

Dieser Text dient lediglich zu Informationszwecken und hat keine Rechtswirkung. Die EU-Organe übernehmen keine Haftung für seinen Inhalt. Verbindliche Fassungen der betreffenden Rechtsakte einschließlich ihrer Präambeln sind nur die im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlichten und auf EUR-Lex verfügbaren Texte. Diese amtlichen Texte sind über die Links in diesem Dokument unmittelbar zugänglich

► **B** VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 5. Juni 2019

über den Elektrizitätsbinnenmarkt

(Neufassung)

(Text von Bedeutung für den EWR)

(ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54)

Geändert durch:

		Amtsblatt		
		Nr.	Seite	Datum
► <u>M1</u>	Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022	L 152	45	3.6.2022
► <u>M2</u>	Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024	L 1747	1	26.6.2024

▼B**VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN
PARLAMENTS UND DES RATES****vom 5. Juni 2019****über den Elektrizitätsbinnenmarkt****(Neufassung)****(Text von Bedeutung für den EWR)**

KAPITEL I

**GEGENSTAND, ANWENDUNGSBEREICH UND BEGRIFFSBEST-
IMMUNGEN***Artikel 1***Gegenstand und Anwendungsbereich**

Ziel dieser Verordnung ist

▼M2

- a) die Festlegung der Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der Energieunion und des Ziels der Klimaneutralität bis spätestens 2050, insbesondere des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, durch das Aussenden von Marktsignalen für größere Effizienz und einen höheren Anteil erneuerbarer Energie sowie für Versorgungssicherheit, Flexibilität, Systemintegration durch die Einbeziehung verschiedener Energieträger, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation;
- b) die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbietern und Stromkunden einen diskriminierungsfreien Marktzugang bieten, die Entwicklung von Stromterminmärkten ermöglichen, damit sich die Versorger und Verbraucher gegen das Risiko künftiger Schwankungen der Strompreise absichern oder vor diesem Risiko schützen können, und die die Position der Verbraucher stärken und diese schützen, Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt sicherstellen, die Versorgungssicherheit und Flexibilität durch Laststeuerung, Energiespeicherung und andere Lösungen für nichtfossile Flexibilität erhöhen, Energieeffizienz sicherstellen, die Aggregation von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage erleichtern sowie die Marktintegration und die Integration verschiedener Sektoren und eine marktbasierende Vergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglichen;

▼B

- c) die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte, einschließlich der Schaffung eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse, der Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und der Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten;
- d) die Erleichterung der Herausbildung eines gut funktionierenden und transparenten Großhandelsmarkts, der zu einem hohen Maß an Stromversorgungssicherheit beiträgt und die Bereitstellung von Mechanismen zur Harmonisierung der Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel;

▼ M2

- e) die Unterstützung langfristiger Investitionen in die Erzeugung erneuerbarer Energien, der Flexibilität und der Netze, um die Verbraucher zu befähigen, ihre Energiekosten bezahlbar und mittel- bis langfristig weniger abhängig von Schwankungen der Strompreise an den Kurzfristmärkten, insbesondere der Preise für fossile Brennstoffe, zu machen;
- f) die Festlegung eines Rahmens für die Annahme von Maßnahmen zur Bewältigung von Strompreiskrisen.

▼ B*Artikel 2***Begriffsbestimmungen**

Es gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet;
2. „Regulierungsbehörde“ bezeichnet die nach Maßgabe von Artikel 57 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 von jedem Mitgliedstaat benannte Regulierungsbehörde;
3. „grenzüberschreitender Stromfluss“ bezeichnet das physikalische Durchströmen einer Menge elektrischer Energie durch ein Übertragungsnetz eines Mitgliedstaats aufgrund der Auswirkungen der Tätigkeit von Erzeugern oder Kunden oder beiden außerhalb dieses Mitgliedstaats auf dessen Übertragungsnetz;
4. „Engpass“ bezeichnet eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können;
5. „neue Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Verbindungsleitung, die nicht bis zum 4. August 2003 fertiggestellt war;
6. „struktureller Engpass“ bezeichnet einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt;
7. „Marktbetreiber“ bezeichnet eine Funktionseinheit, die eine Dienstleistung erbringt, mit der die Ankaufs- und Verkaufsangebote für Elektrizität aufeinander abgestimmt werden;
8. „nominiertes Strommarktbetreiber“ oder „NEMO“ bezeichnet einen Marktbetreiber, der von der zuständigen Behörde für die Ausübung von Aufgaben im Zusammenhang mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung benannt wurde;
9. „Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung“ bezeichnet eine Schätzung des Strompreises in EUR/MWh, den die Kunden höchstens zu zahlen bereit sind, um einen Ausfall der Stromversorgung abzuwenden;
10. „Systemausgleich“ bezeichnet alle Handlungen und Verfahren über alle Zeiträume hinweg, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich dafür sorgen, dass die Netzfrequenz in einem vorbestimmten Stabilitätsbereich bleibt und die Menge der für die erforderliche Qualität benötigten Reserven eingehalten wird;

▼ B

11. „Regelarbeit“ bezeichnet die von den Übertragungsnetzbetreibern für den Systemausgleich eingesetzte Energie;
12. „Regelreserveanbieter“ bezeichnet einen Marktteilnehmer, der Regelarbeit und/oder Regelleistung für Übertragungsnetzbetreiber bereitstellt;
13. „Regelleistung“ bezeichnet das Volumen der Kapazität, zu dessen Bereithaltung sich ein Regelennergiedienstleister verpflichtet hat und in Bezug auf das er sich verpflichtet hat, während der Vertragslaufzeit Gebote für ein entsprechendes Regelennergievolumen an den Übertragungsnetzbetreiber abzugeben;
14. „Bilanzkreisverantwortlicher“ bezeichnet einen Marktteilnehmer oder dessen von ihm gewählten Vertreter, der für dessen Bilanzkreisabweichungen im Strommarkt verantwortlich ist;
15. „Bilanzkreisabrechnungszeitintervall“ bezeichnet den Zeitraum, für den die Bilanzkreisabweichung der Bilanzkreisverantwortlichen berechnet wird;
16. „Ausgleichsenergiepreis“ bezeichnet den positiven, negativen oder null betragenden Preis in einem Bilanzkreisabrechnungszeitintervall für eine Bilanzkreisabweichung in jeder Richtung;
17. „Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises“ bezeichnet das Gebiet, für das ein Ausgleichsenergiepreis berechnet wird;
18. „Präqualifikationsverfahren“ bezeichnet das Verfahren zur Überprüfung, ob ein Regelennergiedienstleister die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber erfüllt;
19. „Reservekapazität“ bezeichnet die Menge der Frequenzhaltungsreserven, Frequenzwiederherstellungsreserven oder Ersatzreserven, die dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stehen müssen;
20. „vorrangiger Dispatch“ bezeichnet im Zusammenhang mit dem Self-Dispatch-Modell den Einsatz von Kraftwerken auf der Grundlage anderer Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote, und, im Zusammenhang mit dem zentralen Dispatch-Modell, den Einsatz von Kraftwerken auf der Grundlage anderer Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote und der Netzbeschränkungen, wobei dem Einsatz bestimmter Erzeugungstechnologien Vorrang eingeräumt wird;
21. „Kapazitätsberechnungsregion“ bezeichnet das geografische Gebiet, in dem die koordinierte Kapazitätsberechnung vorgenommen wird;

▼ M2

22. „Kapazitätsmechanismus“ bezeichnet eine Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement;

▼ B

23. „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ bezeichnet die Kraft-Wärme-Kopplung, die den Kriterien in Anhang II der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ entspricht;

⁽¹⁾ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG (ABl. L 315 vom 14.11.2012, S. 1).

▼B

24. „Demonstrationsvorhaben“ bezeichnet ein Vorhaben, das eine in der Union völlig neuen Technologie („first of its kind“) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt;
25. „Marktteilnehmer“ bezeichnet eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität kauft, verkauft oder erzeugt, sich mit Aggregation beschäftigt oder Leistungen im Bereich der Laststeuerung oder der Speicherung betreibt, was die Erteilung von Handelsaufträgen in einem oder mehreren Elektrizitätsmärkten einschließlich der Regelarbeitsmärkte umfasst;
26. „Redispatch“ bezeichnet eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen;
27. „Countertrading“ bezeichnet einen zonenübergreifenden Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird;
28. „Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung“ bezeichnet eine Einrichtung, die Primärenergie in elektrische Energie umwandelt und eine oder mehrere mit einem Netz verbundene Stromerzeugungsanlagen umfasst;
29. „zentrales Dispatch-Modell“ bezeichnet ein Fahrplanerstellungs- und Dispatch-Modell, bei dem die Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne sowie die Einsatzplanung für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und Verbrauchsanlagen — was regelbare Anlagen betrifft — von einem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des integrierten Fahrplanerstellungsverfahrens bestimmt werden;
30. „Self-Dispatch-Modell“ bezeichnet ein Fahrplanerstellungs- und Dispatch-Modell, bei dem die Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne sowie die Einsatzplanung für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und Verbrauchsanlagen von den Scheduling Agenten dieser Einrichtungen bestimmt werden;
31. „Standard-Regelreserveprodukt“ bezeichnet ein von allen Übertragungsnetzbetreibern für den Austausch von Regelreserve definiertes harmonisiertes Regelreserveprodukt;
32. „spezifisches Regelreserveprodukt“ bezeichnet ein Regelreserveprodukt, bei dem es sich nicht um ein Standard-Regelreserveprodukt handelt;
33. „delegierter Betreiber“ bezeichnet eine Einrichtung, der spezifische Aufgaben und Pflichten, mit denen nach Maßgabe dieser Verordnung oder anderer Rechtsakte der Union ein Übertragungsnetzbetreiber oder ein nominiertes Strommarktbetreiber betraut wurde, von diesem Übertragungsnetzbetreiber oder NEMO übertragen oder von einem Mitgliedstaat oder einer Regulierungsbehörde zugewiesen wurden;
34. „Kunde“ bezeichnet einen Kunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 1 der Richtlinie (EU) 2019/944;

▼B

35. „Endkunde“ bezeichnet einen Endkunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 3 der Richtlinie (EU) 2019/944;
36. „Großhändler“ bezeichnet einen Großhändler im Sinne von Artikel 2 Nummer 2 der Richtlinie (EU) 2019/944;
37. „Haushaltskunde“ bezeichnet einen Haushaltskunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 4 der Richtlinie (EU) 2019/944;
38. „Kleinunternehmen“ bezeichnet ein Kleinunternehmen im Sinne von Artikel 2 Nummer 7 der Richtlinie (EU) 2019/944;
39. „aktiver Kunde“ bezeichnet einen aktiven Kunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 8 der Richtlinie (EU) 2019/944;
40. „Elektrizitätsmärkte“ bezeichnet Elektrizitätsmärkte im Sinne von Artikel 2 Nummer 9 der Richtlinie (EU) 2019/944;
41. „Versorgung“ bezeichnet Versorgung im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie (EU) 2019/944;
42. „Elektrizitätsversorgungsvertrag“ bezeichnet einen Elektrizitätsversorgungsvertrag im Sinne von Artikel 2 Nummer 13 der Richtlinie (EU) 2019/944;
43. „Aggregation“ bezeichnet Aggregation im Sinne von Artikel 2 Nummer 18 der Richtlinie (EU) 2019/944;
44. „Laststeuerung“ bezeichnet Laststeuerung im Sinne von Artikel 2 Nummer 20 der Richtlinie (EU) 2019/944.;
45. „intelligentes Messsystem“ bezeichnet ein intelligentes Verbrauchserfassungssystem im Sinne von Artikel 2 Nummer 23 der Richtlinie (EU) 2019/944;
46. „Interoperabilität“ bezeichnet Interoperabilität im Sinne von Artikel 24 Nummer 2 der Richtlinie (EU) 2019/944;
47. „Verteilung“ bezeichnet Verteilung im Sinne von Artikel 2 Nummer 28 der Richtlinie (EU) 2019/944;
48. „Verteilernetzbetreiber“ bezeichnet einen Verteilernetzbetreiber im Sinne von Artikel 2 Nummer 29 der Richtlinie (EU) 2019/944;
49. „Energieeffizienz“ bezeichnet Energieeffizienz im Sinne von Artikel 2 Nummer 30 der Richtlinie (EU) 2019/944;
50. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ bezeichnet Energie aus erneuerbaren Quellen im Sinne von Artikel 2 Nummer 31 der Richtlinie (EU) 2019/944;
51. „verteilte Erzeugung“ bezeichnet verteilte Erzeugung im Sinne von Artikel 2 Nummer 32 der Richtlinie (EU) 2019/944;
52. „Übertragung“ bezeichnet Übertragung im Sinne von Artikel 2 Nummer 34 der Richtlinie (EU) 2019/944;
53. „Übertragungsnetzbetreiber“ bezeichnet einen Übertragungsnetzbetreiber im Sinne von Artikel 2 Nummer 35 der Richtlinie (EU) 2019/944;
54. „Netzbenutzer“ bezeichnet einen Netzbenutzer im Sinne von Artikel 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2019/944;
55. „Erzeugung“ bezeichnet Erzeugung im Sinne von Artikel 2 Nummer 37 der Richtlinie (EU) 2019/944;

▼B

56. „Erzeuger“ bezeichnet einen Erzeuger im Sinne von Artikel 2 Nummer 38 der Richtlinie (EU) 2019/944;
57. „Verbundnetz“ bezeichnet ein Verbundnetz im Sinne von Artikel 2 Nummer 40 der Richtlinie (EU) 2019/944;
58. „kleines, isoliertes Netz“ bezeichnet ein kleines, isoliertes Netz im Sinne von Artikel 2 Nummer 42 der Richtlinie (EU) 2019/944;
59. „kleines Verbundnetz“ bezeichnet ein kleines Verbundnetz im Sinne von Artikel 2 Nummer 43 der Richtlinie (EU) 2019/944;
60. „Systemdienstleistung“ bezeichnet eine Systemdienstleistung im Sinne von Artikel 2 Nummer 48 der Richtlinie (EU) 2019/944;
61. „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung“ bezeichnet eine nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung im Sinne von Artikel 2 Nummer 49 der Richtlinie (EU) 2019/944;
62. „Energiespeicherung“ bezeichnet Energiespeicherung im Sinne von Artikel 2 Nummer 59 der Richtlinie (EU) 2019/944;
63. „regionales Koordinierungszentrum“ bezeichnet ein regionales Koordinierungszentrum im Sinne des Artikel 35 dieser Verordnung;
64. „Energiegroßhandelsmarkt“ bezeichnet einen Energiegroßhandelsmarkt im Sinne von Artikel 2 Nummer 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁾;
65. „Gebotszone“ bezeichnet das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können;
66. „Kapazitätsvergabe“ bezeichnet die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität;
67. „Regelzone“ bezeichnet einen von einem einzigen Übertragungsnetzbetreiber betriebenen zusammenhängenden Teil des Verbundnetzes und umfasst angeschlossene physikalische Lasten und/oder gegebenenfalls Erzeugungseinheiten;
68. „koordinierte Nettoübertragungskapazität“ bezeichnet eine Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex ante geprüft und festgelegt wird;
69. „kritisches Netzelement“ bezeichnet ein Netzelement entweder innerhalb einer Gebotszone oder zwischen Gebotszonen, das bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt wird und die Strommenge, die ausgetauscht werden kann, begrenzt;
70. „zonenübergreifende Kapazität“ bezeichnet die Fähigkeit des Verbundnetzes, einen Energietransfer zwischen den Gebotszonen zu ermöglichen;
71. „Erzeugungseinheit“ bezeichnet eine einzelne Stromerzeugungseinheit, die zu einer Produktionseinheit gehört;

⁽²⁾ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1).

▼ M2

72. „Spitzenlaststunde“ bezeichnet eine Stunde, in der der Bruttostromverbrauch oder der Bruttoverbrauch von Strom, der aus anderen Quellen als erneuerbaren Quellen erzeugt wird, oder der Day-Ahead-Stromgroßhandelspreis ausgehend von den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber sowie gegebenenfalls der NEMO voraussichtlich am höchsten ist, wobei der zonenübergreifende Austausch zu berücksichtigen ist;
73. „Lastspitzenreduktion“ bezeichnet die Möglichkeit von Marktteilnehmern, den Stromverbrauch aus dem Netz auf Anfrage des Netzbetreibers in Spitzenlaststunden zu senken;
74. „Produkt zur Lastspitzenreduktion“ bezeichnet ein marktbasierendes Produkt, mit dem die Marktteilnehmer Leistungen zur Lastspitzenreduktion für Netzbetreiber erbringen können;
75. „regionaler virtueller Hub“ bezeichnet eine nichtphysische Region, die mehr als eine Gebotszone umfasst und für die auf der Grundlage einer Methode ein Referenzpreis festgelegt wird;
76. „zweiseitiger Differenzvertrag“ bezeichnet einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht;
77. „Strombezugsvertrag“ oder „PPA“ bezeichnet einen Vertrag, in dessen Rahmen eine natürliche oder juristische Person zustimmt, Strom von einem Stromerzeuger auf Marktbasis zu beziehen;
78. „spezielles Messgerät“ bezeichnet ein Gerät, das mit einer Anlage verbunden oder in eine Anlage eingebaut ist, mit der Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen am Elektrizitätsmarkt oder für Netzbetreiber erbracht werden;
79. „Flexibilität“ bezeichnet die Fähigkeit eines Stromsystems, sich während der relevanten Marktzeiträume an die Variabilität der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster und der Netzverfügbarkeit anzupassen.

▼ B

KAPITEL II

ALLGEMEINE VORSCHRIFTEN FÜR DEN ELEKTRIZITÄTSMARKT

*Artikel 3***Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte**

Die Mitgliedstaaten, die Regulierungsbehörden, die Übertragungsnetzbetreiber, die Verteilernetzbetreiber, die Marktbetreiber und die delegierten Betreiber sorgen dafür, dass die Elektrizitätsmärkte nach den folgenden Grundsätzen betrieben werden:

- a) Preise werden auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet.
- b) Die Marktvorschriften begünstigen die freie Preisbildung und vermeiden Maßnahmen, mit denen eine Preisbildung auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage verhindert wird.
- c) Die Marktvorschriften erleichtern die Heranbildung flexiblerer Erzeugung, nachhaltiger Erzeugung mit geringen CO₂-Emissionen und flexiblerer Nachfrage.

