezogen.

(4) Innerhalb von drei Monaten nach der Bestätigung der Vollständigkeit des Antrags bewertet der Reserven anschließende ÜNB die vorgelegten Informationen und entscheidet, ob die potenziellen FCR-Einheiten oder FCR-Gruppen die Kriterien einer FCR-Präqualifikation erfüllen. Der Reserven anschließende ÜNB teilt dem potenziellen FCR-Anbieter seine Entscheidung mit.

(5) Falls die Übereinstimmung mit bestimmten Anforderungen dieser Verordnung von dem Reserven anschließenden ÜNB bereits überprüft wurde, wird diese im Rahmen der Präqualifikation anerkannt.

(6) Eine erneute Prüfung der Qualifikation von FCR-Einheiten oder von FCR-Gruppen erfolgt

- a) mindestens alle fünf Jahre,
- b) wenn sich die technischen Anforderungen oder die Verfügbarkeitsanforderungen oder die Betriebsmittel geändert haben, und
- c) wenn die mit der FCR-Aktivierung zusammenhängenden Betriebsmittel modernisiert werden.

Artikel 156

Bereitstellung von FCR

(1) Jeder ÜNB stellt sicher, dass er mindestens seinen FCR-Verpflichtungen nachkommt, die zwischen allen ÜNB desselben Synchrongebiets gemäß den Artikeln 153, 163, 173 und 174 vereinbart wurden.

(2) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen mindestens einmal jährlich die Höhe des K-Faktors des Synchrongebiets fest, wobei mindestens folgende Faktoren berücksichtigt werden:

- a) die FCR-Kapazität, geteilt durch die maximale Frequenzabweichung in stationärem Zustand,
- b) die Selbstregelung der Stromerzeugung,
- c) die Eigenregelung der Last unter Berücksichtigung des Beitrags gemäß den Artikeln 27 und 28 der Verordnung (EU) 2016/1388,
- d) die Reaktion von HGÜ-Verbindungsleitungen auf Frequenzänderungen gemäß Artikel 172 und
- e) die LFSM- und die FSM-Aktivierung gemäß den Artikeln 13 und 15 der Verordnung (EU) 2016/631.

(3) Alle ÜNB eines aus mehr als einer LFR-Zone bestehenden Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Anteile des K-Faktors für jede LFR-Zone fest, die mindestens auf Folgendem basieren:

- a) auf den anfänglichen FCR-Verpflichtungen,
- b) auf der Selbstregelung der Stromerzeugung,
- c) auf der Eigenregelung der Last,
- d) auf der Frequenzkopplung über HGÜ-Verbindungsleitungen zwischen Synchrongebieten,
- e) auf dem Austausch von FCR.

(4) Ein FCR-Anbieter muss die kontinuierliche Verfügbarkeit der FCR während des Zeitraums sicherstellen, innerhalb dessen er zur FCR-Bereitstellung verpflichtet ist, mit Ausnahme störungsbedingter Nichtverfügbarkeiten einer FCR-Einheit.

(5) Jeder FCR-Anbieter informiert seinen Reserven anschließenden ÜNB so bald wie möglich über alle für die Präqualifikationsergebnisse relevanten Änderungen der tatsächlichen Verfügbarkeit aller oder eines Teils seiner FCR-Einheit und/oder seiner FCR-Gruppe.

(6) Jeder ÜNB stellt sicher oder verlangt von seinen FCR-Anbietern, dass diese dafür sorgen, dass der Verlust einer FCR-Einheit die Betriebssicherheit nicht gefährdet, indem

- a) der pro FCR-Einheit bereitgestellte FCR-Anteil auf 5 % der FCR-Kapazität begrenzt wird, die für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropa bzw. das gesamte Synchrongebiet Nordeuropa erforderlich ist,

- b) die FCR, die von der Einheit bereitgestellt werden, die den Referenzstörfall des Synchrongebiets definiert, von dem Dimensionierungsverfahren für die Synchrongebiete GB, IE/NI und Nordeuropa ausgeschlossen werden, und
- c) die FCR, die aufgrund einer störungsbedingten Nichtverfügbarkeit oder der Nichtverfügbarkeit einer FCR-Einheit oder einer FCR-Gruppe nicht zur Verfügung stehen, so bald wie technisch möglich und gemäß den von dem Reserven anschließenden ÜNB festzulegenden Bedingungen ersetzt werden.

(7) Eine FCR-Einheit oder eine FCR-Gruppe mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit nicht begrenzt, aktiviert ihre FCR, solange die Frequenzabweichung andauert. Für die Synchrongebiete GB und IE/NI aktiviert eine FCR-Einheit oder eine FCR-Gruppe mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit nicht begrenzt, ihre FCR, bis sie ihre FRR aktiviert, oder während des in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet festgelegten Zeitraums.

(8) Eine FCR-Einheit oder eine FCR-Gruppe mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit begrenzt, aktiviert ihre FCR, solange die Frequenzabweichung andauert, es sei denn, ihr Energiespeicher ist entweder in der positiven oder in der negativen Richtung ausgeschöpft. Für die Synchrongebiete GB und IE/NI aktiviert eine FCR-Einheit oder eine FCR-Gruppe mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit begrenzt, ihre FCR, bis sie ihre FRR aktiviert, oder während des in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet festgelegten Zeitraums.

(9) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa stellt jeder FCR-Anbieter sicher, dass die FCR seiner FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern während des Normalzustands kontinuierlich verfügbar sind. Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa stellt jeder FCR-Anbieter ab der Auslösung des gefährdeten Zustands und während des gefährdeten Zustands sicher, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR während eines gemäß den Absätzen 10 und 11 festzulegenden Zeitraums kontinuierlich zu aktivieren. Wurde kein Zeitraum gemäß den Absätzen 10 und 11 festgelegt, stellt jeder FCR-Anbieter sicher, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich mindestens 15 Minuten lang vollständig zu aktivieren oder sie im Fall von Frequenzabweichungen, die kleiner sind als die Frequenzabweichung, für die eine vollständige FCR-Aktivierung erforderlich ist, entsprechend lange zu aktivieren; oder sie müssen in der Lage sein, die FCR während eines von jedem ÜNB festzulegenden Zeitraums, der 30 Minuten nicht überschreiten und 15 Minuten nicht unterschreiten darf, zu aktivieren.

(10) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa erarbeiten alle ÜNB einen Vorschlag für den Mindestbringungszeitraum, der von den FCR-Anbietern einzuhalten ist. Der festgelegte Zeitraum darf nicht länger als 30 Minuten oder kürzer als 15 Minuten sein. Der Vorschlag muss die Ergebnisse der gemäß Absatz 11 durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse vollständig berücksichtigen.

(11) Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung schlagen die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse vor, um den Zeitraum zu prüfen, den die FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern benötigen, um während des gefährdeten Zustands verfügbar zu bleiben. Innerhalb von zwölf Monaten nach der Genehmigung der Annahmen und Methoden durch alle Regulierungsbehörden der jeweiligen Region legen die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die Ergebnisse ihrer Kosten-Nutzen-Analyse den betreffenden Regulierungsbehörden vor, wobei sie einen Zeitraum vorschlagen, der nicht länger als 30 Minuten oder kürzer als 15 Minuten sein darf. Die Kosten-Nutzen-Analyse muss mindestens Folgendes berücksichtigen:

- a) die Erfahrungen mit unterschiedlichen Zeitbereichen und Anteilen neu aufkommender Technologien in verschiedenen LFR-Blöcken,
- b) die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Gesamtkosten der FCR im Synchrongebiet,
- c) die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Netzstabilitätsrisiken, insbesondere aufgrund längerer oder wiederholter Frequenzereignisse,
- d) die Auswirkungen auf die Netzstabilitätsrisiken und die Gesamtkosten der FCR im Fall einer Erhöhung des Gesamtvolumens der FCR,
- e) die Auswirkungen technologischer Entwicklungen auf die Kosten der Verfügbarkeitszeiträume für FCR von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern.

(12) Der FCR-Anbieter gibt die Begrenzungen des Energiespeichers seiner FCR-Einheiten oder FCR-Gruppen im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens gemäß Artikel 155 an.

(13) Ein FCR-Anbieter, der FCR-Einheiten oder FCR-Gruppen mit einem Energiespeicher einsetzt, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit begrenzt, sorgt für die Wiederherstellung der Energiespeicher in positiver oder negativer Richtung, wobei folgende Kriterien gelten:

- a) Für die Synchrongebiete GB und IE/NL wendet der FCR-Anbieter die in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet angegebenen Methoden an.
- b) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa stellt der FCR-Anbieter die Wiederherstellung der Energiespeicher so bald wie möglich innerhalb von zwei Stunden nach dem Ende des gefährdeten Zustands sicher.

TITEL 6

FREQUENZWIEDERHERSTELLUNGSRESERVEN (FRR)

Artikel 157

FRR-Dimensionierung

- (1) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen die FRR-Dimensionierungsregeln in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block fest.
- (2) Die FRR-Dimensionierungsregeln sehen mindestens Folgendes vor:
 - a) Alle ÜNB eines LFR-Blocks in den Synchrongebieten Kontinentaleuropa und Nordeuropa legen die benötigte FRR-Kapazität des LFR-Blocks auf der Grundlage aufeinander folgender historischer Aufzeichnungen fest, die zumindest die historischen Ungleichgewichtswerte enthalten. Die Auflösung dieser historischen Aufzeichnungen muss mindestens der Frequenzwiederherstellungszeit entsprechen. Der für diese Aufzeichnungen berücksichtigte Zeitraum muss repräsentativ sein und mindestens ein volles Jahr einschließen, das frühestens sechs Monate vor dem Datum der Berechnung endet.
 - b) Alle ÜNB eines LFR-Blocks in den Synchrongebieten Kontinentaleuropa und Nordeuropa legen mindestens auf der Grundlage einer probabilistischen Methode die FRR-Kapazität des LFR-Blocks so fest, dass sie ausreicht, um die geltenden FRCE-Zielparameter des Artikels 128 für den unter Buchstabe a genannten Zeitraum einzuhalten. Bei der Anwendung dieser probabilistischen Methode berücksichtigen die ÜNB die Beschränkungen, die in den Vereinbarungen für die Reserventeilung oder den Reservenaustausch wegen möglicher Verstöße gegen die Betriebssicherheit und die FRR-Verfügbarkeitsanforderungen festgelegt wurden. Alle ÜNB eines LFR-Blocks berücksichtigen alle voraussichtlichen erheblichen Änderungen der Verteilung der Ungleichgewichte im LFR-Block oder andere relevante Einflussfaktoren, die den betrachteten Zeitraum betreffen.
 - c) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen das Verhältnis der automatischen FRR, die manuelle FRR, die Zeit bis zur vollständigen automatischen FRR-Aktivierung und die Zeit bis zur vollständigen manuellen FRR-Aktivierung fest, um die Anforderung des Absatzes b zu erfüllen. Zu diesem Zweck dürfen die Zeit bis zur vollständigen automatischen FRR-Aktivierung und die Zeit bis zur vollständigen manuellen FRR-Aktivierung nicht mehr als die Frequenzwiederherstellungszeit betragen.
 - d) Die ÜNB eines LFR-Blocks legen die Größe des Referenzstörfalls fest, bei dem es sich um das größte Ungleichgewicht handelt, das aus einer momentanen Änderung der Wirkleistung einer einzelnen Stromerzeugungsanlage, einer einzelnen Verbrauchsanlage oder einer einzelnen HGÜ-Verbindungsleitung oder aus einer Netztrennung einer Drehstromleitung innerhalb des LFR-Blocks resultieren kann.
 - e) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen die positive FRR-Kapazität fest, die den positiven dimensionierungsrelevanten Referenzfall des LFR-Blocks nicht unterschreiten darf.
 - f) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen die negative FRR-Kapazität fest, die den negativen dimensionierungsrelevanten Referenzfall des LFR-Blocks nicht unterschreiten darf.
 - g) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen die FRR-Kapazität eines LFR-Blocks, etwaige geografische Begrenzungen ihrer Verteilung innerhalb des LFR-Blocks und etwaige geografische Begrenzungen für jeden Reservenaustausch oder jede Reserventeilung mit anderen LFR-Blöcken fest, um die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte einzuhalten.
 - h) Alle ÜNB eines LFR-Blocks stellen sicher, dass die positive FRR-Kapazität oder eine Kombination aus der FRR- und RR-Kapazität ausreicht, um auf der Grundlage der unter Buchstabe a genannten historischen Aufzeichnungen die positiven LFR-Block-Ungleichgewichte während mindestens 99 % der Zeit abzudecken.

- i) Alle ÜNB eines LFR-Blocks stellen sicher, dass die negative FRR-Kapazität oder eine Kombination aus der FRR- und RR-Kapazität ausreicht, um auf der Grundlage der unter Buchstabe a genannten historischen Aufzeichnungen die negativen LFR-Block-Ungleichgewichte während mindestens 99 % der Zeit abzudecken.
 - j) Alle ÜNB eines LFR-Blocks können die positive FRR-Kapazität des LFR-Blocks, die aus dem FRR-Dimensionierungsverfahren resultiert, verringern, indem sie gemäß den Bestimmungen in Titel 8 zusammen mit anderen LFR-Blöcken eine FRR-Teilungsvereinbarung schließen. Für die Teilungsvereinbarung gelten die folgenden Anforderungen:
 - i) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa ist die Verringerung der positiven FRR-Kapazität eines LFR-Blocks zu begrenzen auf die Differenz (falls positiv) zwischen der Größe des positiven dimensionierungsrelevanten Referenzfalls und der FRR-Kapazität, die benötigt wird, um auf der Grundlage der unter Buchstabe a genannten historischen Aufzeichnungen die positiven LFR-Block-Ungleichgewichte während 99 % der Zeit abzudecken. Die Verringerung der positiven Reservekapazität darf 30 % der Größe des positiven dimensionierungsrelevanten Referenzfalls nicht überschreiten.
 - ii) Für die Synchrongebiete GB und IE/NI werden die positive FRR-Kapazität und das Risiko der Nichtbereitstellung aufgrund der Teilung von den ÜNB des LFR-Blocks kontinuierlich überprüft.
 - k) Alle ÜNB eines LFR-Blocks können die negative FRR-Kapazität des LFR-Blocks, die aus dem FRR-Dimensionierungsverfahren resultiert, verringern, indem sie gemäß den Bestimmungen in Titel 8 zusammen mit anderen LFR-Blöcken eine FRR-Teilungsvereinbarung schließen. Für die Teilungsvereinbarung gelten die folgenden Anforderungen:
 - i) Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa ist die Verringerung der negativen FRR-Kapazität eines LFR-Blocks zu begrenzen auf die Differenz (falls positiv) zwischen der Größe des negativen dimensionierungsrelevanten Referenzfalls und der FRR-Kapazität, die benötigt wird, um auf der Grundlage der unter Buchstabe a genannten historischen Aufzeichnungen die negativen LFR-Block-Ungleichgewichte während 99 % der Zeit abzudecken.
 - ii) Für die Synchrongebiete GB und IE/NI werden die negative FRR-Kapazität und das Risiko der Nichtbereitstellung aufgrund der Teilung von den ÜNB des LFR-Blocks kontinuierlich überprüft.
- (3) Umfasst der LFR-Block mehr als einen ÜNB, legen alle ÜNB des LFR-Blocks in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block die genaue Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß Absatz 2 zwischen den ÜNB der LFR-Zonen fest.
- (4) Alle ÜNB eines LFR-Blocks müssen gemäß den FRR-Dimensionierungsregeln jederzeit über ausreichende FRR-Kapazität verfügen. Die ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block ein Eskalationsverfahren für Fälle fest, in denen ein erhebliches Risiko einer unzureichenden FRR-Kapazität im LFR-Block besteht.

Artikel 158

Technische Mindestanforderungen an die FRR

- (1) Für die FFR gelten die folgenden technischen Mindestanforderungen:
- a) Jede FRR-Einheit und jede FRR-Gruppe wird an nur ein Netz eines Reserven anschließenden ÜNB angeschlossen.
 - b) Eine FRR-Einheit oder eine FRR-Gruppe aktiviert die FRR gemäß dem von dem Reserven anfordernden ÜNB erhaltenen Sollwert.
 - c) Bei dem Reserven anfordernden ÜNB handelt es sich um den Reserven anschließenden ÜNB oder um einen von dem Reserven anschließenden ÜNB in einer FRR-Austauschvereinbarung gemäß Artikel 165 Absatz 3 oder Artikel 171 Absatz 4 benannten ÜNB.
 - d) Die Reaktionszeit der Aktivierung der automatischen FRR darf bei einer FRR-Einheit oder einer FRR-Gruppe nicht mehr als 30 Sekunden betragen.

- e) Ein FRR-Anbieter stellt sicher, dass die FRR-Aktivierung durch die FRR-Einheiten innerhalb einer Reservegruppe beobachtet werden kann. Zu diesem Zweck muss der FRR-Anbieter in der Lage sein, dem Reserven anschließenden ÜNB und dem Reserven anfordernden ÜNB Echtzeitmessungen des Netzanschlusspunkts oder einer anderen mit dem Reserven anschließenden ÜNB vereinbarten Schnittstelle zur Verfügung zu stellen, die Folgendes betreffen:
- i) die mit einem Zeitstempel versehene fahrplanmäßige Wirkleistungsabgabe,
 - ii) die mit einem Zeitstempel versehene momentane Wirkleistungsabgabe für
 - jede FRR-Einheit,
 - jede FRR-Gruppe und
 - jede Stromerzeugungsanlage oder Verbrauchseinheit einer FRR-Gruppe mit einer maximalen Wirkleistungsabgabe von mindestens 1,5 MW.
- f) Im Falle der automatischen FRR muss eine FRR-Einheit oder eine FRR-Gruppe in der Lage sein, ihre vollständige automatische FRR-Kapazität innerhalb der Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der automatischen FRR zu aktivieren.
- g) Im Falle der manuellen FRR muss eine FRR-Einheit oder eine FRR-Gruppe in der Lage sein, ihre vollständige manuelle FRR-Kapazität innerhalb der Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der manuellen FRR zu aktivieren.
- h) Ein FRR-Anbieter muss die FRR-Verfügbarkeitsanforderungen erfüllen und
- i) eine FRR-Einheit oder eine FRR-Gruppe muss die Anforderungen an die Rampengeschwindigkeit des LFR-Blocks erfüllen.
- (2) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block gemäß Artikel 119 FRR-Verfügbarkeitsanforderungen und Anforderungen an die Regelqualität der FRR-Einheiten und der FRR-Gruppen für ihren LFR-Block fest.
- (3) Der Reserven anschließende ÜNB führt die technischen Anforderungen an den Anschluss der FRR-Einheiten und der FRR-Gruppen ein, um die sichere und geschützte Bereitstellung der FRR zu gewährleisten.
- (4) Jeder FRR-Anbieter
- a) stellt sicher, dass seine FRR-Einheiten und FRR-Gruppen die technischen Mindestanforderungen an die FRR, die FRR-Verfügbarkeitsanforderungen und die Anforderungen an die Rampengeschwindigkeit gemäß den Absätzen 1 bis 3 erfüllen, und
 - b) informiert seinen Reserven anfordernden ÜNB so bald wie möglich über eine Verringerung der tatsächlichen Verfügbarkeit seiner FRR-Einheit oder seiner FRR-Gruppe oder eines Teils seiner FRR-Gruppe.
- (5) Jeder Reserven anfordernde ÜNB stellt sicher, dass die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen an die FRR in Absatz 1, der FRR-Verfügbarkeitsanforderungen in Absatz 2, der Anforderungen an die Rampengeschwindigkeit in Absatz 1 und der Anschlussanforderungen in Absatz 3 durch seine FRR-Einheiten und FRR-Gruppen beobachtet wird.

Artikel 159

FRR-Präqualifikationsverfahren

- (1) Innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickelt jeder ÜNB ein FRR-Präqualifikationsverfahren, dessen Einzelheiten er erläutert und veröffentlicht.
- (2) Ein potenzieller FRR-Anbieter muss dem Reserven anschließenden ÜNB oder dem von dem Reserven anschließenden ÜNB in der FRR-Austauschvereinbarung benannten ÜNB nachweisen, dass er die technischen Mindestanforderungen an die FRR in Artikel 158 Absatz 1, die FRR-Verfügbarkeitsanforderungen in Artikel 158 Absatz 2, die Anforderungen an die Rampengeschwindigkeit in Artikel 158 Absatz 1 und die Anschlussanforderungen in Artikel 158 Absatz 3 erfüllt, indem er das in den Absätzen 3 bis 6 beschriebene Präqualifikationsverfahren für potenzielle FRR-Einheiten oder FRR-Gruppen erfolgreich durchläuft.

(3) Ein potenzieller FRR-Anbieter legt dem relevanten Reserven anschließenden ÜNB oder dem benannten ÜNB einen förmlichen Antrag zusammen mit den benötigten Informationen potenzieller FRR-Einheiten oder FRR-Gruppen vor. Innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Antrags bestätigt der Reserven anschließende ÜNB oder der benannte ÜNB, ob der Antrag vollständig ist. Ist der Antrag nach Auffassung des Reserven anschließenden ÜNB oder des benannten ÜNB unvollständig, fordert dieser weitere Informationen an, und der potenzielle FRR-Anbieter reicht die zusätzlich verlangten Informationen innerhalb von vier Wochen nach Eingang des Ersuchens nach. Falls der potenzielle FRR-Anbieter die angeforderten Informationen nicht innerhalb dieser Frist übermittelt, gilt der Antrag als zurückgezogen.