▼B

- d) Den Kunden wird es ermöglicht, von den Marktchancen und dem erhöhten Wettbewerb auf den Endkundenmärkten zu profitieren, und sie werden in die Lage versetzt, als Marktteilnehmer am Energiemarkt und der Energiewende mitzuwirken.
- e) Die Marktbeteiligung von Endkunden und Kleinunternehmen wird, in Einklang mit dem Wettbewerbsrecht der Union, durch die Aggregation der Erzeugung mehrerer Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung oder der Last mehrerer Laststeuerungsanlagen ermöglicht, um auf dem Elektrizitätsmarkt Elektrizität gemeinsam anzubieten und die Anlagen im Stromsystem gemeinsam zu betreiben.
- f) Die Marktvorschriften ermöglichen die Dekarbonisierung des Stromsystems und somit der Wirtschaft, einschließlich durch die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die Schaffung von Anreizen für Energieeffizienz.
- g) Die Marktvorschriften bieten geeignete Investitionsanreize, damit Erzeugung, insbesondere langfristige Investitionen in ein dekarbonisiertes und nachhaltiges Stromsystem, Energiespeicherung, Energieeffizienz und Laststeuerung den Erfordernissen des Marktes Rechnung tragen, ermöglichen lauterer Wettbewerb und gewährleisten damit Versorgungssicherheit.
- h) Hindernisse für grenzüberschreitende Stromflüsse zwischen Gebotszonen oder Mitgliedstaaten und grenzüberschreitende Transaktionen auf den Elektrizitätsmärkten und die mit ihnen verbundenen Dienstleistungsmärkte sind schrittweise zu beseitigen.
- i) Die Marktvorschriften ermöglichen die regionale Zusammenarbeit dort, wo diese sinnvoll ist.
- j) Die sichere und nachhaltige Erzeugung sowie Energiespeicherung und Laststeuerung nehmen gemäß den Anforderungen des Unionsrechts gleichberechtigt am Markt teil.
- k) Alle Erzeuger sind direkt oder indirekt für den Verkauf der von ihnen erzeugten Elektrizität verantwortlich.
- l) Die Marktvorschriften ermöglichen die Entwicklung von Demonstrationsvorhaben zu nachhaltigen und sicheren Energiequellen, -technologien oder -systemen mit geringen CO₂-Emissionen, die verwirklicht und zum Wohle der Gesellschaft genutzt werden.
- m) Die Marktvorschriften ermöglichen den Dispatch von Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung und Laststeuerung.
- n) Die Marktvorschriften ermöglichen den Markteintritt und -austritt von Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Stromversorgungsunternehmen auf der Grundlage der von ihnen durchgeführten Bewertung der wirtschaftlichen und finanziellen Tragfähigkeit ihrer Tätigkeit.
- o) Damit sich die Marktteilnehmer marktbasierend gegen Preisschwankungsrisiken wappnen können und Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Investitionsrenditen abgeschwächt werden, dürfen langfristige Absicherungsmöglichkeiten auf transparente Weise an den Börsen gehandelt und langfristige Lieferverträge außerbörslich ausgehandelt werden, wobei das Wettbewerbsrecht der Union einzuhalten ist.

▼B

- p) Die Marktvorschriften erleichtern den unionsweiten Handel mit Produkten und bei Änderungen des Regelungsrahmens muss den Auswirkungen auf sowohl kurzfristige als auch langfristige Terminmärkte und -produkte Rechnung getragen werden.
- q) Marktteilnehmer haben Anspruch darauf, Zugang zu Übertragungs- und Verteilungsnetzen auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Bedingungen zu erlangen.

*Artikel 4***Gerechter Übergang**

Die Kommission unterstützt mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln Mitgliedstaaten, die eine nationale Strategie zur schrittweise vorgenommenen Verringerung der vorhandenen Kapazitäten für die Erzeugung von Energie aus Kohle und anderen festen fossilen Brennstoffen sowie des Abbaus dieser Brennstoffe einführen, um den „gerechten Übergang“ in vom Strukturwandel betroffenen Regionen zu ermöglichen. Die Kommission unterstützt die Mitgliedstaaten dabei, die sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen der Umstellung auf saubere Energie anzugehen.

Die Kommission arbeitet eng und partnerschaftlich mit den Interessenträgern in Regionen, die in hohem Maße von Kohle und einer CO₂-intensiven Wirtschaft abhängig sind, zusammen, erleichtert den Zugang zu verfügbaren Mitteln und Programmen sowie deren Nutzung, und fördert den Austausch über bewährte Verfahren, wozu auch Gespräche über Fahrpläne für die Industrie und über den Schulungsbedarf zählen.

*Artikel 5***Bilanzkreisverantwortung**

- (1) Alle Marktteilnehmer sind für die von ihnen im System verursachten Bilanzkreisabweichungen verantwortlich (im Folgenden „Bilanzkreisverantwortung“). Zu diesem Zweck sind die Marktteilnehmer entweder Bilanzkreisverantwortliche, oder sie übertragen ihre Verantwortung mit einem Vertrag an einen Bilanzkreisverantwortlichen ihrer Wahl. Jeder Bilanzkreisverantwortliche trägt die finanzielle Verantwortung für seine Bilanzkreisabweichungen und bemüht sich, den eigenen Bilanzkreis auszugleichen oder dazu beizutragen, das Stromsystem auszugleichen.
- (2) Die Mitgliedstaaten können Freistellungen von der Bilanzkreisverantwortung vorsehen, jedoch ausschließlich für:
 - a) Demonstrationsvorhaben für innovative Technologien, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, sofern diese Freistellungen auf den Zeitraum und den Umfang begrenzt sind, die zur Verwirklichung der Demonstrationszwecke erforderlich sind.
 - b) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW haben.
 - (c) Anlagen, die mit Genehmigung der Kommission nach den Unionsvorschriften über staatliche Beihilfen gemäß den Artikeln 107, 108 und 109 AEUV gefördert werden und vor dem 4. Juli 2019 in Betrieb genommen wurden.

Unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV können die Mitgliedstaaten Marktteilnehmern, die vollständig oder teilweise von der Bilanzkreisverantwortung ausgenommen sind, Anreize bieten, damit diese die vollständige Bilanzkreisverantwortung übernehmen.

▼B

(3) Sieht ein Mitgliedstaat eine Freistellung nach Absatz 2 vor, stellt er sicher, dass ein anderer Marktteilnehmer die finanzielle Verantwortung für Bilanzkreisabweichungen übernimmt.

(4) Was ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommene Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung anbelangt, so gilt Absatz 2 Buchstabe b nur für Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 200 kW haben.

*Artikel 6***Regelreservemarkt**

(1) Die Regelreservemärkte einschließlich der Präqualifikationsverfahren werden so organisiert, dass

- a) jedwede Diskriminierung einzelner Marktteilnehmer unter Berücksichtigung der unterschiedlichen technischen Bedürfnisse des Stromsystems und der unterschiedlichen technischen Fähigkeiten von Stromerzeugungsquellen, Energiespeicherung und Laststeuerung verhindert wird,
- b) die transparente und technologieneutrale Definition der Dienstleistungen und ihre transparente, marktbasierende Beschaffung sichergestellt wird,
- c) allen Marktteilnehmern, auch denjenigen, die aus Elektrizität aus fluktuierender erneuerbaren Energiequellen sowie Laststeuerung und Speicherung anbieten, entweder einzeln oder durch Aggregation diskriminierungsfreier Zugang gewährt wird,
- d) sie dem Umstand Rechnung tragen, dass immer größere Anteile fluktuierender Erzeugung, höhere Nachfrageflexibilität und die Entwicklung neuer Technologien bewältigt werden müssen.

(2) Der Regelarbeitspreis darf nicht vorab in einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung festgelegt werden. Die Beschaffungsverfahren sind transparent gemäß Artikel 40 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 und wahren zugleich die Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen.

(3) Regelreservemärkte sorgen für Betriebssicherheit und ermöglichen gleichzeitig die maximale Nutzung und effiziente Zuweisung zonenübergreifender Kapazität für alle Zeitbereiche gemäß Artikel 17.

(4) Die Abrechnung von Regelarbeit beruht bei Standard-Regelreserveprodukten und spezifischen Regelreserveprodukten auf dem Grenzpreisverfahren, es sei denn, alle Regulierungsbehörden genehmigen eine alternative Preisberechnungsmethode auf der Grundlage eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber nach Vorlage einer Analyse, aus der hervorgeht, dass diese alternative Preisberechnungsmethode effizienter ist.

Die Marktteilnehmer dürfen Gebote möglichst echtzeitnah abgeben, und der Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts darf nicht vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes liegen.

▼B

Übertragungsnetzbetreiber, die ein zentrales Dispatch-Modell anwenden, dürfen weitere Regeln in Einklang mit der gemäß Artikel 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem einführen.

(5) Bilanzkreisabweichungen werden zu einem Preis abgerechnet, der dem Echtzeitwert der Energie Rechnung trägt.

(6) Jeder Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises entspricht einer Gebotszone, außer in einem zentralen Dispatch-Modell, in dem der Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises Teil einer Gebotszone sein kann.

(7) Die Dimensionierung der Reservekapazität wird von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen und auf regionaler Ebene erleichtert.

(8) Die Beschaffung der Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen und darf auf regionaler Ebene erleichtert werden. Die Reservierung grenzüberschreitender Kapazität zu diesem Zweck kann begrenzt werden. Gemäß Artikel 40 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 erfolgt die Beschaffung der Regelleistung marktbasierend und ist so organisiert, dass es zu keiner Diskriminierung zwischen den einzeln oder durch Aggregation am Präqualifikationsverfahren teilnehmenden Marktteilnehmern kommt.

Bei der Beschaffung von Regelleistung wird ein Primärmarkt zugrunde gelegt, sofern und soweit die Regulierungsbehörde nicht eine Freistellung vorsieht, um aufgrund mangelnden Wettbewerbs auf dem Markt für Regelreserve andere Formen der marktbasierenden Beschaffung zuzulassen. Freistellungen von der Verpflichtung, die Nutzung der Primärmärkte der Beschaffung von Regelleistung zugrunde zu legen, werden alle drei Jahre überprüft.

(9) Regelleistung für die Aufwärts- und Abwärtsregelung wird getrennt beschafft, es sei denn, die Regulierungsbehörde genehmigt eine Freistellung von diesem Grundsatz, wenn eine vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Beurteilung nachweist, dass sich durch ein solches Vorgehen die wirtschaftliche Effizienz steigern ließe. Der Abschluss eines Regelleistungsvertrags darf nicht mehr als einen Tag vor der Bereitstellung der Regelleistung erfolgen, und die Vertragslaufzeit darf höchstens einen Tag betragen, sofern und soweit die Regulierungsbehörde nicht frühere Vertragsabschlüsse oder längere Vertragszeiträume zur Wahrung der Versorgungssicherheit oder zur Verbesserung der wirtschaftlichen Effizienz genehmigt hat.

Wenn eine Freistellung gewährt wird, darf für zumindest 40 % der Standard-Regelreserveprodukte und mindestens 30 % aller Produkte, die für die Regelleistung verwendet werden, der Regelleistungsvertrag nicht mehr als einen Tag vor der Bereitstellung der Regelleistung abgeschlossen werden, und die Vertragslaufzeit darf nicht mehr als einen Tag betragen. Der Vertrag über den verbleibenden Regelleistungsanteil darf höchstens einen Monat vor der Bereitstellung der Regelleistung geschlossen werden, und die Vertragslaufzeit darf höchstens einen Monat betragen.

(10) Auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers kann die Regulierungsbehörde beschließen, die in Absatz 9 genannte Vertragslaufzeit für den verbleibenden Regelleistungsanteil auf höchstens zwölf Monate zu verlängern, sofern eine derartige Entscheidung zeitlich begrenzt ist und der Vorteil der Kostensenkung für Endkunden den Nachteil der Beeinträchtigung des Marktes überwiegt. Dieser Antrag enthält

▼ B

- a) den bestimmten Zeitraum, in dem die Ausnahme gelten soll,
- b) das bestimmte Volumen der Regelleistung, für das die Ausnahme gelten soll,
- c) eine Analyse der Auswirkung der Ausnahme auf die Beteiligung von Regelreserveressourcen und
- d) den Nachweis, dass sich durch eine derartige Ausnahme die Kosten für die Endkunden senken ließen.

(11) Ungeachtet Absatz 10 dürfen die Vertragslaufzeiten ab dem 1. Januar 2026 nicht mehr als sechs Monate betragen.

(12) Bis zum 1. Januar 2028 erstatten die Regulierungsbehörden ACER und der Kommission Bericht über den Anteil der Gesamtkapazität, der durch Verträge mit einer Laufzeit oder einem Beschaffungszeitraum von mehr als einem Tag abgedeckt wird.

(13) Die Übertragungsnetzbetreiber oder ihre delegierten Betreiber veröffentlichen so nah an der Echtzeit wie möglich, jedoch mit nicht mehr als 30 Minuten nach Lieferung Verzögerung, den aktuellen Systemausgleich in ihren Fahrplangebieten, die geschätzten Ausgleichsenergiepreise und die geschätzten Regularbeitspreise.

(14) Die Übertragungsnetzbetreiber können für den Fall, dass Standard-Regelreserveprodukte für die Wahrung der Betriebssicherheit nicht ausreichen oder einige Regelreserveressourcen nicht über Standard-Regelreserveprodukte am Regelreservemarkt teilnehmen können, Freistellungen von den Absätzen 2 und 4 für spezifische Regelreserveprodukte, die örtlich aktiviert und nicht mit anderen Übertragungsnetzbetreibern ausgetauscht werden, vorschlagen und diese Freistellungen können von den Regulierungsbehörden genehmigt werden.

Die Vorschläge für Freistellungen enthalten eine Beschreibung der Maßnahmen, die vorgeschlagen werden, um die Verwendung spezifischer Produkte auf ein Mindestmaß, welches von der wirtschaftlichen Effizienz abhängig ist, zu beschränken, einen Nachweis, dass die spezifischen Produkte keine erheblichen Effizienzmängel oder Verzerrungen auf dem Regelreservemarkt entweder innerhalb oder außerhalb des Fahrplangebiets verursachen, und etwaige Regeln und Informationen in Bezug auf das Verfahren für die Umwandlung von Regularbeitsgeboten für spezifische Regelreserveprodukte in Regularbeitsgebote für Standard-Regelreserveprodukte.

*Artikel 7***Day-Ahead- und Intraday-Märkte****▼ M2**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO organisieren gemeinsam die Verwaltung der integrierten Day-Ahead- und Intraday-Märkte gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222. Die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO arbeiten auf Unionsebene oder, sofern angemessener, auf regionaler Ebene zusammen, um für eine höchstmögliche Effizienz und Wirksamkeit des Day-Ahead- und Intraday-Stromhandels in der Union zu sorgen. Die Pflicht zur Zusammenarbeit gilt unbeschadet der Anwendung des Wettbewerbsrechts der Union. Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben im Zusammenhang mit dem Stromhandel unterliegen die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO der Regulierungsaufsicht durch

▼ M2

die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 und durch ACER gemäß den Artikeln 4 und 8 der Verordnung (EU) 2019/942 und den Transparenzpflichten und der wirksamen Überwachung gegen Marktmanipulation gemäß der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011.

▼ B

(2) Die Day-Ahead- und Intraday-Märkte müssen

- a) so organisiert sein, dass es zu keiner Diskriminierung kommt,
- b) es ermöglichen, dass alle Marktteilnehmer Bilanzkreisabweichungen weitestgehend selbst bewältigen,

▼ M2

c) allen Marktteilnehmern möglichst viele Gelegenheiten bieten, diskriminierungsfrei und weitestgehend echtzeitnah in allen Gebotszonen am zonenübergreifenden sowie am zoneninternen Handel teilzunehmen,

- ca) so organisiert sein, dass sowohl für den zonenübergreifenden als auch für den zoneninternen Handel jederzeit die Aufteilung der Liquidität auf alle NEMO gewährleistet ist. Auf dem Day-Ahead-Markt müssen NEMO ab einer Stunde vor dem Zeitpunkt seiner Schließung bis zum spätesten Zeitpunkt, zu dem der Day-Ahead-Handel zulässig ist, zum einen alle Aufträge für Day-Ahead-Produkte und Produkte mit denselben Merkmalen an die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung übermitteln und dürfen zum anderen den Handel mit Day-Ahead-Produkten oder Produkten mit denselben Merkmalen nicht außerhalb der Day-Ahead-Marktkopplung organisieren. Auf dem Intraday-Markt müssen NEMO ab dem Zeitpunkt der Eröffnung der einheitlichen Intraday-Marktkopplung bis zum spätesten Zeitpunkt, zu dem der Intraday-Handel in einer bestimmten Gebotszone zulässig ist, zum einen alle Aufträge für Intraday-Produkte oder Produkte mit den gleichen Merkmalen an die einheitliche Intraday-Marktkopplung übermitteln und dürfen zum anderen den Handel mit Intraday-Produkten oder Produkten mit den gleichen Merkmalen nicht außerhalb der Intraday-Marktkopplung organisieren. Diese Verpflichtungen gelten für NEMO, für Unternehmen, die die direkte oder indirekte Kontrolle über einen NEMO ausüben, und für Unternehmen, die direkt oder indirekt von einem NEMO kontrolliert werden;

▼ B

- d) den grundlegenden Marktbedingungen, einschließlich des Echtzeitwerts der Energie, entsprechende Preise bieten, auf die die Marktteilnehmer bei der Vereinbarung längerfristiger Absicherungsprodukte zurückgreifen können,
- e) die Betriebssicherheit gewährleisten und gleichzeitig die maximale Nutzung von Übertragungskapazität ermöglichen,

▼ M2

f) transparent sein und, sofern angemessen, Informationen je Erzeugungseinheit bereitstellen, wobei gleichzeitig die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zu wahren ist und sichergestellt werden muss, dass beim Handel die Anonymität gewahrt bleibt,

▼ B

- g) eine Unterscheidung zwischen Transaktionen innerhalb einer Gebotszone und Transaktionen zwischen Gebotszonen ausschließen und
- h) so organisiert sein, dass sie allen Marktteilnehmern einzeln oder durch Aggregation zugänglich sind.

▼ M2*Artikel 7a***Produkt zur Lastspitzenreduktion**

(1) Wird eine regionale oder unionsweite Strompreiskrise im Sinne des Artikels 66a der Richtlinie (EU) 2019/944 ausgerufen, können Mitgliedstaaten von Netzbetreibern verlangen, die Beschaffung von Produkten zur Lastspitzenreduktion vorzuschlagen, um die Stromnachfrage in Spitzenlaststunden zu senken. Diese Beschaffung ist auf die Dauer beschränkt, die in dem gemäß Artikel 66a Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 erlassenen Durchführungsbeschluss festgelegt ist.

(2) Ergeht eine Aufforderung gemäß Absatz 1 legen die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde des betreffenden Mitgliedstaats nach Konsultation der Interessenträger einen Vorschlag zur Genehmigung vor, in dem die Dimensionierung und die Bedingungen für die Beschaffung und die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion festgelegt sind.

(3) Die betreffende Regulierungsbehörde bewertet den in Absatz 2 genannten Vorschlag für ein Produkt zur Lastspitzenreduktion im Hinblick auf die Erreichung einer Senkung der Stromnachfrage und die Auswirkungen auf den Stromgroßhandelspreis in Spitzenlaststunden. Bei dieser Bewertung wird berücksichtigt, dass das Produkt zur Lastspitzenreduktion das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte nicht unnötig verzerrt und nicht zu einer Neuausrichtung von Laststeuerungsdiensten hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen darf. Auf der Grundlage dieser Bewertung kann die Regulierungsbehörde den Netzbetreiber auffordern, seinen Vorschlag zu ändern.