(4) Innerhalb von drei Monaten nach der Bestätigung der Vollständigkeit des Antrags durch den Reserven anschließenden ÜNB oder den benannten ÜNB bewertet der Reserven anschließende ÜNB oder der benannte ÜNB die vorgelegten Informationen und entscheidet, ob die potenziellen FRR-Einheiten oder FRR-Gruppen die Kriterien einer FRR-Präqualifikation erfüllen. Der Reserven anschließende ÜNB oder der benannte ÜNB teilt dem potenziellen FRR-Anbieter seine Entscheidung mit.

(5) Die Qualifikation von FRR-Einheiten oder -Gruppen durch den Reserven anschließenden ÜNB oder durch den benannten ÜNB gilt für den gesamten LFR-Block.

(6) Eine erneute Prüfung der Qualifikation von FRR-Einheiten oder -Gruppen erfolgt

a) mindestens alle fünf Jahre und

b) wenn sich die technischen Anforderungen oder die Verfügbarkeitsanforderungen oder die Betriebsmittel geändert haben.

(7) Zur Gewährleistung der Betriebssicherheit ist der Reserven anschließende ÜNB berechtigt, FRR-Gruppen auf der Grundlage technischer Aspekte wie der geografischen Verteilung der Stromerzeugungsanlagen oder der Verbrauchseinheiten, die zu einer FRR-Gruppe gehören, von der FRR-Bereitstellung auszuschließen.

TITEL 7

ERSATZRESERVEN (RR)

Artikel 160

RR-Dimensionierung

(1) Alle ÜNB eines LFR-Blocks sind berechtigt, einen Ersatzreservenprozess einzuführen.

(2) Um die in Artikel 128 genannten FRCE-Zielparameter einzuhalten, legen alle ÜNB eines LFR-Blocks mit einem ERP, die ein kombiniertes FRR- und RR-Dimensionierungsverfahren durchführen, um die Anforderungen des Artikels 157 Absatz 2 zu erfüllen, in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block RR-Dimensionierungsregeln fest.

(3) Die RR-Dimensionierungsregeln müssen mindestens folgende Anforderungen umfassen:

a) Für die Synchrongebiete Nordeuropa und Kontinentaleuropa muss es eine ausreichende positive RR-Kapazität geben, um die benötigte Menge an positiver FRR wiederherzustellen. Für die Synchrongebiete GB und IE/NI muss es eine ausreichende positive RR-Kapazität geben, um die benötigte Menge an positiver FCR und an positiver FRR wiederherzustellen.

b) Für die Synchrongebiete Nordeuropa und Kontinentaleuropa muss es eine ausreichende negative RR-Kapazität geben, um die benötigte Menge an negativer FRR wiederherzustellen. Für die Synchrongebiete GB und IE/NI muss es eine ausreichende negative RR-Kapazität geben, um die benötigte Menge an negativer FCR und an negativer FRR wiederherzustellen.

c) Es muss eine ausreichende RR-Kapazität geben, wenn diese bei der Dimensionierung der FRR-Kapazität berücksichtigt wird, damit das FRCE-Qualitätsziel für den betreffenden Zeitraum eingehalten werden kann, und

d) die Betriebssicherheit innerhalb eines LFR-Blocks muss eingehalten werden, um die RR-Kapazität bestimmen zu können.

(4) Alle ÜNB eines LFR-Blocks können die positive RR-Kapazität des LFR-Blocks, die aus dem RR-Dimensionierungsverfahren resultiert, verringern, indem sie zusammen mit anderen LFR-Blöcken für diese positive RR-Kapazität eine RR-Teilungsvereinbarung gemäß den Bestimmungen des Teils IV Titel 8 schließen. Der Regelungskapazität erhaltende ÜNB begrenzt die Verringerung seiner positiven RR-Kapazität, um

- a) zu gewährleisten, dass er seine in Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter noch erreichen kann,
- b) sicherzustellen, dass die Betriebssicherheit nicht gefährdet wird, und um
- c) sicherzustellen, dass die Verringerung der positiven RR-Kapazität die verbleibende positive RR-Kapazität des LFR-Blocks nicht übersteigt.

(5) Alle ÜNB eines LFR-Blocks können die negative RR-Kapazität des LFR-Blocks, die aus dem RR-Dimensionierungsverfahren resultiert, verringern, indem sie zusammen mit anderen LFR-Blöcken für diese negative RR-Kapazität eine RR-Teilungsvereinbarung gemäß den Bestimmungen des Teils IV Titel 8 schließen. Der Regelungskapazität erhaltende ÜNB begrenzt die Verringerung seiner negativen RR-Kapazität, um

- a) zu gewährleisten, dass er seine in Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter noch erreichen kann,
- b) sicherzustellen, dass die Betriebssicherheit nicht gefährdet wird, und um
- c) sicherzustellen, dass die Verringerung der negativen RR-Kapazität die verbleibende negative RR-Kapazität des LFR-Blocks nicht übersteigt.

(6) Wenn ein LFR-Block von mehr als einem ÜNB betrieben wird und das Verfahren für den LFR-Block erforderlich ist, legen alle ÜNB dieses LFR-Blocks in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block die Aufteilung der Zuständigkeiten für die Umsetzung der in Absatz 3 festgelegten Dimensionierungsregeln zwischen den ÜNB verschiedener LFR-Zonen fest.

(7) Ein ÜNB muss jederzeit über eine ausreichende RR-Kapazität gemäß den RR-Dimensionierungsregeln verfügen. Die ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block ein Eskalationsverfahren für Fälle fest, in denen ein erhebliches Risiko einer unzureichenden RR-Kapazität im LFR-Block besteht.

Artikel 161

Technische Mindestanforderungen an die RR

(1) RR-Einheiten und RR-Gruppen müssen folgende technische Mindestanforderungen erfüllen:

- a) Anschluss an das Netz nur eines Reserven anschließenden ÜNB;
- b) RR-Aktivierung gemäß dem von dem Reserven anfordernden ÜNB mitgeteilten Sollwert;
- c) bei dem Reserven anfordernden ÜNB handelt es sich um den Reserven anschließenden ÜNB oder um einen von dem Reserven anschließenden ÜNB in einer RR-Austauschvereinbarung gemäß Artikel 165 Absatz 3 oder Artikel 171 Absatz 4 zu benennenden ÜNB;
- d) Aktivierung der vollständigen RR-Kapazität innerhalb der von dem anfordernden ÜNB festgelegten Aktivierungszeit;
- e) Deaktivierung der RR gemäß dem von dem Reserven anfordernden ÜNB mitgeteilten Sollwert;
- f) ein RR-Anbieter stellt sicher, dass die RR-Aktivierung durch die RR-Einheiten innerhalb einer Reservegruppe beobachtet werden kann. Zu diesem Zweck muss der RR-Anbieter in der Lage sein, dem Reserven anschließenden ÜNB und dem Reserven anfordernden ÜNB Echtzeitmessungen am Netzanschlusspunkt oder einer anderen mit dem Reserven anschließenden ÜNB vereinbarten Schnittstelle zur Verfügung zu stellen, die Folgendes betreffen:
 - i) die mit einem Zeitstempel versehene fahrplanmäßige Wirkleistungsabgabe für jede RR-Einheit und -Gruppe und für jede Stromerzeugungsanlage oder Verbrauchseinheit einer RR-Gruppe mit einer maximalen Wirkleistungsabgabe von mindestens 1,5 MW;
 - ii) die mit einem Zeitstempel versehene momentane Wirkleistung für jede RR-Einheit und -Gruppe und für jede Stromerzeugungsanlage oder Verbrauchseinheit einer RR-Gruppe mit einer maximalen Wirkleistungsabgabe von mindestens 1,5 MW;

- g) die Einhaltung der RR-Verfügbarkeitsanforderungen.
- (2) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block RR-Verfügbarkeitsanforderungen und Anforderungen an die Regelqualität der RR-Einheiten und der RR-Gruppen fest.
- (3) Der Reserven anschließende ÜNB nimmt die technischen Anforderungen an den Anschluss der RR-Einheiten und der RR-Gruppen in die Beschreibung des Präqualifikationsverfahrens auf, um die sichere und geschützte Bereitstellung der RR zu gewährleisten.
- (4) Jeder RR-Anbieter
- a) stellt sicher, dass seine RR-Einheiten und RR-Gruppen die technischen Mindestanforderungen an die RR und die RR-Verfügbarkeitsanforderungen der Absätze 1 bis 3 erfüllen, und
- b) informiert seinen Reserven anfordernden ÜNB so bald wie möglich über eine Verringerung der tatsächlichen Verfügbarkeit oder eine störungsbedingte Nichtverfügbarkeit seiner RR-Einheit oder seiner RR-Gruppe oder eines Teils seiner RR-Gruppe.
- (5) Jeder Reserven anfordernde ÜNB stellt die Einhaltung der technischen Anforderungen an die RR, der RR-Verfügbarkeitsanforderungen und der Anschlussanforderungen, auf die in diesem Artikel Bezug genommen wird, durch seine RR-Einheiten und RR-Gruppen sicher.

Artikel 162

RR-Präqualifikationsverfahren

- (1) Jeder ÜNB eines LFR-Blocks, der einen ERP eingeführt hat, entwickelt innerhalb von zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung ein RR-Präqualifikationsverfahren, dessen Einzelheiten er erläutert und veröffentlicht.
- (2) Ein potenzieller RR-Anbieter muss dem Reserven anschließenden ÜNB oder dem von dem Reserven anschließenden ÜNB in der RR-Austauschvereinbarung benannten ÜNB nachweisen, dass er die technischen Mindestanforderungen an die RR, die RR-Verfügbarkeitsanforderungen und die Anschlussanforderungen des Artikels 161 erfüllt, indem er das in den Absätzen 3 bis 6 beschriebene Präqualifikationsverfahren für potenzielle RR-Einheiten oder RR-Gruppen erfolgreich durchläuft.
- (3) Ein potenzieller RR-Anbieter legt dem relevanten Reserven anschließenden ÜNB oder dem benannten ÜNB einen förmlichen Antrag zusammen mit den benötigten Informationen potenzieller RR-Einheiten oder RR-Gruppen vor. Innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Antrags bestätigt der Reserven anschließende ÜNB oder der benannte ÜNB, ob der Antrag vollständig ist. Ist der Antrag nach Auffassung des Reserven anschließenden ÜNB oder des benannten ÜNB unvollständig, reicht der potenzielle RR-Anbieter die zusätzlich verlangten Informationen innerhalb von vier Wochen nach Eingang des Ersuchens um zusätzliche Informationen nach. Falls der potenzielle RR-Anbieter die angeforderten Informationen nicht innerhalb dieser Frist übermittelt, gilt der Antrag als zurückgezogen.
- (4) Innerhalb von drei Monaten nach der Bestätigung der Vollständigkeit des Antrags bewertet der Reserven anschließende ÜNB oder der benannte ÜNB die vorgelegten Informationen und entscheidet, ob die potenziellen RR-Einheiten oder RR-Gruppen die Kriterien einer RR-Präqualifikation erfüllen. Der Reserven anschließende ÜNB oder der benannte ÜNB teilt dem potenziellen RR-Anbieter seine Entscheidung mit.
- (5) Eine erneute Prüfung der Qualifikation von RR-Einheiten oder von RR-Gruppen erfolgt
- a) mindestens alle fünf Jahre und
- b) wenn sich die technischen Anforderungen oder die Verfügbarkeitsanforderungen oder die Betriebsmittel geändert haben.
- (6) Zur Gewährleistung der Betriebssicherheit ist der Reserven anschließende ÜNB berechtigt, die RR-Bereitstellung durch RR-Gruppen auf der Grundlage technischer Aspekte wie der geografischen Verteilung der Stromerzeugungsanlagen oder der Verbrauchseinheiten, die eine RR-Gruppe bilden, abzulehnen.

TITEL 8

AUSTAUSCH UND TEILUNG VON RESERVEN

KAPITEL 1

Austausch und Teilung von Reserven innerhalb eines Synchrongebiets

Artikel 163

Austausch von FCR innerhalb eines Synchrongebiets

- (1) Alle an dem Austausch von FCR innerhalb eines Synchrongebiets beteiligten ÜNB müssen die in den Absätzen 2 bis 9 festgelegten Anforderungen erfüllen. Der Austausch von FCR beinhaltet eine Übertragung einer FCR-Verpflichtung von dem Reserven erhaltenden ÜNB zu dem Reserven anschließenden ÜNB für die jeweilige FCR-Kapazität.
- (2) Alle an dem Austausch von FCR innerhalb eines Synchrongebiets beteiligten ÜNB halten die in Anhang VI in der Tabelle angegebenen Grenzwerte und Anforderungen für den Austausch von FCR innerhalb des Synchrongebiets ein.
- (3) Bei einem Austausch von FCR geben der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB diesen gemäß Artikel 150 bekannt.
- (4) Jeder Reserven anschließende ÜNB, Reserven erhaltende ÜNB oder betroffene ÜNB, der an dem Austausch von FCR beteiligt ist, kann den Austausch von FCR ablehnen, wenn dieser zu Leistungsflüssen führen würde, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte bei der Aktivierung der FCR-Kapazität, die Gegenstand des Austauschs von FCR ist, nicht eingehalten werden.
- (5) Jeder betroffene ÜNB überprüft, ob seine gemäß Artikel 22 der Verordnung (EU) 2015/1222 ermittelte Zuverlässigkeitsmarge ausreicht, um die Leistungsflüsse aufzunehmen, die auf die Aktivierung der FCR-Kapazität zurückgehen, die Gegenstand des Austauschs von FCR ist.
- (6) Alle ÜNB einer LFR-Zone passen die Parameter ihrer FRCE-Berechnung dahin gehend an, dass der Austausch von FCR berücksichtigt wird.
- (7) Der Reserven anschließende ÜNB ist für die Anforderungen gemäß den Artikeln 154 und 156 hinsichtlich der FCR-Kapazität, die Gegenstand des Austauschs von FCR ist, zuständig.
- (8) Die FCR-Einheit oder -Gruppe ist gegenüber ihrem Reserven anschließenden ÜNB für die FCR-Aktivierung zuständig.
- (9) Die betreffenden ÜNB stellen sicher, dass der Austausch von FCR keinen ÜNB daran hindert, den Reservebedarf gemäß Artikel 156 zu decken.

Artikel 164

Teilung von FCR innerhalb eines Synchrongebiets

Ein ÜNB darf die FCR nicht mit anderen ÜNB seines Synchrongebiets teilen, um seine FCR-Verpflichtung zu erfüllen und die Gesamtmenge der FCR des Synchrongebiets gemäß Artikel 153 zu verringern.

Artikel 165

Allgemeine Anforderungen an den Austausch von FRR und RR innerhalb eines Synchrongebiets

- (1) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB, des Reserven erhaltenden ÜNB und der betroffenen ÜNB hinsichtlich des Austauschs von FRR und/oder RR fest.
- (2) Findet ein Austausch von FRR/RR statt, geben der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB diesen Austausch gemäß den Bestimmungen in Artikel 150 bekannt.

- (3) Die an dem Austausch von FRR/RR beteiligten Reserven anschließenden und Reserven erhaltenden ÜNB legen in einer FRR- oder RR-Austauschvereinbarung ihre Aufgaben und Zuständigkeiten fest, darunter
- a) die Zuständigkeit des Reserven anfordernden ÜNB für die FRR- und die RR-Kapazität, die Gegenstand des Austauschs von FRR/RR ist,
 - b) die Menge der FRR- und der RR-Kapazität, die Gegenstand des Austauschs von FRR/RR ist,
 - c) die Einführung des grenzübergreifenden FRR-/RR-Aktivierungsverfahrens gemäß den Artikeln 147 und 148,
 - d) die technischen Mindestanforderungen an die FRR/RR im Zusammenhang mit dem grenzübergreifenden FRR-/RR-Aktivierungsverfahren, wenn es sich bei dem Reserven anschließenden ÜNB nicht um den Reserven anfordernden ÜNB handelt,
 - e) die Durchführung der FRR-/RR-Präqualifikation für die auszutauschende FRR- und RR-Kapazität gemäß den Artikeln 159 und 162,
 - f) die Zuständigkeit für die Beobachtung der Einhaltung der technischen Anforderungen an die FRR/RR und der FRR-/RR-Verfügbarkeitsanforderungen für die auszutauschende FRR- und RR-Kapazität gemäß Artikel 158 Absatz 5 und Artikel 161 Absatz 5, und
 - g) Verfahren, um sicherzustellen, dass der Austausch von FRR/RR nicht zu Leistungsflüssen führt, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte nicht eingehalten werden.
- (4) Jeder Reserven anschließende ÜNB, Reserven erhaltende ÜNB oder betroffene ÜNB, der an dem Austausch von FRR oder RR beteiligt ist, kann den in Absatz 2 genannten Austausch ablehnen, wenn dieser zu Leistungsflüssen führen würde, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte bei der Aktivierung der auszutauschenden FRR- und der RR-Kapazität nicht eingehalten werden.
- (5) Die betreffenden ÜNB stellen sicher, dass der Austausch von FRR/RR keinen ÜNB daran hindert, den Reservebedarf zu decken, der gemäß den FRR- oder RR-Dimensionierungsregeln in den Artikeln 157 und 160 ermittelt wurde.
- (6) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block die Aufgaben und Zuständigkeiten der Reserven anschließenden ÜNB, der Reserven erhaltenden ÜNB und der betroffenen ÜNB hinsichtlich des Austauschs von FRR und/oder RR mit den ÜNB anderer LFR-Blöcke fest.

Artikel 166

Allgemeine Anforderungen an die Teilung von FRR und RR innerhalb eines Synchrongebiets

- (1) Alle ÜNB eines Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Aufgaben und Zuständigkeiten der Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB, der Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich der Teilung von FRR/RR fest.
- (2) Werden FRR/RR geteilt, geben der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB und der Regelungskapazität erhaltende ÜNB diese Teilung gemäß den Mitteilungsanforderungen des Artikels 150 bekannt.
- (3) Der Regelungskapazität erhaltende ÜNB und der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB, die an der Teilung von FRR/RR beteiligt sind, legen in einer FRR- oder RR-Teilungsvereinbarung ihre Aufgaben und Zuständigkeiten fest, darunter
- a) die Menge der FRR- und der RR-Kapazität, die Gegenstand der Teilung von FRR/RR ist,
 - b) die Einführung des grenzübergreifenden FRR-/RR-Aktivierungsverfahrens gemäß den Artikeln 147 und 148
 - c) Verfahren, um sicherzustellen, dass die Aktivierung der FRR- und der RR-Kapazität, die Gegenstand der Teilung von FRR/RR ist, nicht zu Leistungsflüssen führt, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte nicht eingehalten werden.

(4) Jeder Regelungskapazität bereitstellende ÜNB, Regelungskapazität erhaltende ÜNB oder betroffene ÜNB, der an der Teilung von FRR/RR beteiligt ist, kann die Teilung von FRR/RR ablehnen, wenn diese zu Leistungsflüssen führen würde, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte bei der Aktivierung der FRR- und der RR-Kapazität, die Gegenstand der Teilung von FRR/RR ist, nicht eingehalten werden.

(5) Bei einer Teilung von FRR/RR stellt der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB dem Regelungskapazität erhaltenden ÜNB einen Anteil seiner eigenen FRR- und RR-Kapazität zur Verfügung, die benötigt wird, um seinen aus den FRR-/RR-Dimensionierungsregeln in den Artikeln 157 und 160 resultierenden FRR- und/oder RR-Bedarf zu decken. Der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB ist entweder

- a) der Reserven anfordernde ÜNB für die FRR- und die RR-Kapazität, die Gegenstand der Teilung von FRR/RR ist, oder
- b) der ÜNB, der Zugang zu seiner FRR- und RR-Kapazität hat, die durch ein eingeführtes grenzübergreifendes FRR-/RR-Aktivierungsverfahren im Rahmen einer FRR-/RR-Austauschvereinbarung Gegenstand der Teilung von FRR/RR ist.

(6) Jeder Regelungskapazität erhaltende ÜNB ist für die Bewältigung von Störfällen und Ungleichgewichten zuständig, wenn die FRR- und die RR-Kapazität, die Gegenstand der Teilung von FRR/RR ist, nicht verfügbar ist aufgrund

- a) von Beschränkungen hinsichtlich der Bereitstellung der Frequenzwiederherstellung oder der Anpassung des Regelprogramms im Zusammenhang mit der Betriebssicherheit und
- b) einer teilweisen oder vollständigen Nutzung der FRR- und der RR-Kapazität durch den Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB.

(7) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block ihre Aufgaben und Zuständigkeiten als Regelungskapazität bereitstellende ÜNB, Regelungskapazität erhaltende ÜNB und betroffene ÜNB hinsichtlich der Teilung von FRR und RR mit den ÜNB anderer LFR-Blöcke fest.

Artikel 167

Austausch von FRR innerhalb eines Synchrongebiets

Alle ÜNB in einem aus mehr als einem LFR-Block bestehenden Synchrongebiet, die an dem Austausch von FRR innerhalb des Synchrongebiets beteiligt sind, müssen die in Anhang VII in der Tabelle für den FRR-Austausch festgelegten Anforderungen und Grenzwerte einhalten.

Artikel 168

Teilung von FRR innerhalb eines Synchrongebiets

Jeder ÜNB eines LFR-Blocks ist berechtigt, FRR mit anderen LFR-Blöcken seines Synchrongebiets innerhalb der durch die FRR-Dimensionierungsregeln des Artikels 157 Absatz 1 festgelegten Grenzwerte und im Einklang mit Artikel 166 zu teilen.