(4) Der Vorschlag für ein Produkt zur Lastspitzenreduktion nach Absatz 2 muss folgende Anforderungen erfüllen:

- a) Die Dimensionierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion
 - i) basiert auf einer Analyse der Notwendigkeit eines zusätzlichen Dienstes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ohne Gefährdung der Netzstabilität, seiner Auswirkungen auf den Markt sowie seiner erwarteten Kosten und seines erwarteten Nutzens,
 - ii) berücksichtigt die Nachfrageprognosen, die Prognosen für die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie, die Prognosen für andere Flexibilitätsquellen des Systems wie die Energiespeicherung und die Auswirkungen, die der vermiedene Dispatch auf den Großhandelspreis hat, und
 - iii) wird begrenzt, um sicherzustellen, dass die prognostizierten Kosten den erwarteten Nutzen des Produkts zur Lastspitzenreduktion nicht übersteigen;
- b) die Beschaffung eines Produkts zur Lastspitzenreduktion beruht auf objektiven, transparenten, marktbasieren und diskriminierungsfreien Kriterien, beschränkt sich auf die Laststeuerung und schließt die beteiligten Anlagen nicht vom Zugang zu anderen Märkten aus;
- c) die Beschaffung des Produkts zur Lastspitzenreduktion erfolgt im Rahmen eines — gegebenenfalls fortlaufenden — wettbewerblichen Angebotsverfahrens, wobei die Auswahl anhand der niedrigsten Kosten für die Erfüllung vorab festgelegter technischer und ökologischer Kriterien vorgenommen und die wirksame Teilnahme von Verbrauchern, entweder direkt oder über Aggregation, ermöglicht wird;

▼ M2

- d) die Mindestgebotsgröße beträgt nicht mehr als 100 kW, auch durch Aggregation;
- e) Verträge über ein Produkt zur Lastspitzenreduktion dürfen nicht mehr als eine Woche vor dessen Aktivierung geschlossen werden;
- f) durch die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion darf sich die zonenübergreifende Kapazität nicht verringern;
- g) die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion erfolgt vor dem bzw. innerhalb des Day-Ahead-Marktzeitbereich(s) und kann auf der Grundlage eines vordefinierten Strompreises durchgeführt werden;
- h) im Hinblick auf die Vermeidung eines Anstiegs der Treibhausgasemissionen darf die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion nicht mit der Aufnahme der Stromerzeugung aus fossilen Quellen hinter dem Messpunkt verbunden sein.

(5) Die tatsächliche Verbrauchsverringerung aufgrund der Aktivierung eines Produkts zur Lastspitzenreduktion wird anhand eines Basiswerts gemessen, der den erwarteten Stromverbrauch ohne Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion widerspiegelt. Wenn ein Netzbetreiber ein Produkt zur Lastspitzenreduktion beschafft, entwickelt er nach Konsultation von Marktteilnehmern eine Methode zur Bestimmung des Basiswerts, berücksichtigt er gegebenenfalls die gemäß Artikel 59 Absatz 1 Buchstabe e erlassenen Durchführungsrechtsakte und legt die Methode der betreffenden Regulierungsbehörde zur Genehmigung vor.

(6) Die betreffende Regulierungsbehörde genehmigt den Vorschlag der Netzbetreiber, die sich ein Produkt zur Lastspitzenreduktion beschaffen wollen, und die Methode zur Bestimmung des Basiswerts nach deren Vorlage gemäß den Absätzen 2 und 5 oder fordert die Netzbetreiber auf, den Vorschlag oder die Methode zur Bestimmung des Basiswerts zu ändern, wenn dieser Vorschlag oder diese Methode die Anforderungen der Absätze 2, 4 und 5 nicht erfüllt.

(7) Innerhalb von sechs Monaten nach dem Ende einer regionalen oder unionsweiten Strompreiskrise im Sinne von Absatz 1 bewertet ACER nach Konsultation der Interessenträger die Auswirkungen der Verwendung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf dem Elektrizitätsmarkt der Union. Bei dieser Bewertung wird berücksichtigt, dass Produkte zur Lastspitzenreduktion das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte nicht unnötig verzerren und nicht zu einer Neuausrichtung von Laststeuerungsdiensten hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen dürfen. ACER kann Empfehlungen aussprechen, die die Regulierungsbehörden bei ihrer Bewertung gemäß Absatz 3 berücksichtigen.

(8) ACER bewertet nach Konsultation der Interessenträger bis zum 30. Juni 2025 die Auswirkungen der Entwicklung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf den Elektrizitätsmarkt der Union unter normalen Marktbedingungen. Bei dieser Bewertung wird berücksichtigt, dass Produkte zur Lastspitzenreduktion das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte nicht unnötig verzerren und nicht zu einer Neuausrichtung von Laststeuerungsdiensten hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen dürfen. Die Kommission kann auf der Grundlage dieser Bewertung einen Gesetzgebungsvorschlag zur Änderung dieser Verordnung vorlegen, um Produkte zur Lastspitzenreduktion außerhalb von regionalen oder unionsweiten Strompreiskrisen einzuführen.

▼ M2*Artikel 7b***Spezielles Messgerät**

(1) Unbeschadet des Artikels 19 der Richtlinie (EU) 2019/944 können die Übertragungsnetzbetreiber, die Verteilernetzbetreiber und die einschlägigen Marktteilnehmer, einschließlich unabhängiger Aggregatoren, im Hinblick auf die Beobachtbarkeit und Abrechnung von Laststeuerungs- und Flexibilitätsleistungen nach Zustimmung der Endkunden Daten von speziellen Messgeräten, auch von Energiespeichereinrichtungen, nutzen.

Für die Zwecke dieses Artikels muss die Nutzung von Daten von speziellen Messgeräten den Artikeln 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 und anderen einschlägigen Rechtsvorschriften der Union, einschließlich der Rechtsvorschriften über den Datenschutz und den Schutz der Privatsphäre, insbesondere der Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽³⁾, entsprechen. Werden diese Daten für Forschungszwecke verwendet, so werden die Informationen aggregiert und anonymisiert.

(2) Wenn ein Endkunde über keinen intelligenten Zähler verfügt oder der intelligente Zähler eines Endkunden nicht die Daten liefert, die für die Erbringung von Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen, auch über einen unabhängigen Aggregator, benötigt werden, akzeptieren Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Abrechnung von Laststeuerungs- und Flexibilitätsleistungen — sofern verfügbar — die Daten von speziellen Messgeräten, auch aus der Energiespeicherung, und der betreffende Endkunde wird von ihnen bei der Beschaffung von Flexibilitätsleistungen nicht diskriminiert. Diese Verpflichtung gilt vorbehaltlich der Einhaltung der von den Mitgliedstaaten gemäß Absatz 3 festgelegten Vorschriften und Anforderungen.

(3) Die Mitgliedstaaten legen die Vorschriften und Anforderungen für ein Verfahren zur Validierung der Daten der speziellen Messgeräte fest, um die Qualität und Konsistenz der einschlägigen Daten und die Interoperabilität gemäß den Artikeln 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 und anderen einschlägigen Rechtsvorschriften der Union zu überprüfen und sicherzustellen.

▼ B*Artikel 8***Handel an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten**▼ M2

(1) Die NEMO lassen zu, dass die Marktteilnehmer Energie möglichst echtzeitnah, zumindest jedoch bis zu dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes, handeln. Ab dem 1. Januar 2026 darf die Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes nicht später als 30 Minuten vor Echtzeit erfolgen.

⁽³⁾ Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung) (ABl. L 119 vom 4.5.2016, S. 1).

▼ M2

(1a) Die betreffende Regulierungsbehörde kann auf Antrag des betreffenden Übertragungsnetzbetreibers eine bis zum 1. Januar 2029 geltende Freistellung von der in Absatz 1 festgelegten Anforderung gewähren. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt den Antrag bei der betreffenden Regulierungsbehörde. Dieser Antrag muss Folgendes enthalten:

- a) eine Folgenabschätzung, in der den Rückmeldungen der NEMO und der betreffenden Marktteilnehmer Rechnung getragen wird und die negativen Auswirkungen einer solchen Maßnahme auf die Versorgungssicherheit im nationalen Stromsystem, die Kosteneffizienz, auch in Bezug auf bestehende Regelarbeitsplattformen gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195, die Integration erneuerbarer Energie und die Treibhausgasemissionen aufgezeigt werden, und
- b) einen Aktionsplan zur Verkürzung des Zeitabstands nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes auf 30 Minuten vor Echtzeit bis zum 1. Januar 2029.

(1b) Die Regulierungsbehörde kann auf Antrag des betreffenden Übertragungsnetzbetreibers eine weitere Freistellung von der Anforderung gemäß Absatz 1 für bis zu zweieinhalb Jahre ab dem Ablauf des in Absatz 1a genannten Zeitraums gewähren. Der betreffende Übertragungsnetzbetreiber legt den Antrag bis zum 30. Juni 2028 der betreffenden Regulierungsbehörde, ENTSO (Strom) und ACER vor. Dieser Antrag muss Folgendes enthalten:

- a) eine neue Folgenabschätzung, in der den Rückmeldungen von Marktteilnehmern und NEMO Rechnung getragen und die Notwendigkeit einer weiteren Freistellung auf der Grundlage der Risiken in Bezug auf die Versorgungssicherheit im nationalen Stromsystem, die Kosteneffizienz, die Integration erneuerbarer Energie und die Treibhausgasemissionen begründet wird, und
- b) einen überarbeiteten Aktionsplan zur Verkürzung des Zeitabstands nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes auf 30 Minuten vor Echtzeit bis zu dem Zeitpunkt, zu dem eine Verlängerung beantragt wird, und spätestens bis zu dem Zeitpunkt, für den die Freistellung beantragt wurde.

ACER gibt binnen sechs Monaten nach Eingang des Antrags auf eine weitere Freistellung eine Stellungnahme zu den grenzüberschreitenden Auswirkungen einer solchen Freistellung ab. Die betreffende Regulierungsbehörde trägt dieser Stellungnahme Rechnung, bevor sie über den Antrag auf eine weitere Freistellung entscheidet.

(1c) Bis zum 1. Dezember 2027 legt die Kommission nach Konsultation der NEMO, des ENTSO (Strom), der ACER und der einschlägigen Interessenträger dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor, in dem die Auswirkungen der Verkürzung der gemäß diesem Artikel festgelegten Zeit für die Schließung des zonenübergreifenden Marktes, die Kosten und der Nutzen sowie die Durchführbarkeit und die praktischen Lösungen im Hinblick auf eine weitere Verkürzung bewertet werden, damit die Marktteilnehmer Energie möglichst echtzeitnah handeln können. In dem Bericht sind die Auswirkungen auf die Sicherheit des Stromsystems, die Kosteneffizienz, die Vorteile für die Integration erneuerbarer Energie und die Verringerung von Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.

▼ B

(2) Die NEMO bieten den Marktteilnehmern die Möglichkeit, Energie an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall.

▼ M2

(3) Die NEMO stellen für den Handel in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten Produkte zur Verfügung, die mit Mindestgebotsgrößen von 100 kW oder weniger klein genug sind, um die wirksame Beteiligung der Laststeuerung, der Energiespeicherung und kleiner Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen — auch durch direkte Teilnahme der Kunden und Aggregation — zu ermöglichen.

▼ B

(4) Bis zum 1. Januar 2021 beträgt das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall in allen Fahrplangebieten 15 Minuten, sofern die Regulierungsbehörden keine Freistellung oder Ausnahme gewährt haben. Freistellungen dürfen nur bis zum 31. Dezember 2024 gewährt werden.

Wurde von allen nationalen Regulierungsbehörden eines Synchrongebiets eine Ausnahme gewährt, so beträgt das Bilanzkreisabweichungszeitintervall ab dem 1. Januar 2025 nicht mehr als 30 Minuten.

▼ M2*Artikel 9***Terminmärkte**

(1) Gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 vergeben die Übertragungsnetzbetreiber langfristige Übertragungsrechte oder treffen gleichwertige Maßnahmen, damit die Marktteilnehmer, einschließlich der Eigentümer von erneuerbare Energie nutzenden Stromerzeugungsanlagen Preisrisiken absichern können, es sei denn, eine von den zuständigen Regulierungsbehörden durchgeführte Bewertung des Terminmarkts an den Gebotszonengrenzen ergibt, dass ausreichende Absicherungsmöglichkeiten in den betroffenen Gebotszonen vorhanden sind.

(2) Langfristige Übertragungsrechte werden regelmäßig transparent, marktbasierend und diskriminierungsfrei über eine zentrale Vergabepattform zugewiesen. Die Häufigkeit der Vergabe und die Laufzeiten langfristiger zonenübergreifender Kapazität müssen zum effizienten Funktionieren der Terminmärkte der Union beitragen.

(3) Die Gestaltung der Terminmärkte der Union umfasst die erforderlichen Instrumente, um die Fähigkeit der Marktteilnehmer zu verbessern, Preisrisiken im Elektrizitätsbinnenmarkt abzusichern.

(4) Bis zum 17. Januar 2026 führt die Kommission nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger eine Abschätzung der Folgen möglicher Maßnahmen zur Erreichung des in Absatz 3 genannten Ziels durch. Diese Folgenabschätzung befasst sich unter anderem mit

- a) möglichen Änderungen bei der Häufigkeit der Vergabe langfristiger Übertragungsrechte,
- b) möglichen Änderungen der Laufzeiten der langfristigen Übertragungsrechte, insbesondere Laufzeiten, die auf bis zu mindestens drei Jahren verlängert werden,

▼ M2

- c) möglichen Änderungen der Art der langfristigen Übertragungsrechte;
- d) den Möglichkeiten zur Stärkung des Sekundärmarktes und
- e) der möglichen Einführung regionaler virtueller Hubs für die Terminmärkte.

(5) Im Zusammenhang mit den regionalen virtuellen Hubs für die Terminmärkte befasst sich die gemäß Absatz 4 durchgeführte Folgenabschätzung mit Folgendem:

- a) dem angemessenen geografischen Umfang der regionalen virtuellen Hubs — einschließlich der Gebotszonen, die diese Hubs bilden, und besonderer Situationen von Gebotszonen, die zu zwei oder mehreren virtuellen Hubs gehören —, der darauf abzielt, die Preiskorrelation zwischen den Referenzpreisen und den Preisen der Gebotszonen, die regionale virtuelle Hubs bilden, zu maximieren;
- b) dem Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze der Mitgliedstaaten, insbesondere derjenigen Mitgliedstaaten, die hinter den in Artikel 4 Buchstabe d Nummer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁴⁾ für 2020 und 2030 festgelegten Stromverbundvorgaben zurückbleiben;
- c) einer Methode zur Berechnung der Referenzpreise für die regionalen virtuellen Hubs für die Terminmärkte, die darauf abzielt, die Preiskorrelation zwischen dem Referenzpreis und den Preisen der Gebotszonen, die einen regionalen virtuellen Hub bilden, zu maximieren;
- d) der Möglichkeit, dass Gebotszonen Teil von mehr als einem regionalen virtuellen Hub sein können;
- e) den Mitteln, mit denen die Handelsmöglichkeiten für Absicherungsprodukte, die sich auf die regionalen virtuellen Hubs für die Terminmärkte beziehen, sowie für langfristige Übertragungsrechte zwischen Gebotszonen und regionalen virtuellen Hubs maximiert werden können;
- f) den Mitteln, mit denen sichergestellt wird, dass die in Absatz 2 genannte zentrale Vergabepattform Vergabemöglichkeiten anbietet und den Handel mit langfristigen Übertragungsrechten erleichtert;
- g) den Auswirkungen von bereits bestehenden zwischenstaatlichen Abkommen und den darin enthaltenen Rechten.

(6) Auf der Grundlage der Ergebnisse der in Absatz 4 dieses Artikels genannten Folgenabschätzung erlässt die Kommission bis zum 17. Juli 2026 einen Durchführungsrechtsakt, in dem Maßnahmen und Instrumente zur Verwirklichung der in Absatz 3 dieses Artikels genannten Ziele und die genauen Merkmale dieser Maßnahmen und Instrumente näher festgelegt werden. Dieser Durchführungsrechtsakt wird nach dem in Artikel 67 Absatz 2 genannten Prüfverfahren erlassen.

⁽⁴⁾ Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1).

▼ M2

(7) Die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 eingerichtete zentrale Vergabepattform fungiert als Struktur, die Vergabemöglichkeiten anbietet und den Handel mit langfristigen Übertragungsrechten im Namen der Übertragungsnetzbetreiber erleichtert. Sie hat eine in Anhang II der Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁵⁾ genannte Rechtsform.

(8) Ist eine zuständige Regulierungsbehörde der Ansicht, dass den Marktteilnehmern keine ausreichenden Absicherungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, so kann sie — nach Konsultation der zuständigen Behörden gemäß Artikel 67 der Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁶⁾ und wenn auf den Terminmärkten Finanzinstrumente im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Nummer 15 der genannten Richtlinie gehandelt werden — von Strombörsen oder Übertragungsnetzbetreibern verlangen, zusätzliche Maßnahmen wie z. B. Market-Making-Tätigkeiten zu ergreifen, um die Liquidität der Terminmärkte zu verbessern.

(9) Vorbehaltlich der Einhaltung des Wettbewerbsrechts der Union sowie der Verordnungen (EU) Nr. 648/2012 ⁽⁷⁾ und (EU) Nr. 600/2014 ⁽⁸⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 2014/65/EU können Marktbetreiber Terminabsicherungsprodukte — einschließlich langfristiger Terminabsicherungsprodukte — entwickeln, um den Marktteilnehmern, einschließlich der Eigentümer von erneuerbare Energiequellen nutzenden Stromerzeugungsanlagen, angemessene Möglichkeiten zur Absicherung gegen die finanziellen Risiken von Preisschwankungen zu bieten. Die Mitgliedstaaten dürfen nicht vorschreiben, dass solche Absicherungstätigkeiten auf Transaktionen innerhalb eines Mitgliedstaats oder einer Gebotszone beschränkt werden können.

▼ B*Artikel 10***Technische Gebotsgrenzen**

(1) Für den Großhandelsstrompreis gibt es weder eine Obergrenze noch eine Untergrenze. Diese Bestimmung gilt unter anderem für Gebote und Clearings in allen Zeitbereichen sowie für Regularbeit und Ausgleichsenergiepreise, unbeschadet der technischen Preisgrenzen, die im für den Austausch von Regularbeit maßgeblichen Zeitbereich und in den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereichen gemäß Absatz 2 festgelegt werden können.

⁽⁵⁾ Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Juni 2017 über bestimmte Aspekte des Gesellschaftsrechts (ABl. L 169 vom 30.6.2017, S. 46).

⁽⁶⁾ Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 349).

⁽⁷⁾ Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister (ABl. L 201 vom 27.7.2012, S. 1).

⁽⁸⁾ Verordnung (EU) Nr. 600/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 84).