Artikel 169

Austausch von RR innerhalb eines Synchrongebiets

Alle ÜNB in einem aus mehr als einem LFR-Block bestehenden Synchrongebiet, die an dem Austausch von RR innerhalb des Synchrongebiets beteiligt sind, müssen die in Anhang VIII in der Tabelle festgelegten Anforderungen und Grenzwerte für den Austausch von RR einhalten.

Artikel 170

Teilung von RR innerhalb eines Synchrongebiets

Jeder ÜNB eines LFR-Blocks ist berechtigt, RR mit anderen LFR-Blöcken desselben Synchrongebiets innerhalb der durch die RR-Dimensionierungsregeln des Artikels 160 Absätze 4 und 5 festgelegten Grenzwerte und im Einklang mit Artikel 166 zu teilen.

KAPITEL 2

Reservenaustausch und -teilung zwischen Synchrongebieten

Artikel 171

Allgemeine Anforderungen

(1) Jeder Betreiber und/oder Eigentümer einer HGÜ-Verbindungsleitung, die Synchrongebiete miteinander verbindet, stellt den anschließenden ÜNB die für den Austausch und die Teilung von FCR, FRR und RR erforderliche Kapazität zur Verfügung, wenn diese Technologie installiert ist.

(2) Alle ÜNB des Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Aufgaben und Zuständigkeiten des Reserven anschließenden ÜNB, des Reserven erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich des Reservenaustauschs sowie des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB, des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB und des betroffenen ÜNB hinsichtlich der Teilung von Reserven zwischen Synchrongebieten fest.

(3) Der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB oder der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB und der Regelungskapazität erhaltende ÜNB geben den Austausch oder die Teilung von FCR, FRR oder RR gemäß Artikel 150 bekannt.

(4) Der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB, die am Reservenaustausch beteiligt sind, legen in einer Austauschvereinbarung ihre Aufgaben und Zuständigkeiten fest, darunter

- a) die Zuständigkeit des Reserven anfordernden ÜNB für die auszutauschende Reservekapazität,
- b) die Menge der auszutauschenden Reservekapazität,
- c) die Einführung des grenzübergreifenden FRR-/RR-Aktivierungsverfahrens gemäß den Artikeln 147 und 148
- d) die Durchführung der Präqualifikation für die Reservekapazität, die Gegenstand des Reservenaustauschs ist, gemäß den Artikeln 155, 159 und 162,
- e) die Zuständigkeit für die Beobachtung der Einhaltung der technischen Anforderungen und der Verfügbarkeitsanforderungen für die Reservekapazität, die Gegenstand des Reservenaustauschs ist, gemäß Artikel 158 Absatz 5 und Artikel 161 Absatz 5 und
- f) Verfahren, um sicherzustellen, dass der Reservenaustausch nicht zu Leistungsflüssen führt, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte nicht eingehalten werden.

(5) Die Regelungskapazität bereitstellenden und die Regelungskapazität erhaltenden ÜNB, die an der Reserventeilung beteiligt sind, legen ihre Aufgaben und Zuständigkeiten in einer Teilungsvereinbarung fest, darunter

- a) die Menge der Reservekapazität, die Gegenstand der Reserventeilung ist,
- b) die Einführung des grenzübergreifenden FRR-/RR-Aktivierungsverfahrens gemäß den Artikeln 147 und 148 und
- c) Verfahren, um sicherzustellen, dass die Reserventeilung nicht zu Leistungsflüssen führt, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte nicht eingehalten werden.

(6) Der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB, die am Reservenaustausch beteiligt sind, oder der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB und der Regelungskapazität erhaltende ÜNB, die an der Reserventeilung beteiligt sind, schließen zusammen mit den Eigentümern einer HGÜ-Verbindungsleitung und/oder den Betreibern einer HGÜ-Verbindungsleitung oder Rechtspersonen, die Eigentümer einer HGÜ-Verbindungsleitung und/oder Betreiber einer HGÜ-Verbindungsleitung umfassen, eine HGÜ-Betriebs- und Koordinierungsvereinbarung, die Folgendes einschließt:

- a) die Interaktionen über alle Zeiträume hinweg, einschließlich der Planung und Aktivierung,
- b) den MW/Hz-Sensitivitätsfaktor, die lineare/dynamische oder statische/stufenartige Reaktionsfunktion jeder HGÜ-Verbindungsleitung, die Synchrongebiete miteinander verbindet, und
- c) den Anteil/die Interaktion dieser Funktionen über mehrere HGÜ-Verbindungen zwischen den Synchrongebieten.

(7) Jeder Reserven anschließende ÜNB, Reserven erhaltende ÜNB, Regelungskapazität bereitstellende ÜNB, Regelungskapazität erhaltende ÜNB oder betroffene ÜNB, der am Austausch oder an der Teilung von Reserven beteiligt ist, kann den Austausch oder die Teilung von Reserven ablehnen, wenn diese zu Leistungsflüssen führen würden, bei denen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte bei der Aktivierung der Reservekapazität, die Gegenstand des Austauschs oder der Teilung von Reserven ist, nicht eingehalten werden.

(8) Die beteiligten ÜNB stellen sicher, dass der Reservaustausch zwischen Synchrongebieten keinen ÜNB daran hindert, den Reservebedarf gemäß den Artikeln 153, 157 und 160 zu decken.

(9) Der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB sowie der Regelungskapazität bereitstellende und der Regelungskapazität erhaltende ÜNB legen in einer Austauschvereinbarung oder einer Teilungsvereinbarung Verfahren für Fälle fest, in denen der Austausch oder die Teilung von Reserven zwischen Synchrongebieten nicht in Echtzeit durchgeführt werden kann.

Artikel 172

Freuenzkopplung zwischen Synchrongebieten

(1) Alle ÜNB der über eine HGÜ-Verbindungsleitung verbundenen Synchrongebiete sind berechtigt, ein Frequenzkopplungsverfahren durchzuführen, um eine gekoppelte Reaktion auf Frequenzänderungen zu erhalten. Das Frequenzkopplungsverfahren kann von den ÜNB genutzt werden, um den Austausch und/oder die Teilung von FCR zwischen Synchrongebieten zu ermöglichen.

(2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die technische Auslegung des Frequenzkopplungsverfahrens fest. Bei dem Frequenzkopplungsverfahren wird Folgendes berücksichtigt:

- a) die betrieblichen Auswirkungen zwischen den Synchrongebieten,
- b) die Stabilität des FHP des Synchrongebiets,
- c) die Fähigkeit der ÜNB des Synchrongebiets, die gemäß Artikel 127 festgelegten Frequenzqualitäts-Zielparameter einzuhalten, und
- d) die Betriebssicherheit.

(3) Jeder Betreiber einer HGÜ-Verbindungsleitung regelt den Wirkleistungsfluss über die HGÜ-Verbindungsleitung in Übereinstimmung mit dem eingeführten Frequenzkopplungsverfahren.

Artikel 173

Austausch von FCR zwischen Synchrongebieten

(1) Alle ÜNB eines an einem Frequenzkopplungsverfahren beteiligten Synchrongebiets sind berechtigt, das FCR-Austauschverfahren für den Austausch von FCR zwischen Synchrongebieten zu nutzen.

(2) Alle ÜNB von Synchrongebieten, die am Austausch von FCR zwischen Synchrongebieten beteiligt sind, organisieren den Austausch von FCR in einer Weise, die es den ÜNB eines Synchrongebiets ermöglicht, einen Anteil der gesamten FCR-Kapazität, die für ihr Synchrongebiet gemäß Artikel 153 benötigt wird, von einem anderen Synchrongebiet zu erhalten.

(3) Der Anteil an der gesamten FCR-Kapazität, die für das Synchrongebiet benötigt wird, mit dem der Austausch erfolgt, wird im zweiten Synchrongebiet zusätzlich zu der gesamten FCR-Kapazität, die für dieses zweite Synchrongebiet gemäß Artikel 153 benötigt wird, bereitgestellt.

(4) Alle ÜNB des Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Grenzwerte für den Austausch von FCR fest.

(5) Alle ÜNB der beteiligten Synchrongebiete erstellen eine FCR-Austauschvereinbarung, in der sie die Bedingungen für den Austausch von FCR vereinbaren.

Artikel 174

Teilung von FCR zwischen Synchrongebieten

(1) Alle ÜNB eines an einem Frequenzkopplungsverfahren beteiligten Synchrongebietes sind berechtigt, dieses Verfahren für die Teilung von FCR zwischen den Synchrongebieten zu nutzen.

- (2) Alle ÜNB des Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Grenzwerte für die Teilung von FCR nach den folgenden Kriterien fest:
- Für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa stellen alle ÜNB sicher, dass die Summe der FCR, die innerhalb des Synchrongebiets und von anderen Synchrongebieten im Rahmen des Austauschs von FCR bereitgestellt wird, mindestens den Referenzstörfall abdeckt.
 - Für die Synchrongebiete GB und IE/NI legen alle ÜNB eine Methode zur Bestimmung der Mindestbereitstellung von FCR-Kapazität im Synchrongebiet fest.
- (3) Alle ÜNB der beteiligten Synchrongebiete legen in ihren jeweiligen Betriebsvereinbarungen für das Synchrongebiet die Bedingungen für die Teilung von FCR zwischen den beteiligten Synchrongebieten fest.

Artikel 175

Allgemeine Anforderungen an die Teilung von FRR und RR zwischen Synchrongebieten

- (1) Bei einer Teilung von FRR oder RR stellt der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB dem Regelungskapazität erhaltenden ÜNB einen Anteil seiner eigenen FRR- und RR-Kapazität zur Verfügung, die benötigt wird, um den aus den FRR-/RR-Dimensionierungsregeln in den Artikeln 157 und 160 resultierenden FRR- und/oder RR-Bedarf zu decken. Der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB ist entweder
- der Reserven anfordernde ÜNB für die FRR- und die RR-Kapazität, die Gegenstand der Teilung von FRR oder RR ist, oder
 - der ÜNB, der durch ein eingeführtes grenzübergreifendes FRR-/RR-Aktivierungsverfahren im Rahmen einer FRR-/RR-Austauschvereinbarung Zugang zu seiner FRR- und RR-Kapazität hat.
- (2) Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block ihre Aufgaben und Zuständigkeiten als Regelungskapazität bereitstellende ÜNB, Regelungskapazität erhaltende ÜNB und betroffene ÜNB hinsichtlich der Teilung von FRR und RR mit den ÜNB anderer LFR-Blöcke in anderen Synchrongebieten fest.

Artikel 176

Austausch von FRR zwischen Synchrongebieten

- (1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet eine Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für den Austausch von FRR mit anderen Synchrongebieten fest. Diese Methode berücksichtigt Folgendes:
- die betrieblichen Auswirkungen zwischen den Synchrongebieten,
 - die Stabilität des FWP des Synchrongebiets,
 - die Fähigkeit der ÜNB des Synchrongebiets, die gemäß Artikel 127 festgelegten Frequenzqualitäts-Zielparameter und die gemäß Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter zu erreichen, und
 - die Betriebssicherheit.
- (2) Alle ÜNB der LFR-Blöcke, die am Austausch von FRR zwischen Synchrongebieten beteiligt sind, organisieren diesen Austausch so, dass es den ÜNB eines LFR-Blocks im ersten Synchrongebiet möglich ist, einen Anteil der gesamten FRR-Kapazität, die für ihren LFR-Block benötigt und gemäß Artikel 157 Absatz 1 ermittelt wird, von einem LFR-Block im zweiten Synchrongebiet zu erhalten.
- (3) Der Anteil der gesamten FRR-Kapazität, die für den LFR-Block im Synchrongebiet benötigt wird, in dem der Austausch erfolgt, wird vom LFR-Block im zweiten Synchrongebiet zusätzlich zu der gesamten FRR-Kapazität, die für diesen zweiten LFR-Block gemäß Artikel 157 Absatz 1 benötigt wird, bereitgestellt.

(4) Jeder Betreiber einer HGÜ-Verbindungsleitung regelt den Wirkleistungsfluss über die HGÜ-Verbindungsleitung nach den Anweisungen entweder des Reserven anschließenden ÜNB oder des Reserven erhaltenden ÜNB im Einklang mit den in Artikel 158 angegebenen technischen Mindestanforderungen an die FRR.

(5) Alle ÜNB der LFR-Blöcke, zu denen der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB gehören, legen die Bedingungen für den Austausch von FRR in einer FRR-Austauschvereinbarung fest.

Artikel 177

Teilung von FRR zwischen Synchrongebieten

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet eine Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für die Teilung von FRR mit anderen Synchrongebieten fest. Diese Methode berücksichtigt Folgendes:

- a) die betrieblichen Auswirkungen zwischen den Synchrongebieten,
- b) die Stabilität des FWP des Synchrongebiets,
- c) die maximale Verringerung der FRR, die bei der FRR-Dimensionierung gemäß Artikel 157 infolge der Teilung von FRR berücksichtigt werden kann,
- d) die Fähigkeit des Synchrongebiets, die gemäß Artikel 127 festgelegten Frequenzqualitäts-Zielparameter und die gemäß Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter zu erreichen, und
- e) die Betriebssicherheit.

(2) Alle ÜNB der LFR-Blöcke, die an der Teilung von FRR zwischen Synchrongebieten beteiligt sind, organisieren diese Teilung so, dass es den ÜNB eines LFR-Blocks im ersten Synchrongebiet möglich ist, einen Anteil der gesamten FRR-Kapazität, die für ihren LFR-Block benötigt und gemäß Artikel 157 Absatz 1 ermittelt wird, von einem LFR-Block im zweiten Synchrongebiet zu erhalten.

(3) Jeder Betreiber einer HGÜ-Verbindungsleitung regelt den Wirkleistungsfluss über die HGÜ-Verbindungsleitung nach den Anweisungen entweder des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB oder des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB im Einklang mit den in Artikel 158 Absatz 1 angegebenen technischen Mindestanforderungen an die FRR.

(4) Alle ÜNB der LFR-Blöcke, zu denen der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB und die Regelungskapazität erhaltenden ÜNB gehören, legen die Bedingungen für die Teilung von FRR in einer FRR-Teilungsvereinbarung fest.

Artikel 178

Austausch von RR zwischen Synchrongebieten

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet eine Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für den Austausch von RR mit anderen Synchrongebieten fest. Diese Methode muss Folgendes berücksichtigen:

- a) die betrieblichen Auswirkungen zwischen den Synchrongebieten,
- b) die Stabilität des ERP des Synchrongebiets,
- c) die Fähigkeit des Synchrongebiets, die gemäß Artikel 127 festgelegten Frequenzqualitäts-Zielparameter und die gemäß Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter zu erreichen, und
- d) die Betriebssicherheit.

(2) Alle ÜNB von LFR-Blöcken, die am Austausch von RR zwischen Synchrongebieten beteiligt sind, organisieren diesen Austausch so, dass es den ÜNB eines LFR-Blocks im ersten Synchrongebiet möglich ist, einen Anteil der gesamten RR-Kapazität, die gemäß Artikel 160 Absatz 2 für ihren LFR-Block benötigt wird, von einem LFR-Block im zweiten Synchrongebiet zu erhalten.

(3) Der Anteil der gesamten RR-Kapazität, die für den LFR-Block im Synchrongebiet benötigt und ausgetauscht wird, wird vom LFR-Block im zweiten Synchrongebiet zusätzlich zu der gesamten RR-Kapazität, die für diesen zweiten LFR-Block gemäß Artikel 160 Absatz 2 erforderlich ist, bereitgestellt.

(4) Jeder Betreiber einer HGÜ-Verbindungsleitung regelt den Wirkleistungsfluss über die HGÜ-Verbindungsleitung nach den Anweisungen entweder des Reserven anschließenden ÜNB oder des Reserven erhaltenden ÜNB im Einklang mit den technischen Mindestanforderungen an die RR in Artikel 161.

(5) Alle ÜNB des LFR-Blocks, zu dem der Reserven anschließende ÜNB und der Reserven erhaltende ÜNB gehören, legen die Bedingungen für den Austausch von RR in einer RR-Austauschvereinbarung fest.

Artikel 179

Teilung von RR zwischen Synchrongebieten

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet eine Methode zur Bestimmung der Grenzwerte für die Teilung von RR mit anderen Synchrongebieten fest. Diese Methode muss Folgendes berücksichtigen:

- a) die betrieblichen Auswirkungen zwischen den Synchrongebieten,
- b) die Stabilität des ERP des Synchrongebiets,
- c) die maximale Verringerung der RR, die in den RR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 160 infolge der Teilung von RR berücksichtigt werden kann,
- d) die Fähigkeit der ÜNB des Synchrongebiets, die gemäß Artikel 127 festgelegten Frequenzqualitäts-Zielparameter einzuhalten, und die Fähigkeit der LFR-Blöcke, die gemäß Artikel 128 festgelegten FRCE-Zielparameter zu erreichen, und
- e) die Betriebssicherheit.

(2) Alle ÜNB der LFR-Blöcke, die an der Teilung von RR zwischen Synchrongebieten beteiligt sind, organisieren diese Teilung in einer Weise, die es den ÜNB eines LFR-Blocks im ersten Synchrongebiet ermöglicht, einen Anteil der gesamten RR-Kapazität, die gemäß Artikel 160 Absatz 2 für ihren LFR-Block benötigt wird, von einem LFR-Block im zweiten Synchrongebiet zu erhalten.

(3) Jeder Betreiber einer HGÜ-Verbindungsleitung regelt den Wirkleistungsfluss über die HGÜ-Verbindungsleitung nach den Anweisungen entweder des Regelungskapazität bereitstellenden ÜNB oder des Regelungskapazität erhaltenden ÜNB im Einklang mit den technischen Mindestanforderungen an die RR in Artikel 161.

(4) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks, zu dem der Regelungskapazität bereitstellende ÜNB und der Regelungskapazität erhaltende ÜNB gehören, legen die Bedingungen für die Teilung von RR in einer RR-Teilungsvereinbarung fest.

KAPITEL 3

Grenzübergreifendes FRR-/RR-Aktivierungsverfahren

Artikel 180

Grenzübergreifendes FRR-/RR-Aktivierungsverfahren

Alle ÜNB, die an der grenzübergreifenden Aktivierung von FRR und RR in demselben oder in einem anderen Synchrongebiet beteiligt sind, müssen die in den Artikeln 147 und 148 festgelegten Anforderungen einhalten.

TITEL 9

ZEITREGELUNGSVERFAHREN*Artikel 181***Zeitregelungsverfahren**

- (1) Das Regelungsziel des Netzzeitregelungsverfahrens besteht darin, den durchschnittlichen Wert der Netzfrequenz auf die Nennfrequenz zu regeln.
- (2) Gegebenenfalls legen alle ÜNB eines Synchrongebiets in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet eine Methode zur Korrektur der Netzzeitabweichung fest, die Folgendes einschließt:
- die Zeitspannen, innerhalb deren die Netzzeitabweichung infolge der Bemühungen der ÜNB gehalten werden sollen,
 - die Anpassungen des Frequenzsollwerts, um die Netzzeitabweichung wieder auf null zu bringen, und
 - die Maßnahmen zur Erhöhung oder Verringerung der durchschnittlichen Netzfrequenz durch Wirkleistungsreserven.
- (3) Der Synchrongebiets-Beobachter
- beobachtet die Netzzeitabweichung,
 - berechnet die Anpassungen des Frequenzsollwerts und
 - koordiniert die Maßnahmen des Zeitregelungsverfahrens.

TITEL 10

ZUSAMMENARBEIT MIT VNB*Artikel 182***An das VNB-Netz angeschlossene Reservegruppen oder -einheiten**

- (1) Die ÜNB und VNB arbeiten zusammen, um die Bereitstellung von Wirkleistungsreserven durch Reservegruppen oder Reserveeinheiten, die sich in den Verteilernetzen befinden, zu erleichtern und zu ermöglichen.
- (2) Für die Zwecke der Präqualifikationsverfahren für FCR gemäß Artikel 155, für FRR gemäß Artikel 159 und für RR gemäß Artikel 162 legt jeder ÜNB in einer Vereinbarung mit seinen Reserven anschließenden VNB und zwischengeschalteten VNB die Bedingungen für den Austausch von Informationen fest, die für die Präqualifikationsverfahren von in Verteilernetzen befindlichen Reserveeinheiten oder -gruppen sowie für die Bereitstellung von Wirkleistungsreserven benötigt werden. In den Präqualifikationsverfahren für FCR gemäß Artikel 155, für FRR gemäß Artikel 159 und für RR gemäß Artikel 162 werden die Informationen festgelegt, die von den potenziellen Reserveeinheiten oder -gruppen bereitzustellen sind und Folgendes umfassen müssen:
- die Spannungsebenen und Netzanschlusspunkte der Reserveeinheiten oder -gruppen;
 - die Art der Wirkleistungsreserven;
 - die von den Reserveeinheiten oder -gruppen an jedem Netzanschlusspunkt bereitgestellte maximale Reservekapazität und
 - die maximale Geschwindigkeit der Wirkleistungsänderung für die Reserveeinheiten oder -gruppen.
- (3) Dem Präqualifikationsverfahren liegen die Zeitachse und die Regeln zugrunde, die für den Informationsaustausch und für die Bereitstellung von Wirkleistungsreserven zwischen dem ÜNB, dem Reserven anschließenden VNB und den zwischengeschalteten VNB vereinbart wurden. Das Präqualifikationsverfahren dauert maximal drei Monate ab der Einreichung eines vollständigen förmlichen Antrags durch die Reserveeinheit oder -gruppe.
- (4) Während der Präqualifikation einer an sein Verteilernetz angeschlossenen Reserveeinheit oder -gruppe ist jeder Reserven anschließende VNB und jeder zwischengeschaltete VNB in Zusammenarbeit mit dem ÜNB berechtigt, auf der Grundlage technischer Aspekte wie dem geografischen Standort der Reserveeinheiten und der Reservegruppen die Bereitstellung von in seinem Verteilernetz befindlichen Wirkleistungsreserven zu begrenzen oder auszuschließen.