▼B

- (2) NEMO dürfen harmonisierte Mindest- und Höchstclearingpreise für die Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche festlegen. Diese Unter- und Obergrenzen müssen ausreichend hoch sein, damit der Handel nicht unnötig beeinträchtigt wird, sie müssen für den Binnenmarkt harmonisiert werden, und bei ihrer Festlegung wird der höchste Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung berücksichtigt. Die NEMO schaffen einen transparenten Mechanismus, mit dem rechtzeitig eine automatische Anpassung der technischen Gebotsgrenzen für den Fall sichergestellt wird, dass die festgelegten Grenzwerte voraussichtlich erreicht werden. Die angepassten Obergrenzen gelten so lange, bis weitere Erhöhungen im Rahmen dieses Mechanismus erforderlich sind.
- (3) Die Übertragungsnetzbetreiber unterlassen alle Maßnahmen, deren Ziel es ist, die Großhandelspreise zu ändern.
- (4) Die Regulierungsbehörden oder, wenn ein Mitgliedstaat eine andere Behörde zu diesem Zweck benannt hat, die dementsprechend benannten zuständigen Behörden, ermitteln in ihrem Hoheitsgebiet die Strategien und Maßnahmen, die indirekt zur Beschränkung der Preisbildung im Großhandel beitragen könnten, darunter beschränkende Gebote im Zusammenhang mit der Aktivierung von Regelarbeit, Kapazitätsmechanismen, Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, sowie Maßnahmen zur Anfechtung von Marktergebnissen, oder Maßnahmen zur Verhinderung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung oder ineffizient festgelegter Gebotszonen.
- (5) Hat eine Regulierungsbehörde oder eine andere benannte zuständige Behörde festgestellt, dass eine Strategie oder eine Maßnahme dazu dienen könnte, die Preisbildung im Großhandel zu beschränken, so trifft sie alle geeigneten Maßnahmen zur Unterbindung dieser Strategie oder Maßnahme oder, falls dies nicht möglich ist, zur Eindämmung ihrer Auswirkungen auf das Bietverhalten. Die Mitgliedstaaten erstatten der Kommission bis zum 5. Januar 2020 ausführlich Bericht über die Maßnahmen und Aktionen, die sie ergriffen haben oder zu ergreifen beabsichtigen.

*Artikel 11***Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung**

- (1) Bis zum 5. Juli 2020, sofern dies zur Festlegung eines Zuverlässigkeitsstandards nach Artikel 25 erforderlich ist, nehmen die Regulierungsbehörden oder, wenn ein Mitgliedstaat eine andere Behörde zu diesem Zweck benannt hat, die dementsprechend benannten zuständigen Behörden, für ihr Hoheitsgebiet eine einzige Schätzung des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung vor. Diese Schätzung wird veröffentlicht. Verfügen die Mitgliedstaaten in ihrem Hoheitsgebiet über mehrere Gebotszonen, so können die Regulierungsbehörden oder andere benannte zuständige Behörden für die einzelnen Gebotszonen unterschiedliche Schätzungen vornehmen. Umfasst eine Gebotszone Hoheitsgebiete mehr als eines Mitgliedstaats, so legen die betroffenen Regulierungsbehörden oder anderen benannten zuständigen Behörden für diese Gebotszone einen einzigen Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung fest. Bei der Vornahme der einzigen Schätzung des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung wenden die Regulierungsbehörden oder andere benannte zuständige Behörden die gemäß Artikel 23 Absatz 6 ausgearbeitete Methode an.
- (2) Regulierungsbehörden oder andere benannte zuständige Behörden aktualisieren ihre Schätzung des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung mindestens alle fünf Jahre oder — wenn sie eine erhebliche Änderung feststellen — zu einem früheren Zeitpunkt.



Artikel 12

Dispatch von Erzeugungsanlagen und Laststeuerung

- (1) Der Dispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die Laststeuerung müssen diskriminierungsfrei, transparent und, sofern in Absatz 2 bis 6 nichts anderes bestimmt ist, marktbasierend erfolgen.
- (2) Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 AEUV stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Netzbetreiber beim Dispatch von Stromerzeugungseinrichtungen — soweit der sichere Betrieb des nationalen Stromsystems es zulässt — auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien Erzeugungseinrichtungen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und sofern diese Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung entweder
- a) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung sind, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW haben, oder
 - b) Demonstrationsvorhaben für innovative Technologien sind, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, sofern dieser Vorrang auf den Zeitraum und den Umfang begrenzt ist, der zur Verwirklichung der Demonstrationszwecke erforderlich ist.
- (3) Ein Mitgliedstaat kann beschließen, der vorrangige Dispatch gemäß Absatz 2 Buchstabe a nicht auf Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung anzuwenden, die mindestens sechs Monate nach diesem Beschluss in Betrieb genommen werden, oder eine niedrigere Mindestkapazität als in Absatz 2 Buchstabe a festzulegen, sofern die folgenden Bedingungen erfüllt sind:
- a) Er verfügt über gut funktionierenden Intraday-, und andere Großhandels- und Regelreservemärkte, die allen Marktteilnehmern gemäß dieser Verordnung uneingeschränkt zugänglich sind.
 - b) Die Vorschriften über Redispatch und das Engpassmanagement sind für alle Marktteilnehmer transparent.
 - c) Der nationale Beitrag des Mitgliedstaats zu dem verbindlichen Gesamtziel der Union für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen nach Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽⁹⁾ und Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁰⁾ ist mindestens gleich dem Ergebnis der Formel in Anhang II der Verordnung (EU) 2018/1999, und der Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen in dem jeweiligen Mitgliedstaat liegt nicht unter seinen Referenzwerten nach Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999, oder — alternativ — der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendelektrizitätsverbrauch des jeweiligen Mitgliedstaats beträgt mindestens 50 %.

⁽⁹⁾ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82).

⁽¹⁰⁾ Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1).

▼B

- d) Der Mitgliedstaat hat die geplante Freistellung der Kommission mitgeteilt und dabei im Einzelnen dargelegt, wie die Bedingungen der Buchstaben a, b und c erfüllt werden.
- e) Der Mitgliedstaat hat die geplante Freistellung mit einer ausführlichen Begründung für ihre Gewährung veröffentlicht und dabei erforderlichenfalls der Wahrung vertraulicher Geschäftsinformationen gebührend Rechnung getragen.

Bei jeder Freistellung dürfen ungeachtet etwaiger freiwilliger Vereinbarungen zwischen einem Mitgliedstaat und einer Erzeugungseinrichtung keine rückwirkenden Änderungen mit Wirkung für Erzeugungseinrichtungen, denen bereits ein vorrangiger Dispatch eingeräumt wurde, vorgenommen werden.

Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 AEUV können die Mitgliedstaaten im Fall von Anlagen, die für den vorrangigen Dispatch infrage kommen, Anreize vorsehen, es freiwillig aufzugeben.

(4) Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 AEUV können Mitgliedstaaten ein vorrangiger Dispatch für Elektrizität vorsehen, die in Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung und einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW erzeugt wird.

(5) Was ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommene Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung anbelangt, so gilt Absatz 2 Buchstabe a nur für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 200 kW haben.

(6) Unbeschadet der vor dem 4. Juli 2019 geschlossenen Verträge wird Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, und die vor dem 4. Juli 2019 in Betrieb genommen wurden und für die bei ihrer Inbetriebnahme gemäß Artikel 15 Absatz 5 der Richtlinie 2012/27/EU oder Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾ ein vorrangiger Dispatch vorgesehen war, auch künftig ein vorrangiger Dispatch eingeräumt. Ab dem Zeitpunkt, zu dem eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erheblich verändert wird, was zumindest dann angenommen wird, wenn ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist oder die Erzeugungskapazität der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erhöht wird, gilt für solche Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung kein vorrangiger Dispatch mehr.

(7) Der vorrangige Dispatch darf den sicheren Betrieb des Stromsystems nicht gefährden, darf nicht als Rechtfertigung für Einschränkungen der zonenübergreifenden Kapazitäten über das nach Artikel 16 vorgesehene Maß hinaus dienen und erfolgt auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien.

*Artikel 13***Redispatch**

(1) Der Redispatch der Erzeugung und der Redispatch der Laststeuerung erfolgt auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien. Es muss allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung, einschließlich solchen mit Standort in anderen Mitgliedstaaten, offenstehen, sofern dies technisch machbar ist.

⁽¹⁾ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

▼ B

(2) Die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen werden unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet. Der Regelarbeitspreis wird nicht durch Regelarbeitsgebote bestimmt, die zu Redispatch-Zwecken genutzt werden.

(3) Der nicht marktbasierter Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung darf nur zum Einsatz kommen, wenn

- a) keine marktbasierter Alternative verfügbar ist,
- b) alle verfügbaren marktbasierter Ressourcen eingesetzt wurden,
- c) die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlagen befinden, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen, oder
- d) durch die aktuelle Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht werden, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, was die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde, und der betroffene Mitgliedstaat hat entweder einen Aktionsplan zum Angehen dieses Engpasses erlassen, oder er stellt sicher, dass die verfügbare Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel Artikel 16 Absatz 8 entspricht.

(4) Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber legen der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich einen Bericht vor, und zwar über

- a) den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasierter Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen,
- b) die Gründe, das Volumen in MWh und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen,
- c) die Maßnahmen — einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität —, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.

Die Regulierungsbehörden leiten den Bericht an ACER weiter und veröffentlichen eine Zusammenfassung der in Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c genannten Daten, der sie nötigenfalls Verbesserungsvorschläge beifügen.

(5) Vorbehaltlich der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen und auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien, die von den Regulierungsbehörden festgelegt werden, müssen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber

▼B

- a) gewährleisten, dass die Übertragungs- und Verteilernetze in der Lage sind, die aus erneuerbaren Energiequellen oder mittels hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Elektrizität mit möglichst geringem Redispatch zu übertragen; dabei darf Redispatch bei der Netzplanung jedoch weiterhin in begrenztem Umfang Berücksichtigung finden, wenn die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber transparent nachweisen können, dass dies wirtschaftlich effizienter ist, und wenn dies 5 % der jährlich erzeugten Elektrizität in Anlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die direkt an das jeweilige Netz angeschlossen sind, nicht überschreitet, sofern ein Mitgliedstaat, in dem Elektrizität aus Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, einen Anteil von mindestens 50 % am jährlichen Bruttoendstromverbrauch ausmacht, nichts anderes bestimmt;
- b) angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergreifen, um der abwärts gerichtete Redispatch von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung zu minimieren;
- c) sicherstellen, dass ihre Netze flexibel genug sind, damit sie sie betreiben können.
- (6) Bei nicht marktbasierendem abwärts gerichtetem Redispatch gelten folgende Grundsätze:
- a) Bei Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, darf abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden, wenn es keine Alternative gibt oder wenn andere Lösungen zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden.
- b) Auf Elektrizität, die mittels hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, darf abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden, wenn es abgesehen von abwärts gerichtetem Redispatch bei Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden.
- c) Nicht in das Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, darf nicht Gegenstand von abwärts gerichtetem Redispatch sein, es sei denn, es gäbe keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen.
- d) Abwärts gerichteter Redispatch gemäß den Buchstaben a, b und c ist hinreichend und auf transparente Weise zu begründen. Die Begründung ist in den Bericht gemäß Absatz 3 aufzunehmen.
- (7) Bei der Anwendung des nicht marktbasierenden Redispatch hat der Betreiber der Erzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage, mit der der Redispatch erfolgt ist, Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber, der den Redispatch angefordert hat, außer wenn der Erzeuger einen Netzanschlussvertrag akzeptiert hat, der keine Garantie für eine verbindliche Lieferung von Energie enthält. Ein solcher finanzieller Ausgleich erfolgt mindestens in Höhe des höheren der folgenden Beträge oder einer Kombination beider Beträge, wenn die Anwendung nur des höheren einen ungerechtfertigt niedrigen bzw. hohen finanziellen Ausgleich zur Folge hätte:
- a) Betrag der zusätzlichen Betriebskosten, die durch den Redispatch entstehen, beispielsweise zusätzliche Brennstoffkosten im Fall von aufwärts gerichtetem Redispatch oder zusätzliche Wärmebereitstellung im Fall von abwärts gerichtetem Redispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung;

▼B

- b) Nettoeinnahmen aus dem Verkauf von Elektrizität auf dem Day-Ahead-Markt, die die Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage ohne die Aufforderung zum Redispatch erzielt hätte. Erhält die Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage eine finanzielle Unterstützung auf der Grundlage der erzeugten oder verbrauchten Strommenge, so gilt die finanzielle Unterstützung, die ohne die Aufforderung zum Redispatch erteilt worden wäre, als Teil der Nettoeinnahmen.

KAPITEL III

NETZZUGANG UND ENGPASSMANAGEMENT

ABSCHNITT 1

*Kapazitätsvergabe**Artikel 14***Überprüfung von Gebotszonen**

(1) Die Mitgliedstaaten ergreifen alle zum Angehen von Engpässen geeigneten Maßnahmen. Den Gebotszonengrenzen müssen langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen zugrunde liegen. Die Gebotszonen dürfen keine derartigen strukturellen Engpässe aufweisen, es sei denn, diese haben keine Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen, oder — als vorübergehende Ausnahme — ihre Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen werden durch Entlastungsmaßnahmen gemindert, und diese strukturellen Engpässe bewirken keine Verringerung der zonenübergreifenden Handelskapazität entsprechend der Anforderungen von Artikel 16. Die Gebotszonen in der Union müssen so gestaltet sein, dass größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sichergestellt ist und sich gemäß Artikel 16 möglichst viele Möglichkeiten zum zonenübergreifenden Handel ergeben, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten bleibt.

(2) Alle drei Jahre erstellt ENTSO (Strom) einen Bericht über strukturelle Engpässe und andere erhebliche physikalische Engpässe zwischen und in Gebotszonen, auch über den Ort des Auftretens und die Häufigkeit solcher Engpässe im Einklang mit der auf der Grundlage des Artikels 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement. Dieser Bericht enthält eine Bewertung, ob die zonenübergreifende Handelskapazität die lineare Verlaufskurve gemäß Artikel 15 oder die Mindestkapazität gemäß Artikel 16 der vorliegenden Verordnung erreicht hat.

(3) Damit die Gebotszonen optimal konfiguriert sind, wird eine Überprüfung der Gebotszonen durchgeführt. Bei dieser Überprüfung werden alle strukturellen Engpässe ermittelt, und sie umfasst eine koordinierte Analyse der einzelnen Gebotszonenkonfigurationen unter Einbeziehung der betroffenen Interessenträger aller maßgeblichen Mitgliedstaaten gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement durchgeführt wird. Die aktuellen Gebotszonen werden anhand dessen bewertet, ob mit ihnen ein verlässliches Marktumfeld geschaffen werden kann, auch für flexible Erzeugungs- und Lastkapazitäten, was von entscheidender Bedeutung dafür ist, Netzengpässe zu verhindern, Elektrizitätsangebot und -nachfrage im Gleichgewicht zu halten und die langfristige Sicherheit von Investitionen in die Netzinfrastruktur sicherzustellen.

▼B

(4) Für die Zwecke dieses Artikels und des Artikels 15 dieser Verordnung sind die maßgeblichen Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber oder Regulierungsbehörden diejenigen Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber oder Regulierungsbehörden, die sich an der Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration beteiligen, sowie jene, die sich gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement in derselben Kapazitätsberechnungsregion befinden.

(5) Bis zum 5. Oktober 2019 übermitteln alle maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber einen Vorschlag für die Methoden und Annahmen, die im Hinblick auf das Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonen genutzt werden sollen, und für die in Betracht zu ziehenden alternativen Gebotszonenkonfigurationen, der den maßgeblichen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegt wird. Die maßgeblichen Regulierungsbehörden fassen binnen drei Monaten nach Vorlage des Vorschlags einen einstimmigen Beschluss zu dem Vorschlag. Sind die Regulierungsbehörden nicht in der Lage, innerhalb dieser Frist einstimmig über den Vorschlag zu beschließen, so entscheidet ACER binnen drei weiteren Monaten über die Methoden und Annahmen und über die in Betracht zu ziehenden alternativen Gebotszonenkonfigurationen. Den Methoden müssen strukturelle Engpässe zugrunde liegen, die in den folgenden drei Jahren voraussichtlich nicht überwunden werden, wobei spürbare Fortschritte bei Projekten zur Infrastrukturentwicklung, die in den folgenden drei Jahren voraussichtlich verwirklicht werden, gebührend zu berücksichtigen sind.

(6) Auf der Grundlage der gemäß Absatz 5 beschlossenen Methoden und Annahmen legen die an der Überprüfung der Gebotszonen beteiligten Übertragungsnetzbetreiber den maßgeblichen Mitgliedstaaten oder ihren benannten zuständigen Behörden bis spätestens zwölf Monate nach Genehmigung der Methoden und Annahmen gemäß Absatz 5 einen gemeinsamen Vorschlag zur Änderung oder Aufrechterhaltung der Gebotszonenkonfiguration vor. Andere Mitgliedstaaten, Vertragsparteien der Energiegemeinschaft oder Drittländer, die sich ein synchrones Gebiet mit einem maßgeblichen Mitgliedstaat teilen, können Stellungnahmen abgeben.

(7) Werden in dem Bericht nach Absatz 2 dieses Artikels oder in der Überprüfung der Gebotszonen nach diesem Artikel oder von einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern in ihrer jeweiligen Regelzone in einem von der zuständigen Regulierungsbehörde angenommenen Bericht strukturelle Engpässe festgestellt, so beschließt der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen in Zusammenarbeit mit seinen Übertragungsnetzbetreibern binnen sechs Monaten nach Erhalt des Berichts, entweder nationale oder multinationale Aktionspläne gemäß Artikel 15 festzulegen oder seine Gebotszonenkonfiguration zu überprüfen und anzupassen. Diese Beschlüsse sind der Kommission und ACER umgehend zu übermitteln.

(8) In Bezug auf jene Mitgliedstaaten, die sich für eine Änderung der Gebotszonenkonfiguration gemäß Absatz 7 entschieden haben, fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten binnen sechs Monaten nach der Mitteilung gemäß Absatz 7 einen einstimmigen Beschluss. Andere Mitgliedstaaten können diesen Mitgliedstaaten Stellungnahmen übermitteln, wobei die maßgeblichen Mitgliedstaaten diese Stellungnahmen bei ihrer Beschlussfassung berücksichtigen sollten. Der Beschluss ist zu begründen und der Kommission und ACER zu übermitteln. Fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten innerhalb dieser sechs Monate keinen einstimmigen Beschluss, so teilen sie dies der Kommission umgehend mit. Als letztes Mittel erlässt die Kommission nach Konsultation von ACER binnen sechs Monaten nach Erhalt dieser Mitteilung einen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration in und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten werden sollte.

▼B

(9) Die Mitgliedstaaten und die Kommission konsultieren die maßgeblichen Interessenträger, bevor sie einen Beschluss nach diesem Artikel fassen.

(10) Jeder nach diesem Artikel gefasste Beschluss enthält Angaben zum Zeitpunkt der Anwendung einer Änderung. Bei diesem Anwendungszeitpunkt ist sowohl der Dringlichkeit der Anwendung als auch praktischen Erwägungen wie dem Stromterminhandel Rechnung zu tragen. In dem Beschluss können geeignete Übergangsmaßnahmen festgelegt werden.

(11) Werden auf der Grundlage der gemäß Artikel 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement weitere Gebotszonenüberprüfungen eingeleitet, so ist das Verfahren des vorliegenden Artikels anzuwenden.

*Artikel 15***Aktionspläne**

(1) Im Anschluss an die Fassung eines Beschlusses nach Artikel 14 Absatz 7 erarbeitet der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen in Zusammenarbeit mit seiner Regulierungsbehörde einen Aktionsplan. Dieser Aktionsplan enthält einen konkreten Zeitplan für das Ergreifen von Maßnahmen zur Verringerung der strukturellen Engpässe, die binnen höchstens vier Jahren nach Fassung des Beschlusses gemäß Artikel 14 Absatz 7 festgestellt wurden.