(5) Jeder Reserven anschließende VNB und jeder zwischengeschaltete VNB ist berechtigt, die Bereitstellung von in seinem Verteilernetz befindlichen Wirkleistungsreserven vor der Aktivierung von Reserven in Zusammenarbeit mit dem ÜNB zeitlich zu begrenzen. Die jeweiligen ÜNB vereinbaren mit den jeweiligen Reserven anschließenden VNB und den zwischengeschalteten VNB die anzuwendenden Verfahren.

TITEL 11

TRANSPARENZ DER INFORMATIONEN

Artikel 183

Allgemeine Transparenzanforderungen

(1) Alle ÜNB stellen sicher, dass die unter diesem Titel genannten Informationen zu einem Zeitpunkt und in einem Format veröffentlicht werden, die nicht zu einem tatsächlichen oder potenziellen Wettbewerbsvorteil oder -nachteil einer einzelnen Partei oder bestimmter Arten von Parteien führen, wobei wirtschaftlich sensible Informationen gebührend zu berücksichtigen sind.

(2) Jeder ÜNB nutzt die verfügbaren Kenntnisse und Instrumente, um technische Grenzen zu überwinden und um sicherzustellen, dass die Informationen, die ENTSO (Strom) gemäß Artikel 16 und Artikel 185 Absatz 3 bereitgestellt werden, verfügbar und zutreffend sind.

(3) Jeder ÜNB stellt sicher, dass die Informationen, die ENTSO (Strom) gemäß den Artikeln 184 bis 190 bereitgestellt werden, verfügbar und zutreffend sind.

(4) Das gesamte für die Veröffentlichung bestimmte Material gemäß den Artikeln 184 bis 190 ist ENTSO (Strom) mindestens in englischer Sprache zur Verfügung zu stellen. ENTSO (Strom) veröffentlicht dieses Material auf der gemäß Artikel 3 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 eingerichteten Informationstransparenzplattform.

Artikel 184

Informationen über Betriebsvereinbarungen

(1) Jeder ÜNB teilt seiner Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls einer anderen relevanten zuständigen Behörde den Inhalt seiner Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet spätestens einen Monat vor deren Inkrafttreten mit.

(2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) den Inhalt ihrer Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet spätestens eine Woche nach ihrem Inkrafttreten mit.

(3) Jeder ÜNB jedes LFR-Blocks teilt seiner Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls einer anderen zuständigen Behörde den Inhalt seiner Betriebsvereinbarung für den LFR-Block mit.

Artikel 185

Informationen über die Frequenzqualität

(1) Schlagen die ÜNB eines Synchrongebiets eine Änderung der Werte der qualitätsbestimmenden Frequenzparameter oder der Frequenzqualitäts-Zielparameter gemäß Artikel 127 vor, teilen sie ENTSO (Strom) die geänderten Werte mindestens einen Monat vor dem Inkrafttreten der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet zur Veröffentlichung mit.

(2) Gegebenenfalls teilen alle ÜNB jedes Synchrongebiets die Werte der FRCE-Zielparameter für jeden LFR-Block und jede LFR-Zone ENTSO (Strom) mindestens einen Monat vor deren Geltungsbeginn mit

(3) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) spätestens drei Monate vor der Anwendung der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die Methode mit, die zur Bestimmung des Risikos der Ausschöpfung der FCR dient.

(4) Der Synchrongebiets-Beobachter jedes Synchrongebiets teilt ENTSO (Strom) innerhalb von drei Monaten nach dem letzten Zeitstempel des Messzeitraums und mindestens viermal jährlich die Ergebnisse des Kriterienanwendungsverfahrens für sein Synchrongebiet mit. Diese Ergebnisse müssen mindestens Folgendes umfassen:

- a) Die Werte der Frequenzqualitäts-Bewertungskriterien, die für das Synchrongebiet und für jeden LFR-Block innerhalb des Synchrongebiets gemäß Artikel 133 Absatz 3 berechnet werden, und
- b) die Messauflösung, Messgenauigkeit und Berechnungsmethode gemäß Artikel 132.

(5) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) den Rampenzeitraum gemäß Artikel 136 mindestens drei Monate vor deren Geltungsbeginn zur Veröffentlichung mit.

Artikel 186

Informationen über die Leistungs-Frequenz-Regelungsstruktur

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) mindestens drei Monate vor der Anwendung der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet die folgenden Informationen zur Veröffentlichung mit:

- a) Informationen über die Prozessstruktur zur Aktivierung von Reserven des Synchrongebiets, darunter mindestens Informationen über die festgelegten Monitoring-Gebiete, LFR-Zonen und LFR-Blöcke und ihre jeweiligen ÜNB und
- b) Informationen über die Prozess-Zuständigkeitsstruktur des Synchrongebiets, darunter mindestens Informationen über die gemäß Artikel 140 Absatz 1 und Artikel 140 Absatz 2 entwickelten Verfahren.

(2) Alle ÜNB, die ein IN-Verfahren einführen, veröffentlichen Informationen über dieses Verfahren, darunter mindestens die Liste der teilnehmenden ÜNB und das Datum des Beginns des IN-Verfahrens.

Artikel 187

Informationen über die FCR

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) den FCR-Dimensionierungsansatz für ihr Synchrongebiet gemäß Artikel 153 Absatz 2 mindestens einen Monat vor dessen Geltungsbeginn zur Veröffentlichung mit.

(2) Gegebenenfalls teilen alle ÜNB jedes Synchrongebiets ENTSO (Strom) die Gesamtmenge der FCR-Kapazität und die für jeden ÜNB benötigten Anteile an der FCR-Kapazität, die gemäß Artikel 153 Absatz 1 als anfängliche FCR-Verpflichtung festgelegt wurden, mindestens einen Monat vor deren Geltungsbeginn zur Veröffentlichung mit.

(3) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) die für ihr Synchrongebiet gemäß Artikel 154 Absatz 2 festgelegten FCR-Eigenschaften und die gemäß Artikel 154 Absatz 3 festgelegten zusätzlichen Anforderungen für FCR-Gruppen mindestens drei Monate vor deren Geltungsbeginn zur Veröffentlichung mit.

Artikel 188

Informationen über die FRR

(1) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks teilen ENTSO (Strom) die gemäß Artikel 158 Absatz 2 festgelegten FRR-Verfügbarkeitsanforderungen und Anforderungen an die Regelqualität sowie die gemäß Artikel 158 Absatz 3 festgelegten technischen Anschlussanforderungen für ihren LFR-Block mindestens drei Monate vor deren Geltungsbeginn zur Veröffentlichung mit.

(2) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks teilen ENTSO (Strom) die gemäß Artikel 157 Absatz 1 für ihren LFR-Block festgelegten FRR-Dimensionierungsregeln mindestens drei Monate vor dem Geltungsbeginn der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block zur Veröffentlichung mit.

(3) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) bis zum 30. November eines jeden Jahres eine Prognose der FRR-Kapazitäten jedes LFR-Blocks für das nächste Jahr zur Veröffentlichung mit.

(4) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) innerhalb von 30 Tagen nach Quartalsende die tatsächlichen FRR-Kapazitäten jedes LFR-Blocks für das letzte Quartal zur Veröffentlichung mit.

Artikel 189

Informationen über die RR

(1) Alle ÜNB jedes LFR-Blocks, der einen Ersatzreservenprozess durchführt, teilen ENTSO (Strom) die gemäß Artikel 161 Absatz 2 festgelegten RR-Verfügbarkeitsanforderungen und die gemäß Artikel 161 Absatz 3 festgelegten technischen Anschlussanforderungen für ihren LFR-Block innerhalb von drei Monaten vor deren Geltungsbeginn zur Veröffentlichung mit.

(2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) bis zum 30. November eines jeden Jahres eine Prognose der RR-Kapazitäten jedes LFR-Blocks für das folgende Jahr zur Veröffentlichung mit.

(3) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) innerhalb von 30 Tagen nach Quartalsende die tatsächlichen RR-Kapazitäten jedes LFR-Blocks für das letzte Quartal zur Veröffentlichung mit.

Artikel 190

Informationen über Teilung und Austausch

(1) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) die jährlichen Zusammenstellungen der Vereinbarungen für die Teilung von FRR und von RR für jeden LFR-Block innerhalb des Synchrongebiets gemäß Artikel 188 Absatz 3 und Artikel 189 Absatz 2 zur Veröffentlichung mit. Diese Zusammenstellungen müssen folgende Informationen enthalten:

- a) die Bezeichnung der LFR-Blöcke, in denen es eine Vereinbarung für die Teilung von FRR oder RR gibt, und
- b) die anteilige Verringerung der FRR und der RR aufgrund jeder Vereinbarung für die Teilung von FRR und RR.

(2) Alle ÜNB jedes Synchrongebiets teilen ENTSO (Strom) die Informationen über die Teilung von FCR zwischen Synchrongebieten gemäß Artikel 187 Absatz 1 zur Veröffentlichung mit. Diese Informationen müssen Folgendes umfassen:

- a) die Menge der FCR-Kapazität, die zwischen den ÜNB, die Vereinbarungen für die FCR-Teilung geschlossen haben, geteilt wird, und
- b) die Auswirkungen der Teilung von FCR auf die FCR-Kapazität der beteiligten ÜNB.

(3) Gegebenenfalls veröffentlichen alle ÜNB die Informationen über den Austausch von FCR, FRR und RR.

TEIL V

SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 191

Änderung von Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen

Alle einschlägigen Klauseln in den Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen der ÜNB, VNB und signifikanten Netznutzer, die den Netzbetrieb betreffen, müssen den Anforderungen dieser Verordnung entsprechen. Diese Verträge und allgemeinen Geschäftsbedingungen sind daher entsprechend zu ändern.

Artikel 192

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Die Artikel 41 bis 53 werden 18 Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung anwendbar. Sehen andere Artikel die Bereitstellung oder die Nutzung von Daten gemäß der Beschreibung in den Artikeln 41 bis 53 im Zeitraum zwischen dem Inkrafttreten dieser Verordnung und dem Geltungsbeginn der Artikel 41 bis 53 vor und wurde nichts anderes vereinbart, sind die neuesten verfügbaren gleichwertigen Daten in einem Datenformat zu verwenden, das von der für die Bereitstellung der Daten zuständigen Stelle vorgegeben wird.

Artikel 54 Absatz 4 gilt ab dem Geltungsbeginn des Artikels 41 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 und ab dem Geltungsbeginn des Artikels 35 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/1388.

Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Brüssel, den 2. August 2017

Für die Kommission
Der Präsident
Jean-Claude JUNCKER

ANHANG I

Bestimmungen, von denen die ÜNB Litauens, Lettlands und Estlands gemäß Artikel 2 Absatz 4 freigestellt sind:

- (1) Artikel 16 Absatz 2 Buchstaben d, e und f;
 - (2) Artikel 38 Absatz 2;
 - (3) Artikel 39 Absatz 3;
 - (4) Artikel 118;
 - (5) Artikel 119;
 - (6) Artikel 125;
 - (7) Artikel 126;
 - (8) Artikel 127 Absatz 1 Ziffer i sowie die Absätze 3, 4, 5 und 9;
 - (9) Artikel 128 Absätze 4 und 7;
 - (10) Artikel 130 Absatz 1 Buchstabe b;
 - (11) Artikel 131;
 - (12) Artikel 132 Absatz 2;
 - (13) Artikel 133 bis 140;
 - (14) Artikel 141 Absätze 1 und 2, Absatz 4 Buchstabe c sowie die Absätze 5, 6, 9, 10 und 11;
 - (15) Artikel 142;
 - (16) Artikel 143 Absatz 3;
 - (17) Artikel 145 Absätze 1, 2, 3, 4 und 6
 - (18) Artikel 149 Absatz 3;
 - (19) Artikel 150;
 - (20) Artikel 151 Absatz 2;
 - (21) Artikel 152 bis 181;
 - (22) Artikel 184 Absatz 2;
 - (23) Artikel 185;
 - (24) Artikel 186 Absatz 1;
 - (25) Artikel 187;
 - (26) Artikel 188 Absätze 1 und 2 sowie
 - (27) Artikel 189 Absatz 1.
-

ANHANG II

Spannungsbereiche gemäß Artikel 27:

Tabelle 1

Spannungsbereiche an Netzanschlusspunkten mit einer Spannung zwischen 110 kV und 300 kV

Synchronegebiet	Spannungsbereich
Kontinentaleuropa	0,90 pu-1,118 pu
Nordeuropa	0,90 pu-1,05 pu
Großbritannien	0,90 pu-1,10 pu
Irland und Nordirland	0,90 pu-1,118 pu
Baltische Staaten	0,90 pu-1,118 pu

Tabelle 2

Spannungsbereiche an Netzanschlusspunkten mit einer Spannung zwischen 300 kV und 400 kV

Synchronegebiet	Spannungsbereich
Kontinentaleuropa	0,90 pu-1,05 pu
Nordeuropa	0,90 pu-1,05 pu
Großbritannien	0,90 pu-1,05 pu
Irland und Nordirland	0,90 pu-1,05 pu
Baltische Staaten	0,90 pu-1,097 pu

ANHANG III

Qualitätsbestimmende Frequenzparameter gemäß Artikel 127:

Tabelle 1

Qualitätsbestimmende Frequenzparameter der Synchrongebiete Frequenzqualitäts-Zielparameter

	Kontinentaleuropa	GB	IE/NL	Nordeuropa
Standardfrequenzbereich	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Maximale momentane Frequenzabweichung	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Maximale Frequenzabweichung in stationärem Zustand	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Frequenzerholungszeit	n. a.	1 Minute	1 Minute	n. a.
Frequenzerholungsbereich	n. a.	± 500 mHz	± 500 mHz	n. a.
Frequenzwiederherstellungszeit	15 Minuten	15 Minuten	15 Minuten	15 Minuten
Frequenzwiederherstellungsbereich	n. a.	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Auslösezeit des gefährdeten Zustands	5 Minuten	10 Minuten	10 Minuten	5 Minuten

Qualitätsbestimmende Frequenzparameter gemäß Artikel 127:

Tabelle 2

Frequenzqualitäts-Zielparameter der Synchrongebiete

	Kontinentaleuropa	GB	IE/NL	Nordeuropa
Höchstdauer außerhalb des Standardfrequenzbereichs (in Minuten)	15 000	15 000	15 000	15 000

ANHANG IV

FRCE-Zielparameter gemäß Artikel 128:

Tabelle

FRCE-Zielparameter für GB und IE/NI

	GB	IE/NI
Stufe 1	3 %	3 %
Stufe 2	1 %	1 %

ANHANG V

Technische Mindestanforderungen hinsichtlich der FCR gemäß Artikel 154:

Tabelle

FCR-Eigenschaften in den einzelnen Synchrongebieten

Mindestens erforderliche Genauigkeit der Frequenzmessung	Kontinentaleuropa, GB, IE/NI und Nordeuropa	10 mHz oder Industriestandard (falls strenger)
Maximale kombinierte Auswirkung der inhärenten Unempfindlichkeit der Frequenzreaktion und eines möglichen beabsichtigten Totbands bei der Frequenzreaktion des Reglers von FCR-Einheiten oder -Gruppen.	Kontinentaleuropa	10 mHz
	GB	15 mHz
	IE/NI	15 mHz
	Nordeuropa	10 mHz
Zeit bis zur vollständigen FCR-Aktivierung	Kontinentaleuropa	30 s
	GB	10 s
	IE/NI	15 s
	Nordeuropa	30 s, falls die Netzfrequenz außerhalb des Standardfrequenzbereichs liegt
Der vollständigen FCR-Aktivierung zugrunde liegende Frequenzabweichung	Kontinentaleuropa	± 200 mHz
	GB	± 500 mHz
	IE/NI	Dynamische FCR ± 500 mHz
		Statische FCR ± 1 000 mHz
	Nordeuropa	± 500 mHz

ANHANG VI

Grenzwerte und Anforderungen für den FCR-Austausch gemäß Artikel 163:

Tabelle

Grenzwerte und Anforderungen für den FCR-Austausch

Synchronegebiet	FCR-Austausch zulässig zwischen:	Grenzwerte für den FCR-Austausch
Synchronegebiet Kontinentaleuropa	ÜNB benachbarter LFR-Blöcke	<ul style="list-style-type: none"> — Die ÜNB eines LFR-Blocks müssen sicherstellen, dass mindestens 30 % ihrer gesamten kombinierten anfänglichen FCR-Verpflichtungen physisch innerhalb ihres LFR-Blocks erfüllt werden; und — die Menge der FCR-Kapazität, die sich aufgrund des FCR-Austauschs mit anderen LFR-Blöcken in einem LFR-Block befindet, ist begrenzt auf den höheren Wert von <ul style="list-style-type: none"> — 30 % der gesamten kombinierten anfänglichen FCR-Verpflichtungen der ÜNB des LFR-Blocks, an den die FCR-Kapazität physisch angeschlossen ist, und — 100 MW FCR-Kapazität.
	ÜNB der LFR-Zonen desselben LFR-Blocks	<ul style="list-style-type: none"> — Die ÜNB der LFR-Zonen, aus denen ein LFR-Block besteht, können in der Betriebsvereinbarung des LFR-Blocks interne Grenzwerte für den FCR-Austausch zwischen den LFR-Zonen desselben LFR-Blocks festlegen, um <ul style="list-style-type: none"> — bei der Aktivierung der FCR einen internen Engpass zu vermeiden, — im Falle der Netzauftrennung für eine gleichmäßige Verteilung der FCR-Kapazität zu sorgen und — Beeinträchtigungen der Stabilität des FHP oder der Betriebssicherheit zu vermeiden.
Andere Synchronegebiete	ÜNB des Synchronegebietes	<ul style="list-style-type: none"> — Die ÜNB des Synchronegebietes können in der Betriebsvereinbarung für das Synchronegebiet Grenzwerte für den FCR-Austausch festlegen, um <ul style="list-style-type: none"> — bei der Aktivierung der FCR einen internen Engpass zu vermeiden, — im Falle der Netzaufspaltung für eine gleichmäßige Verteilung der FCR zu sorgen und — Beeinträchtigungen der Stabilität des FHP oder der Betriebssicherheit zu vermeiden.

ANHANG VII

Anforderungen und Grenzwerte für den FRR-Austausch innerhalb des Synchrongebietes gemäß Artikel 167:

Tabelle

Anforderungen und Grenzwerte für den FRR-Austausch innerhalb eines Synchrongebietes

Synchrongebiet	FRR-Austausch zulässig zwischen:	Grenzwerte für den FRR-Austausch
Alle Synchrongebiete, die mehr als einen LFR-Block umfassen	ÜNB verschiedener LFR-Blöcke	— Die ÜNB eines LFR-Blocks sorgen dafür, dass sich mindestens 50 % ihrer gesamten kombinierten FRR-Kapazität, die sich aus den FRR-Dimensionierungsregeln in Artikel 157 Absatz 1 ergibt, bevor sie aufgrund der FRR-Teilung gemäß Artikel 157 Absatz 2 verringert wird, innerhalb ihres LFR-Blocks befindet.
	ÜNB der LFR-Zonen desselben LFR-Blocks	<ul style="list-style-type: none"> — Die ÜNB der LFR-Zonen, aus denen ein LFR-Block besteht, können in der Betriebsvereinbarung des LFR-Blocks erforderlichenfalls interne Grenzwerte für den FRR-Austausch zwischen den LFR-Zonen desselben LFR-Blocks festlegen, um <ul style="list-style-type: none"> — interne Engpässe aufgrund der Aktivierung der FRR-Kapazität vorbehaltlich des FRR-Austauschs zu vermeiden, — im Falle der Netzauftrennung für eine gleichmäßige Verteilung der FRR im gesamten Synchrongebiet und den LFR-Blöcken zu sorgen und — Beeinträchtigungen der Stabilität des FWP oder der Betriebssicherheit zu vermeiden.

ANHANG VIII

Anforderungen und Grenzwerte für den RR-Austausch innerhalb des Synchrongebietes gemäß Artikel 169:

Tabelle

Anforderungen und Grenzwerte für den RR-Austausch innerhalb eines Synchrongebietes

Synchrongebiet	RR-Austausch zulässig zwischen:	Grenzwerte für den RR-Austausch
Alle Synchrongebiete, die mehr als einen LFR-Block umfassen	ÜNB verschiedener LFR-Blöcke	— Die ÜNB der LFR-Zonen, aus denen ein LFR-Block besteht, sorgen dafür, dass mindestens 50 % ihrer gesamten kombinierten RR-Kapazität, die sich aus den RR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 160 Absatz 3 ergibt, bevor sie aufgrund der RR-Teilung gemäß Artikel 160 Absätze 4 und 5 verringert wird, innerhalb ihres LFR-Blocks bleibt.
	ÜNB der LFR-Zonen desselben LFR-Blocks	<ul style="list-style-type: none"> — Die ÜNB der LFR-Zonen, aus denen ein LFR-Block besteht, können in der Betriebsvereinbarung des LFR-Blocks erforderlichenfalls interne Grenzwerte für den RR-Austausch zwischen den LFR-Zonen desselben LFR-Blocks festlegen, um <ul style="list-style-type: none"> — interne Engpässe aufgrund der Aktivierung der RR-Kapazität vorbehaltlich des RR-Austauschs zu vermeiden, — im Falle der Netzauftrennung für eine gleichmäßige Verteilung der RR im gesamten Synchrongebiet und den LFR-Blöcken zu sorgen und — Beeinträchtigungen der Stabilität des ERP oder der Betriebssicherheit zu vermeiden.