(2) Unabhängig von den konkreten Fortschritten im Zusammenhang mit dem Aktionsplan sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass unbeschadet der Freistellungen gemäß Artikel 16 Absatz 9 oder Abweichungen nach Artikel 16 Absatz 3 die Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel jedes Jahr erhöht wird, bis die Mindestkapazität gemäß Artikel 16 Absatz 8 erreicht wird. Diese Mindestkapazität ist bis zum 31. Dezember 2025 zu erreichen.

Für diese jährliche Erhöhung wird eine lineare Verlaufskurve zugrunde gelegt. Den Ausgangspunkt dieser Verlaufskurve bildet entweder die im Jahr vor der Annahme des Aktionsplans zugewiesene Kapazität an dieser Grenze oder auf einem kritischen Netzelement oder der Durchschnitt der letzten drei Jahre vor der Annahme des Aktionsplans, je nachdem, welcher Wert höher ist. Die Mitgliedstaaten stellen, während sie ihre Aktionspläne umsetzen — auch unter Rückgriff auf Entlastungsmaßnahmen in der Kapazitätsberechnungsregion — sicher, dass die gemäß Artikel 16 Absatz 8 für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung gestellte Kapazität mindestens gleich den Werten der linearen Verlaufskurve ist.

(3) Die Kosten der notwendigen Entlastungsmaßnahmen zur Einhaltung der linearen Verlaufskurve gemäß Absatz 2 oder zur Bereitstellung von zonenübergreifender Kapazität an den Grenzen oder auf kritischen Netzelementen, auf die sich der Aktionsplan bezieht, werden von dem Mitgliedstaat oder den Mitgliedstaaten getragen, die den Aktionsplan umsetzen.

(4) Jedes Jahr während der Umsetzung des Aktionsplans und binnen sechs Monaten nach seinem Ablauf bewerten die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber für die vorangehenden 12 Monate, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die lineare Verlaufskurve erreicht hat, oder, ab dem 1. Januar 2026, ob die in Artikel 16 Absatz 8 festgelegte Mindestkapazität erreicht wurde. Sie übermitteln ACER und den maßgeblichen nationalen Regulierungsbehörden ihre Bewertungen. Vor der Ausarbeitung des Berichts übermittelt jeder Übertragungsnetzbetreiber seine Beiträge zu dem Bericht mit allen maßgeblichen Daten seiner Regulierungsbehörde zur Genehmigung.

▼B

(5) In Bezug auf jene Mitgliedstaaten, in deren Fall aus der in Absatz 4 genannten Bewertung hervorgeht, dass ein Übertragungsnetzbetreiber die lineare Verlaufskurve nicht erreicht hat, fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten binnen sechs Monaten nach Erhalt des in Absatz 4 genannten Berichts einen einstimmigen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration innerhalb und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten wird. Dabei berücksichtigen die maßgeblichen Mitgliedstaaten die Stellungnahmen anderer Mitgliedstaaten. Der Beschluss des maßgeblichen Mitgliedstaats ist zu begründen und der Kommission und ACER zu übermitteln.

Fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten keinen einstimmigen Beschluss innerhalb der zulässigen Frist, so teilen sie dies der Kommission umgehend mit. Als letztes Mittel erlässt die Kommission nach Konsultation von ACER und der maßgeblichen Interessenträger binnen sechs Monaten nach Erhalt dieser Mitteilung einen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration in und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten werden sollte.

(6) Sechs Monate vor Ablauf des Aktionsplans entscheidet der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen, ob er seine verbleibenden Engpässe angeht indem er seine Gebotszone ändert oder ob er die verbleibenden internen Engpässe mit Entlastungsmaßnahmen, deren Kosten er selbst trägt, angeht.

(7) Wurde ein struktureller Engpass gemäß Artikel 14 Absatz 7 festgestellt, jedoch binnen sechs Monaten kein Aktionsplan festgelegt, so bewerten die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber binnen zwölf Monaten nach Feststellung eines solchen strukturellen Engpasses, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die in Artikel 16 Absatz 8 festgelegten Mindestkapazitäten in den vorangehenden 12 Monaten erreicht hat, und sie erstatten den maßgeblichen Regulierungsbehörden und ACER hierüber Bericht.

Vor der Ausarbeitung des Berichts übermittelt jeder Übertragungsnetzbetreiber seiner Regulierungsbehörde seinen Beitrag zu dem Bericht mit allen maßgeblichen Daten zur Genehmigung. Zeigt die Bewertung, dass ein Übertragungsnetzbetreiber die Mindestkapazität nicht erreicht hat, erfolgt die Beschlussfassung nach Absatz 5 dieses Artikels.

*Artikel 16***Allgemeine Grundsätze für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement**

(1) Netzengpässen wird mit diskriminierungsfreien marktbasierter Lösungen begegnet, von denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgehen. Netzengpässe werden mit nicht transaktionsbezogenen Methoden bewältigt, d. h. mit Methoden, bei denen nicht zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer unterschieden wird. Ergreift der Übertragungsnetzbetreiber betriebliche Maßnahmen, um sein Übertragungsnetz im Normalzustand zu halten, so muss er die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die benachbarten Regelzonen berücksichtigen und diese Maßnahmen gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 mit anderen betroffenen Übertragungsnetzbetreibern koordinieren.

▼B

(2) Transaktionen dürfen nur in Notfällen eingeschränkt werden, insbesondere wenn der Übertragungsnetzbetreiber schnell handeln muss und ein Redispatch oder Countertrading nicht möglich ist. Jedes diesbezügliche Verfahren muss diskriminierungsfrei angewendet werden. Abgesehen von Fällen höherer Gewalt werden Marktteilnehmer, denen Kapazitäten zugewiesen wurden, für jede solche Einschränkung entschädigt.

(3) Gemäß Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 42 Absatz 1 führen die regionalen Koordinierungszentren eine koordinierte Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Absätzen 4 und 8 dieses Artikels durch.

Regionale Koordinierungszentren berechnen die zonenübergreifenden Kapazitäten unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte anhand der Daten der Übertragungsnetzbetreiber einschließlich der Daten über die technische Verfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen, ohne den Lastabwurf miteinzubeziehen. Gelangen die regionalen Koordinierungszentren zu dem Schluss, dass diese verfügbaren Entlastungsmaßnahmen in der Kapazitätsberechnungsregion oder zwischen Kapazitätsberechnungsregionen nicht ausreichen, um unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte die lineare Verlaufskurve gemäß Artikel 15 Absatz 2 oder die Mindestkapazitäten gemäß Artikel 16 Absatz 8 zu erreichen, so können sie als letztes Mittel koordinierte Maßnahmen festlegen, um die zonenübergreifenden Kapazitäten entsprechend zu verringern. Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen von koordinierten Maßnahmen zur koordinierten Kapazitätsberechnung und zur koordinierten Sicherheitsanalyse nur gemäß Artikel 42 Absatz 2 abweichen.

Die regionalen Koordinierungszentren berichten, ab drei Monaten nachdem sie ihren Betrieb nach Artikel 35 Absatz 2 dieser Verordnung aufgenommen haben, und alle drei Monate danach, den maßgeblichen Regulierungsbehörden und ACER über Verringerungen der Kapazität und Abweichungen von koordinierten Maßnahmen gemäß Unterabsatz 2, bewerten die Fälle und unterbreiten erforderlichenfalls Empfehlungen dazu, wie diese Abweichungen in Zukunft vermieden werden können. Gelangt ACER zu dem Schluss, dass die Voraussetzungen für eine Abweichung gemäß diesem Absatz nicht erfüllt sind und diese Abweichung von struktureller Art ist, so übermittelt sie den maßgeblichen Regulierungsbehörden und der Kommission eine entsprechende Stellungnahme. Die zuständigen Regulierungsbehörden ergreifen gemäß Artikel 59 oder 62 der Richtlinie (EU) 2019/944 geeignete Maßnahmen gegen Übertragungsnetzbetreiber oder regionale Koordinierungszentren, wenn die Voraussetzungen für eine Abweichung nach diesem Absatz nicht erfüllt waren.

Abweichungen struktureller Art sind in einem Aktionsplan nach Artikel 14 Absatz 7 oder mittels einer Aktualisierung eines vorhandenen Aktionsplans anzugehen.

(4) Den Marktteilnehmern wird die unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze, die durch die grenzüberschreitenden Kapazitäten beeinflusst werden, zur Verfügung gestellt. Countertrading und Redispatch, einschließlich grenzüberschreitendem Redispatch, werden zur Maximierung der verfügbaren Kapazitäten genutzt, um die Mindestkapazität nach Absatz 8 zu erreichen. Um eine solche Maximierung zu ermöglichen wird ein koordiniertes und diskriminierungsfreies Verfahren für grenzüberschreitende Entlastungsmaßnahmen angewandt, nachdem die Methode zur Kostenteilung bei Redispatch und Countertrading umgesetzt wurde.

▼B

(5) Die Kapazitätsvergabe erfolgt durch explizite Kapazitätsauktionen oder durch implizite Auktionen für sowohl Kapazität als auch Energie. Beide Methoden können für ein und dieselbe Verbindungsleitung gleichzeitig bestehen. Für den Intraday-Handel wird ein fortlaufendes Handelssystem verwendet, das durch Auktionen ergänzt werden kann.

(6) Im Fall von Engpässen erhalten die höchsten impliziten oder expliziten gültigen Gebote für Netzkapazität, die den höchsten Wert für die knappe Übertragungskapazität in einem bestimmten Zeitbereich bieten, den Zuschlag. Außer bei neuen Verbindungsleitungen, für die eine Ausnahme nach Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, nach Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 oder nach Artikel 63 der vorliegenden Verordnung gilt, dürfen bei den Kapazitätsvergabemethoden keine Mindestpreise festgesetzt werden.

(7) Die Kapazität ist auf sekundärer Basis frei handelbar, sofern der Übertragungsnetzbetreiber ausreichend rechtzeitig unterrichtet wird. Lehnt ein Übertragungsnetzbetreiber den Sekundärhandel (Sekundärtransaktionen) ab, so muss er dies allen Marktteilnehmern in deutlicher und transparenter Form mitteilen und erklären sowie der Regulierungsbehörde melden.

(8) Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Unbeschadet der Anwendung von Freistellungen gemäß Absatz 3 und 9 dieses Artikels und der Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 gelten die Bestimmungen dieses Absatzes als erfüllt, wenn die folgenden Mindestwerte der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht sind:

- a) Bei Grenzen, bei denen ein Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewandt wird, beträgt der Mindestwert 70 % der Übertragungskapazität, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und wegen der Ausfallvarianten einen Abzug vornimmt, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelt wurden.
- b) Bei Grenzen, an denen ein lastflussgestützter Ansatz angewandt wird, ist die Mindestkapazität eine bei der Kapazitätsberechnung gesetzte Grenze, die für durch zonenübergreifenden Austausch ausgelöste Lastflüsse verfügbar ist. Die Grenze beträgt 70 % der Kapazität der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält, wobei Ausfallvarianten zu berücksichtigen sind, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement festgelegt wurden.

Die Gesamtmenge von 30 % kann auf jedem kritischen Netzelement für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden.

(9) Auf Antrag von Übertragungsnetzbetreibern einer Kapazitätsberechnungsregion können die maßgeblichen Regulierungsbehörden — sofern dies zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlich ist — aus vorhersehbaren Gründen eine Freistellung von Absatz 8 gewähren. Eine solche Freistellung, die nicht die Einschränkung von bereits nach Absatz 2 zugewiesenen Kapazitäten betreffen darf, wird für nicht länger als ein Jahr auf einmal, oder, soweit der Umfang der

▼B

Freistellung nach dem ersten Jahr bedeutend abnimmt, für höchstens zwei Jahre erteilt. Der Umfang solchen Freistellungen darf nicht über das für die Aufrechterhaltung der betrieblichen Sicherheit erforderliche Maß hinausgehen und solche Freistellungen dürfen nicht zur Diskriminierung zwischen dem internen und dem zonenübergreifenden Austausch führen.

Vor der Gewährung einer Freistellung konsultiert die maßgebliche Regulierungsbehörde die Regulierungsbehörden der anderen Mitgliedstaaten, die zu der betroffenen Kapazitätsberechnungsregion gehören. Ist eine der Regulierungsbehörden mit der vorgeschlagenen Freistellung nicht einverstanden, so entscheidet gemäß Artikel 6 Absatz 10 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2019/942 ACER über ihre Erteilung. Die Gründe für die Freistellung werden veröffentlicht.

Wird eine Freistellung gewährt, so erarbeiten und veröffentlichen die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber eine Methode und Projekte für eine langfristige Lösung des Problems, gegen das mit der Freistellung vorgegangen werden soll. Die Freistellung endet mit Ablauf der Frist für die Freistellung oder sobald die Lösung angewendet wird, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

(10) Die Marktteilnehmer teilen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern rechtzeitig vor dem maßgeblichen Betriebszeitraum mit, ob sie die zugewiesene Kapazität zu nutzen gedenken. Zugewiesene Kapazitäten, die nicht in Anspruch genommen werden, werden nach einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren wieder dem Markt zur Verfügung gestellt.

(11) Die Übertragungsnetzbetreiber saldieren, soweit technisch möglich, die auf der überlasteten Verbindungsleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. Unter vollständiger Berücksichtigung der Netzsicherheit dürfen Transaktionen, die mit einer Entlastung verbunden sind, nicht abgelehnt werden.

(12) Die finanziellen Folgen, die sich daraus ergeben, dass die mit der Kapazitätsvergabe verbundenen Verpflichtungen nicht eingehalten werden, werden den Übertragungsnetzbetreibern oder NEMO angelastet, die dafür verantwortlich sind. Nutzen Marktteilnehmer die Kapazität, zu deren Nutzung sie sich verpflichtet haben, nicht, oder handeln sie diese Kapazität im Fall einer durch eine explizite Auktion erworbenen Kapazität nicht auf sekundärer Basis oder geben sie die Kapazität nicht rechtzeitig zurück, so verlieren diese Marktteilnehmer ihren Anspruch auf diese Kapazität und zahlen ein kostenorientiertes Entgelt. Die kostenorientierten Entgelte für die nicht erfolgte Nutzung von Kapazität müssen gerechtfertigt und angemessen sein. Kommt ein Übertragungsnetzbetreiber seiner Verpflichtung, solide Übertragungskapazität bereitzustellen, nicht nach, so muss er den Marktteilnehmer für den Verlust von Kapazitätsrechten entschädigen. Folgeverluste werden dabei nicht berücksichtigt. Die zentralen Konzepte und Methoden zur Bestimmung der Haftungsansprüche aus der nicht erfolgten Einhaltung von Verpflichtungen sind, was die finanziellen Konsequenzen betrifft, im Voraus festzulegen und von der maßgeblichen Regulierungsbehörde zu überprüfen.

(13) Bei der Zuordnung von Kosten von Entlastungsmaßnahmen auf die Übertragungsnetzbetreiber analysieren die Regulierungsbehörden, inwieweit die Stromflüsse aufgrund von Transaktionen innerhalb von Gebotszonen zu dem zwischen zwei Gebotszonen beobachteten Engpass beitragen, und sie ordnen die Kosten auf der Grundlage des jeweiligen Beitrags zum Engpass auf die Übertragungsnetzbetreiber der

▼ B

Gebotszonen, in denen diese Stromflüsse entstehen, zu, außer bei Kosten, die durch Stromflüsse bedingt sind, die aufgrund von Transaktionen innerhalb von Gebotszonen entstehen und unterhalb des Niveaus liegen, der ohne strukturelle Engpässe in einer Gebotszone wahrscheinlich ist.

Dieses Niveau wird von allen Übertragungsnetzbetreibern in einer Kapazitätsberechnungsregion für jede einzelne Gebotszonengrenze gemeinsam analysiert und festgelegt und unterliegt der Genehmigung aller Regulierungsbehörden in der Kapazitätsberechnungsregion.

*Artikel 17***Zuweisung zonenübergreifender Kapazität für alle Zeitbereiche**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen die verfügbare zonenübergreifende Kapazität zumindest nach dem jeweiligen Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Day-Ahead-Marktes und des zonenübergreifenden Intraday-Marktes neu. Bei der folgenden Zuweisung zonenübergreifender Kapazität vergeben die Übertragungsnetzbetreiber neben der verfügbaren zonenübergreifenden Kapazität auch eventuell verbliebene, zuvor nicht zugewiesene Kapazität sowie zonenübergreifende Kapazität aus früheren Zuweisungen, die von Inhabern von Rechten zur physischen Übertragung freigegeben wurde.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen eine angemessene Struktur für die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität für alle Zeitbereiche, einschließlich derjenigen für die Day-Ahead-, Intraday- und Regelarbeitsmärkte, vor. Diese Vergabestruktur wird von den maßgeblichen Regulierungsbehörden überprüft. Bei der Ausarbeitung ihrer Vorschläge berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber

- a) die Eigenheiten der Märkte,
- b) die Betriebsbedingungen des Stromsystems, z. B. die Auswirkungen der Saldierung verbindlich angemeldeter Zeitpläne,
- (c) den Grad der Harmonisierung der verschiedenen Zeitbereichen zugewiesenen Prozentsätze und die Zeitbereiche, die für die verschiedenen bestehenden Mechanismen für die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität festgelegt wurden.

(3) Ist nach dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes noch zonenübergreifende Kapazität vorhanden, so nutzen die Übertragungsnetzbetreiber die zonenübergreifende Kapazität für den Austausch von Regelarbeit oder zur Durchführung des Verfahrens für das gegenseitige Anrechnen beim Abruf von Sekundärregelenergie (Imbalance Netting).

(4) Wird zonenübergreifende Kapazität für den Austausch von Regelleistung oder die Reserventeilung gemäß Artikel 6 Absatz 8 dieser Verordnung zugewiesen, so wenden die Übertragungsnetzbetreiber die in der gemäß Artikel 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem ausgearbeiteten Methoden an.

(5) Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen die gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 berechnete Zuverlässigkeitsmarge aufgrund des Austauschs von Regelleistung oder der Reserventeilung nicht erhöhen.

▼B*ABSCHNITT 2**Netzentgelte und Engpasserlöse**Artikel 18***Entgelte für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau der Netze**

(1) Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, müssen kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.

Unbeschadet des Artikels 15 Absätze 1 und 6 und der Kriterien in Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen und insbesondere so angewandt werden, dass durch sie die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden. Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen. Diese Entgelte dürfen unbeschadet des Absatzes 3 dieses Artikels nicht entfernungsabhängig sein.

▼M2

- (2) Die Tarifmethoden
- a) spiegeln die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und berücksichtigen sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen, um sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu setzen und so die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern,
 - b) fördern die Marktintegration, die Integration erneuerbarer Energie und die Versorgungssicherheit,
 - c) unterstützen die Nutzung von Flexibilitätsleistungen und ermöglichen die Nutzung flexibler Anschlüsse,
 - d) fördern effiziente und zeitnahe Investitionen, einschließlich Lösungen zur Optimierung des bestehenden Netzes,
 - e) unterstützen die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten,
 - f) tragen zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele bei, verringern die Umweltauswirkungen und fördern die öffentliche Akzeptanz und

▼ M2

g) erleichtern Innovationen im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsleistungen und Verbindungsleitungen, damit insbesondere die erforderliche Infrastruktur entwickelt wird, um die in Artikel 4 Buchstabe d Nummer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 für 2030 festgelegte Mindestvorgabe für den Stromverbund zu erreichen.

(3) Von der Höhe der gegenüber den Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhobenen Tarife gehen erforderlichenfalls standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene aus, z. B. Anreize mittels Tarifstrukturen, um die Kosten für Redispatch und Ausbau des Stromnetzes zu senken, und diese Tarife tragen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung.

▼ B

(4) Bei der Festsetzung der Netzzugangsentgelte ist Folgendes zu berücksichtigen:

a) die im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern geleisteten Zahlungen und verbuchten Einnahmen,

b) die tatsächlich geleisteten und eingegangenen Zahlungen sowie die auf der Grundlage vergangener Zeiträume geschätzten voraussichtlichen Zahlungen für künftige Zeiträume.

(5) Die Festsetzung der Netzzugangsentgelte gilt unbeschadet etwaiger Entgelte aufgrund des in Artikel 16 genannten Engpassmanagements.

(6) Für einzelne Transaktionen für den zonenübergreifenden Stromhandel wird kein besonderes Netzentgelt verlangt.

(7) Die Verteilungstarife müssen kostenorientiert sein, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist. Verteilungstarife können auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und können sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden. In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.

▼ M2

(8) Die Übertragungs- und Verteilungstarifmethoden müssen den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, unter anderem mittels der Beschaffung von Dienstleistungen. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, an und berücksichtigen sie in den Übertragungs- und Verteilungstarifen; außerdem führen sie gegebenenfalls Leistungsziele ein, um den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize zur Steigerung der Gesamteffizienz des Systems in ihren Netzen zu bieten, auch durch Energieeffizienz, die Nutzung von Flexibilitätsleistungen sowie den Ausbau intelligenter Netze und die breitere Einführung intelligenter Messsysteme.

▼ B

(9) Bis zum 5. Oktober 2019 legt ACER zur Minderung des Risikos der Marktfragmentierung einen Bericht über bewährte Verfahren in Bezug auf Übertragungs- und Verteilungstarifmethoden vor und trägt dabei nationalen Besonderheiten Rechnung. Dieser Bericht über bewährte Verfahren umfasst mindestens

- a) das Verhältnis der gegenüber den Erzeugern und den Endkunden erhobenen Tarife,
- b) die durch die Tarife zu deckenden Kosten,
- c) zeitlich abgestufte Netztarife,
- d) standortbezogene Preissignale,
- e) das Verhältnis zwischen den Übertragungs- und Verteilungstarifen,

▼ M2

f) nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger festzulegende Methoden zur Wahrung der Transparenz bei der Festsetzung und Struktur der Tarife, einschließlich antizipatorischer Investitionen, die mit den einschlägigen Energiezielen der Union und der Mitgliedstaaten im Einklang stehen, wobei die gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Beschleunigungsgebiete zu berücksichtigen sind,

▼ B

- g) die Gruppen der Netznutzer, die Tarifen unterliegen, einschließlich der etwaigen Merkmale dieser Gruppen, Formen des Verbrauchs, und alle Tarifbefreiungen,
- h) Verluste in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen,

▼ M2

i) Anreize für effiziente Investitionen in Netze, einschließlich Ressourcen zur Ermöglichung von Flexibilität und flexibler Netzanschlussverträge.

▼ B

ACER aktualisiert ihren Bericht zu bewährten Verfahren mindestens alle zwei Jahre.

(10) Bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden gemäß Artikel 59 Buchstabe a der Richtlinie (EU) 2019/944 tragen die Regulierungsbehörden dem Bericht über bewährte Verfahren gebührend Rechnung.

*Artikel 19***Engpasserlöse**

(1) Außer bei neuen Verbindungsleitungen, für die eine Ausnahmeregelung nach Artikel 63 der vorliegenden Verordnung, nach Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 oder nach Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 in Anspruch genommen werden darf, dürfen mit Engpassmanagementverfahren, die für einen vorher festgelegten Zeitbereich gelten, Erlöse nur aus Engpässen erzielt werden, die in Bezug auf diesen Zeitbereich entstehen. Das Verfahren für die Aufteilung dieser Erlöse wird von den Regulierungsbehörden überprüft und darf weder die Vergabe zugunsten einer Kapazität oder Energie nachfragenden Partei verzerren noch einen Negativanreiz für die Verringerung von Engpässen darstellen.

▼ M2

- (2) Die folgenden Zielsetzungen haben in Hinblick auf die Zuteilung von Einnahmen aus der Vergabe von zonenübergreifender Kapazität Vorrang:
- a) Sicherstellung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität, einschließlich Stabilitätskompensation,
 - b) Erhaltung oder Ausbau von zonenübergreifenden Kapazitäten durch Optimierung des Einsatzes vorhandener Verbindungsleitungen, erforderlichenfalls durch koordinierte Entlastungsmaßnahmen, oder Deckung von Kosten von Investitionen in die Netze, die für die Verringerung von Engpässen bei Verbindungsleitungen maßgeblich sind, oder
 - c) Ausgleich für Betreiber von Offshore-Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in einer Offshore-Gebotszone, die direkt mit zwei oder mehr Gebotszonen verbunden ist, wenn der Zugang zu den Verbundmärkten so eingeschränkt ist, dass der Betreiber der Offshore-Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen seine Stromerzeugungskapazität nicht auf den Markt exportieren kann und es in der Offshore-Gebotszone im Vergleich zu einem Szenario ohne Kapazitätsminderung gegebenenfalls zu einem entsprechenden Preisverfall kommt.

Der Ausgleich gemäß Unterabsatz 1 Buchstabe c kommt zur Anwendung, wenn den validierten Ergebnissen der Kapazitätsberechnung zufolge ein oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber auf der Verbindungsleitung nicht die in Netzanschlussverträgen vereinbarte Kapazität bereitgestellt oder den kritischen Netzelementen nicht die Kapazität gemäß den in Artikel 16 Absatz 8 festgelegten Kapazitätsberechnungsvorschriften zur Verfügung gestellt haben oder beides zutrifft. Die Übertragungsnetzbetreiber, die für die Einschränkung des Zugangs zu den Verbundmärkten verantwortlich sind, tragen die Verantwortung für die Ausgleichszahlungen an die Betreiber der Offshore-Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Dieser Ausgleich darf pro Jahr nicht höher ausfallen als der Gesamtbetrag der auf Verbindungsleitungen zwischen den betreffenden Gebotszonen eingenommenen Engpasserlöse.

▼ B

- (3) Wurden die in Absatz 2 genannten vorrangigen Ziele angemessen erfüllt, so können die Einnahmen als Erlöse verwendet werden, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Methode zur Berechnung oder Festlegung oder Berechnung und Festlegung der Netzentgelte zu berücksichtigen sind. Die übrigen Einnahmen sind auf ein gesondertes internes Konto zu übertragen, bis sie für die in Absatz 2 genannten Zwecke verwendet werden können.
- (4) Die Verwendung der Einnahmen gemäß Absatz 2 Buchstaben a oder b erfolgt nach einer von den Übertragungsnetzbetreibern nach Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden und der maßgeblichen Interessenträger vorgeschlagenen und von ACER genehmigten Methode. Die Übertragungsnetzbetreiber legen ACER die vorgeschlagene Methode bis zum 5. Juli 2020 vor, und ACER entscheidet binnen sechs Monaten nach Eingang der vorgeschlagenen Methode darüber.

ACER kann die Übertragungsnetzbetreiber auffordern, die in Unterabsatz 1 genannte Methode zu ändern oder zu aktualisieren. ACER entscheidet über die geänderte oder aktualisierte Methode spätestens sechs Monate nach ihrer Vorlage.

▼ B

Die Methode muss mindestens die Bedingungen enthalten, unter denen die Einnahmen für die in Absatz 2 genannten Zwecke verwendet werden können, sowie Angaben dazu, unter welchen Voraussetzungen und für wie lange die Einnahmen zur künftigen Verwendung für diese Zwecke auf ein gesondertes internes Konto übertragen werden können.

(5) Die Übertragungsnetzbetreiber legen im Voraus genau fest, wie sie Engpasserlöse zu verwenden gedenken, und sie erstatten den Regulierungsbehörden über die tatsächliche Verwendung dieser Erlöse Bericht. Bis zum 1. März jeden Jahres setzen die nationalen Regulierungsbehörden ACER in Kenntnis und veröffentlichen einen Bericht in dem

- a) die Erlöse für den am 31. Dezember des vorangegangenen Jahres endenden Zwölfmonatszeitraum aufgeführt werden;
- b) dargelegt wird, wie diese Erlöse gemäß Absatz 2 verwendet wurden, darunter Angaben zu den einzelnen Projekten, für die die Erlöse verwendet wurden, und zu dem auf ein gesondertes Konto übertragenen Betrag;
- c) der bei der Berechnung der Netztarife verwendeten Betrag angeführt wird; und
- d) der Nachweis erbracht wird, dass die Verwendung im Einklang mit dieser Verordnung und der nach den Absätzen 3 und 4 ausgearbeiteten Methode erfolgt ist.

Wird ein Teil der Engpasserlöse zur Berechnung der Netztarife verwendet, so wird im Bericht dargelegt, wie die Übertragungsnetzbetreiber die etwaigen vorrangigen Ziele gemäß Absatz 2 erreicht haben.

▼ M2

KAPITEL IIIa

**SPEZIFISCHE INVESTITIONSANREIZE ZUR ERREICHUNG DER
DEKARBONISIERUNGSZIELE DER UNION**

Artikel 19a

Strombezugsverträge

(1) Unbeschadet der Richtlinie (EU) 2018/2001 fördern die Mitgliedstaaten die Verbreitung von Strombezugsverträgen, auch indem sie ungerechtfertigte Hemmnisse und unverhältnismäßige oder diskriminierende Verfahren oder Gebühren beseitigen, um für vorhersehbarere Preise zu sorgen und die Ziele aus ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen in Bezug auf die Dimension „Dekarbonisierung“ gemäß Artikel 4 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2018/1999, auch in Bezug auf erneuerbare Energie, zu erreichen und gleichzeitig wettbewerbsfähige und liquide Elektrizitätsmärkte und den grenzüberschreitenden Handel zu bewahren.

(2) Bei der Überprüfung dieser Verordnung gemäß Artikel 69 Absatz 2 bewertet die Kommission nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger das Potenzial und die Tragfähigkeit einer oder mehrerer Marktplattformen der Union für Strombezugsverträge, die auf

▼ M2

freiwilliger Basis genutzt werden können, einschließlich der Interaktion dieser potenziellen Plattformen mit anderen bestehenden Elektrizitätsmarktplattformen und der Bündelung der Nachfrage nach Strombezugsverträgen durch Aggregation.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen in koordinierter Weise sicher, dass Instrumente wie Garantieregelungen zu Marktpreisen, die die finanziellen Risiken im Zusammenhang mit Zahlungsausfällen von Abnehmern im Rahmen von Strombezugsverträgen verringern sollen, vorhanden und für Kunden zugänglich sind, die von Marktzutrittsschranken auf dem Markt für Strombezugsverträge betroffen sind und sich nicht in finanziellen Schwierigkeiten befinden. Zu diesen Instrumenten können unter anderem im Einklang mit den jeweiligen Rechtsvorschriften der Union staatlich gedeckte Garantieregelungen zu Marktpreisen, private Garantien oder Fazilitäten zur Bündelung der Nachfrage nach Strombezugsverträgen gehören. Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten für eine angemessene Koordinierung, auch mit einschlägigen Fazilitäten auf Unionsebene. Die Mitgliedstaaten können unter Anwendung diskriminierungsfreier Kriterien zwischen den und innerhalb der Kundenkategorien festlegen, an welche Kundenkategorien sich diese Instrumente richten.

(4) Wird eine Garantieregelung für Strombezugsverträge von einem Mitgliedstaat gedeckt, so muss sie unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV Bestimmungen enthalten, die eine Verringerung der Liquidität auf den Elektrizitätsmärkten verhindern, und darf den Bezug von Strom aus fossilen Brennstoffen nicht fördern. Die Mitgliedstaaten können beschließen, diese Garantieregelungen auf die ausschließliche Förderung des Strombezugs von neuen erneuerbare Energie nutzenden Erzeugungsanlagen im Einklang mit den Dekarbonisierungsstrategien der Mitgliedstaaten zu beschränken, insbesondere wenn der Markt für Strombezugsverträge über Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne von Artikel 2 Nummer 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht ausreichend entwickelt ist.

(5) Bei Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Quellen besteht für Projekte, bei denen ein Teil des Stroms für den Verkauf im Rahmen eines Strombezugsvertrags über Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder anderer marktbasierter Vereinbarungen reserviert ist, die Möglichkeit zur Teilnahme, sofern diese Teilnahme den Wettbewerb auf dem Markt nicht negativ beeinträchtigt, insbesondere wenn die beiden an dem Strombezugsvertrag beteiligten Parteien von derselben Einrichtung kontrolliert werden.

(6) Bei der Gestaltung der in Absatz 5 genannten Förderregelungen sind die Mitgliedstaaten bemüht, Bewertungskriterien anzuwenden, die Bietern Anreize dafür bieten, Kunden, die beim Zutritt zum Markt für Strombezugsverträge von Hindernissen betroffen sind, den Zugang zu erleichtern, sofern der Wettbewerb auf dem Markt dadurch nicht beeinträchtigt wird.

(7) In den Strombezugsverträgen werden die Gebotszone der Lieferung und die Verantwortung für die Sicherung der zonenübergreifenden Übertragungsrechte für den Fall einer Änderung der Gebotszone gemäß Artikel 14 festgelegt.

(8) In den Strombezugsverträgen werden im Einklang mit dem Wettbewerbsrecht der Union die Modalitäten und Bedingungen festgelegt, unter denen Kunden und Erzeuger aus den Strombezugsverträgen austreten können, z. B. geltende Austrittsgebühren und Kündigungsfristen.

(9) Bei der Ausarbeitung von Maßnahmen, die sich unmittelbar auf Strombezugsverträge auswirken, achten die Mitgliedstaaten mögliche berechtigzte Erwartungen und berücksichtigen die Wirkung dieser Maßnahmen auf bestehende und künftige Strombezugsverträge.

(10) Bis zum 31. Januar 2026 und danach alle zwei Jahre bewertet die Kommission, ob Hindernisse weiterhin bestehen und ob die Märkte für Strombezugsverträge hinreichend transparent sind. Die Kommission kann spezifische Leitlinien zur Beseitigung von Hindernissen auf den Märkten für Strombezugsverträge, darunter unverhältnismäßige oder diskriminierende Verfahren oder Gebühren, erstellen.

▼ **M2***Artikel 19b***Freiwillige Muster für Strombezugsverträge und die Überwachung von Strombezugsverträgen**

(1) ACER veröffentlicht einen Jahresbericht über den Markt für Strombezugsverträge auf Unionsebene und auf Ebene der Mitgliedstaaten als Teil ihres gemäß Artikel 15 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/942 veröffentlichten jährlichen Berichts.

(2) Bis zum 17. Oktober 2024 bewertet ACER in enger Abstimmung mit den einschlägigen Institutionen und Interessenträgern, ob es notwendig ist, freiwillige Muster für Strombezugsverträge zu entwickeln und herauszugeben, die an die Bedürfnisse der verschiedenen Kategorien von Gegenparteien angepasst sind.

Kommt die Bewertung zu dem Schluss, dass es notwendig ist, solche freiwilligen Muster für Strombezugsverträge auszuarbeiten und herauszugeben, entwickelt ACER zusammen mit den NEMO nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger solche Muster, wobei Folgendes berücksichtigt wird:

- a) die Verwendung dieser Musterverträge ist für die Vertragsparteien freiwillig;
- b) diese Musterverträge
 - i) bieten verschiedene Vertragslaufzeiten,
 - ii) sehen verschiedene Preisformeln vor,
 - iii) berücksichtigen das Lastprofil des Abnehmers und das Erzeugungsprofil des Erzeugers.

*Artikel 19c***Maßnahmen auf Unionsebene als Beitrag zur Erreichung des zusätzlichen Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen**

Die Kommission bewertet, ob Maßnahmen auf Unionsebene zum Erfolg der gemeinsamen Anstrengungen der Mitgliedstaaten im Hinblick auf einen zusätzlichen Anteil von 2,5 % Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Ergänzung der nationalen Maßnahmen beitragen können. Die Kommission prüft die Möglichkeit, den gemäß Artikel 33 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingerichteten Finanzierungsmechanismus der Union für erneuerbare Energie zu nutzen, um im Einklang mit dem einschlägigen Regelungsrahmen Auktionen für erneuerbare Energie auf Unionsebene zu organisieren.

*Artikel 19d***Direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge für Investitionen**

(1) Direkte Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Anlagen zur Stromerzeugung aus den in Absatz 4 genannten Quellen haben die Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen.

Unterabsatz 1 gilt für Verträge im Rahmen direkter Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen, die am oder nach dem 17. Juli 2027 geschlossen werden oder im Falle von Offshore-Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die mit Offshore-Hybridprojekten verbunden sind, die wiederum an zwei oder mehr Gebotszonen angebunden sind und am oder nach dem 17. Juli 2029 geschlossen werden.

▼ M2

Die Teilnahme von Marktteilnehmern an direkten Preisstützungssystemen in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen ist freiwillig.

(2) Direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen werden so gestaltet, dass

- a) für Stromerzeugungsanlagen weiterhin Anreize für einen effizienten Betrieb und eine effiziente Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten bestehen, insbesondere um die Marktbedingungen widerzuspiegeln,
- b) jegliche verzerrende Wirkung der Förderregelung auf Betriebs-, Dispatch- und Wartungsentscheidungen der Stromerzeugungsanlage oder auf das Bieterverhalten auf den Day-Ahead-, Intraday-, Systemdienstleistungs- und Regelreservemärkten vermieden wird,
- c) die geschützte Mindestvergütung und die Obergrenze für überhöhte Vergütungen auf die Kosten der neuen Investition und die Markteinnahmen abgestimmt sind, um die langfristige wirtschaftliche Tragfähigkeit der Stromerzeugungsanlage zu gewährleisten, wobei ein übermäßiger Ausgleich zu vermeiden ist,
- d) unangemessene Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt vermieden werden, insbesondere indem die Vergütungsbeträge im Rahmen eines offenen, klaren, transparenten und diskriminierungsfreien wettbewerblichen Angebotsverfahrens festgelegt werden; in Fällen, in denen kein solches wettbewerbliches Angebotsverfahren durchgeführt werden kann, werden zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen und die geltenden Ausübungspreise so gestaltet, dass die Verteilung von Einnahmen an Unternehmen nicht zu unnötigen Verzerrungen des Wettbewerbs und des Handels im Binnenmarkt führt,
- e) Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt vermieden werden, die sich aus der Verteilung von Einnahmen an Unternehmen ergeben,
- f) sie Klauseln über Vertragsstrafen enthalten, die bei einer einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags anwendbar sind.

(3) Bei der Bewertung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen nach den Artikeln 107 und 108 AEUV stellt die Kommission die Einhaltung der Gestaltungsgrundsätze gemäß Absatz 2 sicher.

(4) Absatz 1 gilt für Investitionen in neue Anlagen zur Erzeugung von Strom aus folgenden Quellen:

- a) Windenergie;
- b) Solarenergie;
- c) geothermische Energie;
- d) Wasserkraft ohne Speicher;
- e) Kernenergie.

(5) Jegliche Einnahmen — oder der entsprechende finanzielle Gegenwert dieser Einnahmen — aus direkten Preisstützungssystemen in Form von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen gemäß Absatz 1 werden an Endkunden verteilt.

▼ M2

Unbeschadet des Unterabsatzes 1 können die Einnahmen oder der entsprechende finanzielle Gegenwert dieser Einnahmen auch zur Finanzierung der Kosten von direkten Preisstützungssystemen oder von Investitionen zur Senkung der Stromkosten der Endkunden verwendet werden.

Die Verteilung der Einnahmen an die Endkunden wird so gestaltet, dass für sie weiterhin der Anreiz besteht, ihren Verbrauch zu senken oder ihn auf Zeiten niedriger Strompreise zu verlagern, und der Wettbewerb zwischen den Stromanbietern nicht beeinträchtigt wird.

(6) Im Einklang mit Artikel 4 Absatz 3 Unterabsatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 können Mitgliedstaaten Kleinanlagen für erneuerbare Energien und Demonstrationsvorhaben von der Auflage gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels befreien.

*Artikel 19e***Bewertung des Flexibilitätsbedarfs**

(1) Spätestens ein Jahr, nachdem ACER die Methode gemäß Absatz 6 genehmigt hat, und danach alle zwei Jahre nimmt die Regulierungsbehörde oder eine von einem Mitgliedstaat benannte andere Behörde oder Stelle vor dem Hintergrund der Notwendigkeit, eine sichere und zuverlässige Versorgung kosteneffizient zu gewährleisten und das Stromsystem zu dekarbonisieren, einen Bericht über den geschätzten Flexibilitätsbedarf im Zeitraum der mindestens nächsten fünf bis zehn Jahre auf nationaler Ebene an, in dem die Integration variabler erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung und die einzelnen Sektoren sowie die Verflechtung des Strommarkts, einschließlich der Stromverbundvorgaben und der potenziellen Verfügbarkeit von grenzübergreifender Flexibilität, berücksichtigt werden.

Die in Unterabsatz 1 genannte Bericht muss

- a) mit der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene und den Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene, die gemäß Artikel 23 und 24 durchgeführt werden, im Einklang stehen,
- b) sich auf die Daten und Analysen stützen, die von den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern jedes Mitgliedstaats gemäß Absatz 4 bereitgestellt und nach der gemeinsamen Methode gemäß Absatz 4 sowie in begründeten Fällen auf der Grundlage weiterer Daten und Analysen erstellt wurden.

Hat der Mitgliedstaat für die Annahme des in Unterabsatz 1 genannten Berichts einen Übertragungsnetzbetreiber oder eine andere Einrichtung benannt, wird der Bericht von der Regulierungsbehörde genehmigt oder geändert.

(2) Der in Absatz 1 genannte Bericht muss mindestens

- a) eine Bewertung der verschiedenen Arten des — zumindest saisonalen, täglichen und stündlichen — Flexibilitätsbedarfs enthalten, um Energie aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz zu integrieren, wie unter anderem verschiedene Annahmen in Bezug auf die Strommarktpreise, die Erzeugung und die Nachfrage,
- b) das Potenzial von Ressourcen für nichtfossile Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung, einschließlich Aggregation und Verflechtung, zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilungsebene berücksichtigen,

▼ M2

- c) eine Bewertung der Hindernisse für Flexibilität am Markt und Vorschläge für entsprechende Entlastungsmaßnahmen und Anreize, einschließlich der Beseitigung regulatorischer Hindernisse und möglicher Verbesserungen auf den Märkten und der Dienste oder Produkte für den Netzbetrieb, enthalten,
- d) eine Bewertung des Beitrags der Digitalisierung der Stromübertragungs- und -verteilernetze enthalten und
- e) die Flexibilitätsquellen berücksichtigen, bei denen zu erwarten ist, dass sie in anderen Mitgliedstaaten verfügbar sein werden.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber jedes Mitgliedstaats übermitteln der Regulierungsbehörde oder einer gemäß Absatz 1 benannten anderen Behörde oder Stelle die für die Erstellung des in Absatz 1 genannten Berichts erforderlichen Daten und Analysen. In begründeten Fällen kann die Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls eine gemäß Absatz 1 benannte andere Behörde oder Stelle die betreffenden Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber auffordern, zusätzliche — das heißt zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Absatz 4 — Beiträge zu dem Bericht zu liefern. Die betreffenden Stromübertragungsnetzbetreiber oder Stromverteilernetzbetreiber koordinieren gemeinsam mit den Erdgasnetzbetreibern und Wasserstoffnetzbetreibern die Einholung einschlägiger Informationen, wenn dies für die Zwecke dieses Artikels erforderlich ist.

(4) ENTSO (Strom) und die EU-VNBO koordinieren die Arbeit der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der gemäß Absatz 3 vorzulegenden Daten und Analysen. Dabei müssen sie insbesondere

- a) Art und Format der Daten festlegen, die die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber den Regulierungsbehörden oder einer anderen Behörde oder Stelle gemäß Absatz 1 zur Verfügung stellen müssen,
- b) eine Methode für die Analyse des Flexibilitätsbedarfs durch Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber entwickeln, wobei mindestens Folgendes zu berücksichtigen ist:
 - i) alle verfügbaren Flexibilitätsquellen auf kosteneffizienter Weise in den verschiedenen Zeitrahmen, auch in anderen Mitgliedstaaten,
 - ii) die geplanten Investitionen in Verbindungsleitungen und Flexibilität auf Übertragungs- und Verteilungsebene und
 - iii) die Notwendigkeit, das Stromsystem zu dekarbonisieren, um die energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 im Sinne von Artikel 2 Nummer 11 der Verordnung (EU) 2018/1999 und ihr in Artikel 2 der Verordnung (EU) 2021/1119 festgelegten Ziel der Klimaneutralität bis 2050 im Einklang mit dem im Rahmen des Rahmenabkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen angenommenen Übereinkommen von Paris ⁽¹²⁾ zu erreichen.

Die in Unterabsatz 1 Buchstabe b genannte Methode enthält Leitlinien für die Bewertung der Eignung der verschiedenen Flexibilitätsquellen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs.

⁽¹²⁾ ABl. L 282 vom 19.10.2016, S. 4.

▼ M2

(5) ENTSO (Strom) und die EU-VNBO arbeiten bei der Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber im Hinblick auf die Bereitstellung der Daten und Analysen gemäß Absatz 4 eng zusammen.

(6) Bis zum 17. April 2025 legen ENTSO (Strom) und die EU-VNBO der ACER gemeinsam einen Vorschlag für Art und Format der an eine Regulierungsbehörde oder eine gemäß Absatz 1 benannte andere Behörde oder Stelle zu übermittelnden Daten und die in Absatz 4 genannte Methode für die Analyse des Flexibilitätsbedarfs vor. ACER genehmigt oder ändert den Vorschlag innerhalb von drei Monaten nach dessen Eingang. Im letzteren Fall konsultiert ACER vor Annahme der Änderungen die Koordinierungsgruppe „Strom“, ENTSO (Strom) und die EU-VNBO. Der angenommene Vorschlag wird auf der Website von ACER veröffentlicht.

(7) Die Regulierungsbehörden oder gegebenenfalls eine gemäß Absatz 1 benannte andere Behörde oder Stelle übermitteln der Kommission und ACER die in Absatz 1 genannten Berichte und veröffentlichen sie. Innerhalb von zwölf Monaten nach Eingang der Berichte erstellt ACER einen Bericht, in dem sie die Berichte analysiert und in Bezug auf die Feststellungen der Regulierungsbehörde oder einer gemäß Absatz 1 benannten anderen Behörde oder Stelle Empfehlungen zu Fragen von grenzüberschreitender Relevanz abgibt, einschließlich Empfehlungen zur Beseitigung von Hindernissen für den Eintritt von Ressourcen für nichtfossile Flexibilität.

Im Zusammenhang mit den Fragen von grenzüberschreitender Relevanz bewertet ACER unter anderem

- a) die Frage, wie die in Absatz 1 dieses Artikels genannte Analyse des Flexibilitätsbedarfs besser in die Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene gemäß Artikel 23 und in die Methode für den unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan integriert werden können, um die Kohärenz zwischen ihnen zu gewährleisten,
- b) den geschätzten Bedarf an Flexibilität im Stromsystem auf Unionsebene und ihr prognostiziertes wirtschaftlich verfügbares Potenzial für den Zeitraum der nächsten fünf bis zehn Jahre unter Berücksichtigung der nationalen Berichte,
- c) die mögliche Einführung weiterer Maßnahmen zur Freisetzung des Flexibilitätspotenzials auf den Strommärkten und im Netzbetrieb.

Die Ergebnisse der Analyse gemäß Unterabsatz 2 Buchstabe a können bei weiteren Überarbeitungen der dort genannten Methoden im Einklang mit den einschlägigen Rechtsakten der Union berücksichtigt werden.

Der europäische wissenschaftliche Beirat für Klimaänderungen kann auf eigene Initiative ACER bei der Frage zuarbeiten, wie sichergestellt werden kann, dass die Szenarien mit den energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 und ihrem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 in Einklang stehen.

(8) ENTSO (Strom) aktualisiert den unionsweiten Netzentwicklungsplan, um die Ergebnisse der in Absatz 1 genannten nationalen Berichte über den Flexibilitätsbedarf aufzunehmen. Die nationale Bewertung des Flexibilitätsbedarfs gemäß Absatz 1 wird von den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern in ihren Netzentwicklungsplänen berücksichtigt.

▼ **M2***Artikel 19f***Indikatives nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität**

Spätestens sechs Monate nach der Übermittlung des Berichts gemäß Artikel 19e Absatz 1 legt jeder Mitgliedstaat auf der Grundlage dieses Berichts ein indikatives nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge der Laststeuerung und der Energiespeicherung zu diesem Ziel, fest. Die Mitgliedstaaten können diese Zielvorgabe erreichen, indem sie das ermittelte Potenzial der nichtfossilen Flexibilität durch Beseitigung der festgestellten Markthindernisse oder mittels der Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität gemäß Artikel 19g dieser Verordnung verwirklichen. Dieses indikative nationale Ziel, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge der Laststeuerung und Energiespeicherung zu diesem Ziel und der Maßnahmen zu seiner Erreichung, muss sich auch in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen der Mitgliedstaaten in Bezug auf die Dimension „Energiebinnenmarkt“ gemäß Artikel 3, 4 und 7 der Verordnung (EU) 2018/1999 und den integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung widerspiegeln. Die Mitgliedstaaten können bis zur Annahme des Berichts gemäß Artikel 19e Absatz 1 der vorliegenden Verordnung vorläufige indikative nationale Ziele festlegen.

Im Anschluss an die Bewertung gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2018/1999 legt die Kommission nach Erhalt der von den Mitgliedstaaten gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels festgelegten und übermittelten indikativen nationalen Ziele dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor, in dem sie die nationalen Berichte bewertet.

Auf der Grundlage der Schlussfolgerungen des Berichts, die mithilfe der ersten von den Mitgliedstaaten übermittelten Informationen ausgearbeitet wurden, kann die Kommission eine Flexibilitätsstrategie der Union erstellen, deren besonderer Schwerpunkt auf der Laststeuerung und Energiespeicherung liegt, um deren Einsatz im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 und dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erleichtern. Dieser Flexibilitätsstrategie der Union kann gegebenenfalls ein Gesetzgebungsvorschlag beigelegt werden.

*Artikel 19g***Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität**

(1) Wenn die Investitionen in nichtfossile Flexibilität nicht ausreichen, um das indikative nationale Ziel oder gegebenenfalls die vorläufigen indikativen nationalen Ziele gemäß Artikel 19f zu erreichen, können die Mitgliedstaaten unbeschadet der Artikel 12 und 13 Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität in Form von Zahlungen für die verfügbare Kapazität nichtfossiler Flexibilität anwenden. Die Mitgliedstaaten, die einen Kapazitätsmechanismus anwenden, ziehen in Erwägung, die erforderlichen Anpassungen bei der Gestaltung der Kapazitätsmechanismen vorzunehmen, um die Beteiligung nichtfossiler Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung zu fördern, unbeschadet der Möglichkeit dieser Mitgliedstaaten, die in diesem Absatz genannten nichtfossilen Flexibilitätsregelungen zu nutzen.

▼ M2

(2) Die Möglichkeit, Unterstützungsmaßnahmen für nichtfossile Flexibilität gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels anzuwenden, hindert die Mitgliedstaaten nicht daran, mit anderen Mitteln auf ihre indikativen nationalen Ziele gemäß Artikel 19f hinzuwirken.

*Artikel 19h***Gestaltungsgrundsätze für Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität**

Die von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 19g Absatz 1 angewandten Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität

- a) dürfen nicht über das hinausgehen, was erforderlich ist, um das indikative nationale Ziel oder gegebenenfalls das vorläufige indikative nationale Ziel gemäß Artikel 19f auf kosteneffiziente Weise zu erreichen,
- b) müssen sich auf neue Investitionen in Ressourcen für nichtfossile Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung beschränken,
- c) müssen darauf abzielen, Standortkriterien zu berücksichtigen, damit Investitionen in neue Kapazitäten an optimalen Standorten getätigt werden,
- d) dürfen nicht mit der Aufnahme der Stromerzeugung aus fossilen Quellen hinter dem Messpunkt verbunden sein,
- e) müssen für die Auswahl der Kapazitätsanbieter ein offenes, transparentes, wettbewerbliches, freiwilliges, diskriminierungsfreies und kosteneffizientes Verfahren vorsehen,
- f) müssen unangemessene Verzerrungen einer effizienten Funktionsweise von Elektrizitätsmärkten, einschließlich der Aufrechterhaltung von Anreizen für einen effizienten Betrieb und von Preissignalen, und den Einfluss von Preisschwankungen und Marktrisiken verhindern,
- g) müssen Anreize für die marktbasierende und marktorientierte Integration in die Elektrizitätsmärkte setzen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten, Netzengpässe und die Netzstabilität zu berücksichtigen sind,
- h) müssen hinsichtlich der aktivierten Energie einen Mindestumfang der Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten vorsehen, der den technischen Merkmalen der Anlage, die die Flexibilität schafft, Rechnung trägt,
- i) müssen angemessene Sanktionen gegen Kapazitätsanbieter vorsehen, die den unter Buchstabe h genannten Mindestumfang der Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten nicht einhalten oder die unter Buchstabe f genannten Anreize für einen effizienten Betrieb oder Preissignale nicht beachten,
- j) müssen die Öffnung für die grenzüberschreitende Teilnahme derjenigen Ressourcen fördern, die in der Lage sind, die erforderliche technische Leistung zu erbringen, wenn eine Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt.



KAPITEL IV
ANGEMESSENHEIT DER RESSOURCEN

Artikel 20

Angemessenheit der Ressourcen im Elektrizitätsbinnenmarkt

- (1) Die Mitgliedstaaten beobachten die Angemessenheit der Ressourcen in ihrem Hoheitsgebiet auf der Grundlage der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Artikel 23. Ergänzend zu der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene können die Mitgliedstaaten eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene nach Artikel 24 durchführen.
- (2) Ergeben sich bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Artikel 23 oder auf nationaler Ebene nach Artikel 24 Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen, so ermittelt der betroffene Mitgliedstaat alle regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese Bedenken verursacht haben.
- (3) Die Mitgliedstaaten, in denen Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt wurden, entwickeln und veröffentlichen im Rahmen des beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens einen Umsetzungsplan mit einem Zeitplan für die Verabschiedung von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Verzerrungen oder von Fällen von Marktversagen. Um Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen anzugehen, müssen die Mitgliedstaaten insbesondere den in Artikel 3 genannten Grundsätzen Rechnung tragen und Folgendes in Betracht ziehen:
- a) die Beseitigung regulatorischer Verzerrungen,
 - b) die Aufhebung von Preisobergrenzen gemäß Artikel 10,
 - c) die Einführung einer Funktion für die Knappheitspreisbildung bei Regularbeit im Sinne von Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195,
 - d) die Erhöhung der Verbundkapazität und der Kapazität des internen Netzes im Hinblick darauf, zumindest die in Artikel 4 Buchstabe d Ziffer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannte Verbundvorgabe zu erreichen,
 - e) die Ermöglichung von Eigenerzeugung, Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz durch den Erlass von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Hindernisse,
 - f) die Sicherstellung der kosteneffizienten und marktbasierter Beschaffung von Regelreserve und Systemdienstleistungen,
 - g) die Abschaffung regulierter Preise, sofern nach Artikel 5 der Richtlinie (EU) 2019/944 vorgeschrieben.
- (4) Die betroffenen Mitgliedstaaten legen der Kommission den Umsetzungsplan zur Überprüfung vor.
- (5) Die Kommission gibt binnen vier Monaten nach Erhalt des Umsetzungsplans eine Stellungnahme ab, ob die Maßnahmen ausreichen, um die nach Absatz 2 festgestellten regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen zu beseitigen, und sie kann die jeweiligen Mitgliedstaaten auffordern, den Umsetzungsplan entsprechend zu ändern.

▼ B

(6) Die betroffenen Mitgliedstaaten beobachten die Anwendung des Umsetzungsplans und veröffentlichen die Ergebnisse der Beobachtung in einem jährlichen Bericht, den sie der Kommission übermitteln.

(7) Die Kommission gibt eine Stellungnahme dazu ab, ob die Umsetzungspläne in ausreichendem Maße umgesetzt und die Bedenken bezüglich der Angemessenheit ausgeräumt wurden.

(8) Die Mitgliedstaaten befolgen den Umsetzungsplan auch nach der Ausräumung der festgestellten Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen.

*Artikel 21***Allgemeine Grundsätze für Kapazitätsmechanismen****▼ M2**

(1) Die Mitgliedstaaten können während der Umsetzung der in Artikel 20 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Maßnahmen gemäß Artikel 107, 108 und 109 AEUV Kapazitätsmechanismen einführen.

▼ B

(2) Vor der Einführung von Kapazitätsmechanismen führen die betroffenen Mitgliedstaaten eine umfassende Studie zu den möglichen Auswirkungen dieser Mechanismen auf die benachbarten Mitgliedstaaten durch, indem sie mindestens ihre benachbarten Mitgliedstaaten mit direkter Netzverbindung und die Interessenträger dieser Mitgliedstaaten konsultieren.

(3) Die Mitgliedstaaten beurteilen, ob die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen mit einem Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve angegangen werden können. Ist das nicht der Fall, so können die Mitgliedstaaten eine andere Art von Kapazitätsmechanismus einsetzen.

(4) Die Mitgliedstaaten dürfen keine Kapazitätsmechanismen einführen, wenn bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene bzw. — in Ermangelung einer Abschätzung auf nationaler Ebene — bei der Abschätzung auf europäischer Ebene keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ermittelt wurden.

(5) Die Mitgliedstaaten dürfen Kapazitätsmechanismen nur dann einführen, wenn die Kommission eine Stellungnahme gemäß Artikel 20 Absatz 5 zu dem in Artikel 20 Absatz 3 genannten Umsetzungsplan abgegeben hat.

(6) Wendet ein Mitgliedstaat einen Kapazitätsmechanismus an, so überprüft er diesen Kapazitätsmechanismus und gewährleistet, dass keine neuen Verträge nach diesem Mechanismus geschlossen werden, wenn bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene oder — in Ermangelung einer Abschätzung auf nationaler Ebene — bei der Abschätzung auf europäischer Ebene keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit ermittelt wurden oder wenn die Kommission keine Stellungnahme gemäß Artikel 20 Absatz 5 zu dem in Artikel 20 Absatz 3 genannten Umsetzungsplan abgegeben hat.

▼ M2

(8) Kapazitätsmechanismen werden von der Kommission für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren genehmigt. Auf der Grundlage des Umsetzungsplans gemäß Artikel 20 Absatz 3 wird die gebundene Kapazität reduziert. Die Mitgliedstaaten wenden den Umsetzungsplan auch nach Einführung des Kapazitätsmechanismus weiter an.

▼ B*Artikel 22***Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen**

(1) Die Kapazitätsmechanismen

▼ M2**▼ B**

- b) dürfen keine unnötigen Marktverzerrungen herbeiführen und den zonenübergreifenden Handel nicht beschränken,
- c) dürfen nicht über das hinausgehen, was zum Angehen der in Artikel 20 genannten Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist,
- d) müssen die Kapazitätsanbieter in einem transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahren auswählen
- e) müssen Anreize für Kapazitätsanbieter bieten, damit die Kapazitätsanbieter in Zeiten voraussichtlich hoher Systembelastung zur Verfügung stehen,
- f) müssen vorsehen, dass die Vergütung nach einem wettbewerblichen Verfahren bestimmt wird,
- g) müssen die technischen Voraussetzungen für die Beteiligung von Kapazitätsanbietern im Vorfeld des Auswahlverfahrens vorsehen,
- h) müssen allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung,
- i) müssen vorsehen, dass Kapazitätsanbietern, die bei hoher Systembelastung nicht zur Verfügung stehen, angemessene Sanktionen auferlegt werden.

(2) Für Gestaltungsgrundsätze für strategische Reserven gilt Folgendes:

- a) Wird ein Kapazitätsmechanismus als strategische Reserve gestaltet, so kommt es nur zum Dispatch der darin enthaltenen Ressourcen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich ihre Regelreserveressourcen ausschöpfen, um Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen.
- b) Während Bilanzkreisabrechnungszeitintervallen, in denen es zum Dispatch der Ressourcen der strategischen Reserve gekommen ist, werden Bilanzkreisabweichungen auf dem Markt mindestens zu dem Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung oder zu einem Wert oberhalb der in Artikel 10 Absatz 1 genannten technischen Preisgrenze für den Intraday-Handel ausgeglichen, je nachdem, welcher Wert höher ist.
- c) Der Output der strategischen Reserve nach dem Dispatch wird den Bilanzkreisverantwortlichen über den Mechanismus zur Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen zugerechnet.
- d) Die an der strategischen Reserve teilnehmenden Ressourcen werden nicht von den Stromgroßhandelsmärkten oder den Regelreservemärkten vergütet.
- e) Die Ressourcen in der strategischen Reserve werden zumindest für die Dauer der Vertragslaufzeit außerhalb des Marktes vorgehalten.

Die in Unterabsatz 1 Buchstabe a genannte Vorschrift gilt unbeschadet der Aktivierung von Ressourcen vor dem tatsächlichen Dispatch, um den Zwängen im Bereich der Rampenbeschränkung und den betrieblichen Anforderungen der Ressourcen Rechnung zu tragen. Der Output der strategischen Reserve während der Aktivierung darf weder über Großhandelsmärkte Bilanzkreisen zugerechnet werden noch eine Änderung der entsprechenden Ungleichgewichte bewirken.

▼B

- (3) Zusätzlich zu den Anforderungen nach Absatz 1 gilt, dass Kapazitätsmechanismen abgesehen von strategischen Reserven
- a) so gestaltet sind, dass sichergestellt wird, dass der für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität gezahlte Preis automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der bereitgestellten Kapazität gedeckt werden kann,
 - b) vorsehen, dass den beteiligten Ressourcen nur ihre Verfügbarkeit vergütet wird und dass Entscheidungen des Kapazitätsanbieters über die Erzeugung durch die Vergütung nicht beeinflusst werden,
 - c) vorsehen, dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.
- (4) Für Kapazitätsmechanismen gelten folgende Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte:
- a) Spätestens ab dem 4. Juli 2019 dürfen für eine Erzeugungskapazität, die die kommerzielle Erzeugung an oder nach diesem Tag aufgenommen hat, und die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität ausstößt, im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus weder Zahlungen getätigt werden noch dürfen ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen eingegangen werden.
 - b) Spätestens ab dem 1. Juli 2025 dürfen für eine Erzeugungskapazität, die vor dem 4. Juli 2019 die kommerziellen Erzeugung aufgenommen hat, und die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und mehr als 350 kg CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowatt Leistung elektrisch (kWe) ausstößt, im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus weder Zahlungen getätigt werden noch dürfen ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen eingegangen werden.

Der in Unterabsatz 1 Buchstabe a und b genannte Emissionsgrenzwert von 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und der Grenzwert von 350 kg CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowatt Leistung elektrisch (kWe) wird auf der Grundlage der konstruktionsbedingten Effizienz der Erzeugungseinheit im Sinne der Nettoeffizienz bei Nennkapazität unter einschlägigen, von der internationalen Organisation für Normung herausgegebenen, Normen berechnet.

Bis zum 5. Januar 2020 veröffentlicht ACER eine Stellungnahme mit technischen Leitlinien zur Berechnung der in Unterabsatz 1 genannten Werte.

- (5) Mitgliedstaaten, die am 4. Juli 2019 Kapazitätsmechanismen anwenden, müssen ihre Mechanismen so anpassen, dass sie Kapitel IV entsprechen, unbeschadet der Verpflichtungen oder Verträge, die vor dem 31. Dezember 2019 eingegangen oder geschlossen wurden.

*Artikel 23***Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene**

- (1) Bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene werden Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt, indem die Gesamtangemessenheit des Stromsystems zur Deckung des bestehenden und zu erwartenden Strombedarfs auf Unionsebene, auf Ebene der Mitgliedstaaten und gegebenenfalls auf Ebene der Gebotszonen beurteilt wird. Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene deckt, ab dem Zeitpunkt der Beurteilung, jedes Jahr eines Zehnjahreszeitraums ab.
- (2) Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgt durch ENTSO (Strom).

▼B

(3) Bis zum 5. Januar 2020 legt ENTSO (Strom) der nach Artikel 1 des Beschlusses der Kommission vom 15. November 2012⁽¹³⁾ zusammengesetzten Koordinierungsgruppe „Strom“ und ACER den Entwurf einer Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene vor, die sich auf die in Absatz 5 dieser Verordnung genannten Grundsätze stützt.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber stellen ENTSO (Strom) die Daten zu Verfügung, die es für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene benötigt.

ENTSO (Strom) nimmt die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene jedes Jahr vor. Erzeuger und andere Marktteilnehmer stellen den Übertragungsnetzbetreibern Daten über die voraussichtliche Nutzung der Ressourcen für die Erzeugung zur Verfügung und berücksichtigen dabei die Verfügbarkeit von Primärressourcen und angemessene Szenarien für die voraussichtliche Nachfrage und das voraussichtliche Angebot.

(5) Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgt anhand einer transparenten Methode, die gewährleistet, dass die Abschätzung

- a) auf jeder Ebene der Gebotszonen durchgeführt wird und mindestens alle Mitgliedstaaten umfasst,
- b) auf angemessenen zentralen Referenzszenarien für das voraussichtliche Angebot und die voraussichtliche Nachfrage beruht, einschließlich einer wirtschaftlichen Beurteilung der Wahrscheinlichkeit für die Abschaltung, die vorübergehende Stilllegung und den Neubau von Erzeugungsanlagen und der Maßnahmen zur Erreichung der Energieeffizienzziele und der Stromverbundziele, sowie angemessenen Sensitivitäten bezüglich extremen Wetterereignissen, hydrologischen Gegebenheiten, den Großhandelspreisen und den Entwicklungen des CO₂-Preises,
- c) getrennte Szenarien enthält, in denen die unterschiedliche Wahrscheinlichkeit des Eintritts der Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen, die mit den einzelnen Arten von Kapazitätsmechanismen angegangen werden sollen, zum Ausdruck kommt,
- d) die Beiträge aller Ressourcen, einschließlich der bestehenden und künftigen Möglichkeiten der Erzeugung, Energiespeicherung, branchenbezogener Integration und Laststeuerung, sowie Ein- und Ausfuhrmöglichkeiten und ihren Beitrag zu einem flexiblen Systembetrieb angemessen berücksichtigt,
- e) die wahrscheinlichen Auswirkungen der in Artikel 20 Absatz 3 genannten Maßnahmen antizipiert,
- f) Varianten ohne bestehende oder geplante Kapazitätsmechanismen und gegebenenfalls mit solchen Mechanismen enthält,
- g) auf einem Marktmodell beruht, bei dem erforderlichenfalls der lastflussgestützte Ansatz verwendet wird,
- h) Wahrscheinlichkeitsberechnungen anwendet,
- i) ein einziges Modellierungsinstrument anwendet,

⁽¹³⁾ Beschluss der Kommission vom 15. November 2012 zur Einsetzung der Koordinierungsgruppe „Strom“ (ABl. C 353 vom 17.11.2012, S. 2).

▼ B

- j) mindestens die nachstehenden Indikatoren gemäß Artikel 25 beinhaltet:
- „erwartete Energieunterdeckung“
 - „Lastunterdeckungserwartung“;
- k) die Quellen möglicher Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ermittelt, insbesondere, ob es sich dabei um eine Netzbeschränkung, Ressourcenbeschränkung oder um beides handelt,
- l) den tatsächlichen Netzausbau berücksichtigt,
- m) sicherstellt, dass die nationalen Eigenheiten der Erzeugung, Nachfrageflexibilität und Energiespeicherung sowie die Verfügbarkeit von Primärressourcen und der Vernetzungsgrad gebührend berücksichtigt werden.
- (6) Bis zum 5. Januar 2020 unterbreitet ENTSO (Strom) ACER den Entwurf einer Methode zur Berechnung
- a) des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung,
 - b) der Kosten des günstigsten Marktzutritts für die Erzeugung oder Laststeuerung und
 - c) des Zuverlässigkeitsstandards gemäß Artikel 25.

Die Methode beruht auf transparenten, objektiven und nachprüfbaren Kriterien.

(7) Die in den Absätzen 3 und 6 genannten Vorschläge für den Entwurf einer Methode, die Szenarien, die Sensivitäten und die Annahmen, auf denen sie beruhen, sowie die Ergebnisse der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Absatz 4 werden nach dem in Artikel 27 festgelegten Verfahren vorab einer Konsultation mit den Mitgliedstaaten, der Koordinierungsgruppe „Strom“ und den maßgeblichen Interessenträgern unterzogen und ACER zur Genehmigung vorgelegt.

*Artikel 24***Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene**

(1) Die Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene haben einen regionalen Umfang und beruhen auf der in Artikel 23 genannten Methode, insbesondere in Artikel 23 Absatz 5 Buchstaben b bis m.

Die Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene beinhalten die zentralen Referenzszenarien im Sinne von Artikel 23 Absatz 5 Buchstabe b.

Bei Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene können zusätzliche Sensivitäten abgesehen von den in Artikel 23 Absatz 5 Buchstabe b genannten Sensivitäten berücksichtigt werden. In solchen Fällen können bei Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene

- a) Annahmen getroffen werden, bei denen den Besonderheiten von Stromangebot und -nachfrage auf nationaler Ebene Rechnung getragen wird,
- b) Instrumente und kohärente aktuelle Daten verwendet werden, die diejenigen, die ENTSO (Strom) bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene verwendet, ergänzen.

▼B

Zudem verwendet die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene, bei der Bewertung des Beitrags von in einem anderen Mitgliedstaat ansässigen Kapazitätsanbietern zur Versorgungssicherheit in den von der Abschätzung erfassten Gebotszonen, die Methode gemäß Artikel 26 Absatz 11 Buchstabe a.

(2) Die Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene sowie die etwaige Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene und die Stellungnahme von ACER gemäß Absatz 3 werden veröffentlicht.

(3) Ergeben sich bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene Bedenken bezüglich der Angemessenheit für eine Gebotszone die sich bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nicht ergeben haben, so beinhaltet die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene eine Begründung der Unterschiede zwischen den beiden Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen, die Einzelheiten zu den verwendeten Sensitivitäten und den zugrunde liegenden Annahmen umfasst. Die Mitgliedstaaten veröffentlichen diese Einschätzung und übermitteln ihn ACER.

ACER gibt binnen zwei Monaten nach Erhalt des Berichts eine Stellungnahme dazu ob, ob die Unterschiede zwischen der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler und auf europäischer Ebene gerechtfertigt sind.

Die Stelle, die für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene verantwortlich ist, trägt der Stellungnahme von ACER gebührend Rechnung und ändert erforderlichenfalls ihre endgültige Abschätzung. Falls sie beschließt, der Stellungnahme von ACER nicht in vollem Umfang Rechnung zu tragen, veröffentlicht die Stelle, die für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene verantwortlich ist, einen Bericht mit einer detaillierten Begründung.

*Artikel 25***Zuverlässigkeitsstandard**

(1) Bei der Anwendung von Kapazitätsmechanismen müssen die Mitgliedstaaten über einen Zuverlässigkeitsstandard verfügen. Aus einem Zuverlässigkeitsstandard geht in transparenter Weise das notwendige Maß an Versorgungssicherheit des Mitgliedstaats hervor. Im Fall grenzüberschreitender Gebotszonen werden diese Zuverlässigkeitsstandards von den maßgeblichen Behörden gemeinsam festgelegt.

(2) Auf Vorschlag der Regulierungsbehörde wird der Zuverlässigkeitsstandard von dem Mitgliedstaat oder einer vom Mitgliedstaat benannten zuständigen Behörde festgelegt. Der Zuverlässigkeitsstandard beruht auf der Methode, die nach Artikel 23 Absatz 6 festgelegt wird.

(3) Der Zuverlässigkeitsstandard wird mindestens anhand des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung und der Kosten des günstigsten Markteintritts für einen bestimmten Zeitraum berechnet und als „erwartete Energieunterdeckung“ und „Lastunterdeckungserwartung“ ausgedrückt.

(4) Bei der Anwendung von Kapazitätsmechanismen werden die Parameter zur Bestimmung der Höhe der im Rahmen des Kapazitätsmechanismus beschafften Kapazität auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörden von dem Mitgliedstaat oder einer von den Mitgliedstaaten benannten zuständigen Behörde genehmigt.



Artikel 26

Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen

(1) Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind, und — soweit technisch machbar — strategische Reserven sind vorbehaltlich der Bestimmungen dieses Artikels offen für die direkte grenzüberschreitende Beteiligung von in einem anderen Mitgliedstaat ansässigen Kapazitätsanbietern.

(2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass ausländische Kapazitäten, die die gleiche technische Leistung erbringen können wie inländische Kapazitäten, die Möglichkeit haben, am gleichen Wettbewerbsverfahren teilzunehmen wie die inländischen Kapazitäten. Bei Kapazitätsmechanismen, die am 4. Juli 2019 betrieben werden, können die Mitgliedstaaten eine direkte Teilnahme von Verbindungsleitungen am gleichen Wettbewerbsverfahren als ausländische Kapazität für einen Zeitraum von höchstens vier Jahren nach dem 4. Juli 2019 oder zwei Jahren nach dem Tag der Genehmigung der in Absatz 11 genannten Methoden gestatten, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass sich die ausländische Kapazität in einem Mitgliedstaat mit direkter Netzverbindung zu dem den Mechanismus anwendenden Mitgliedstaat befindet.

(3) Die Mitgliedstaaten dürfen die in ihrem Hoheitsgebiet befindlichen Kapazitäten nicht an der Teilnahme an den Kapazitätsmechanismen anderer Mitgliedstaaten hindern.

(4) Die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen darf zu keiner Änderung oder anderweitigen Auswirkungen auf die zonenübergreifenden Fahrpläne und Stromflüsse zwischen den Mitgliedstaaten führen. Diese Fahrpläne und Stromflüsse werden allein durch das Ergebnis der Kapazitätsvergabe nach Artikel 16 bestimmt.

(5) Die Kapazitätsanbieter können sich an mehr als einem Kapazitätsmechanismus beteiligen.

Beteiligen sich Kapazitätsanbieter an mehr als einem Kapazitätsmechanismus für denselben Lieferzeitraum, so nehmen sie bis zu dem Umfang an den Kapazitätsmechanismen teil, der voraussichtlichen Verfügbarkeit von Verbindungsleitungen sowie der Wahrscheinlichkeit entspricht, dass in dem System, in dem der Mechanismus angewendet wird, und in dem System, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, gleichzeitig hohe Belastungen zu verzeichnen sind, und zwar im Einklang mit der Methode gemäß Absatz 11 Buchstabe a.

(6) Die Kapazitätsanbieter sind zu einer Nichtverfügbarkeitszahlung verpflichtet, wenn ihre Kapazität nicht zur Verfügung steht.

Beteiligen sich Kapazitätsanbieter an mehr als einem Kapazitätsmechanismus für denselben Lieferzeitraum, so sind sie zu mehreren Nichtverfügbarkeitszahlungen verpflichtet, wenn sie nicht in der Lage sind, mehrere Verpflichtungen zu erfüllen.

(7) Im Hinblick auf die Abgabe einer Empfehlung an die Übertragungsnetzbetreiber berechnen die gemäß Artikel 35 eingerichteten regionalen Koordinierungszentren jährlich die maximale Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht. Bei dieser Berechnung wird die voraussichtliche Verfügbarkeit von Verbindungsleitungen sowie der Wahrscheinlichkeit, dass in dem System, in dem der Mechanismus angewendet wird und in dem System, in dem sich die ausländische

▼B

Kapazität befindet, gleichzeitig hohe Belastungen zu verzeichnen sind, berücksichtigt. Eine solche Berechnung ist für jede Gebotszonengrenze erforderlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber legen jährlich auf der Grundlage der Empfehlung des regionalen Koordinierungszentrums die maximale Eintrittskapazität fest, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten zur Verfügung steht.

(8) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die in Absatz 6 genannte Eintrittskapazität den berechtigten Kapazitätsanbietern auf transparente, diskriminierungsfreie und marktbasiertere Weise zugewiesen wird.

(9) Bestehen Kapazitätsmechanismen, die die grenzüberschreitende Beteiligung in zwei benachbarten Mitgliedstaaten erlauben, so werden die sich aus der in Absatz 8 genannten Zuweisung ergebenden Einnahmen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern zugewiesen und gemäß der Methode in Absatz 11 Buchstabe b dieses Artikels oder nach einer von beiden maßgeblichen Regulierungsbehörden genehmigten gemeinsamen Methode zwischen ihnen aufgeteilt. Wendet der benachbarte Mitgliedstaat keinen Kapazitätsmechanismus an oder wendet er einen Kapazitätsmechanismus an, der für die grenzüberschreitende Beteiligung nicht offen ist, so wird die Aufteilung der Einnahmen von der zuständigen nationalen Behörde des Mitgliedstaats genehmigt, in dem der Kapazitätsmechanismus durchgeführt wird, nachdem sie die Stellungnahme der Regulierungsbehörden der benachbarten Mitgliedstaaten eingeholt hat. Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden diese Einnahmen für die in Artikel 19 Absatz 2 genannten Zwecke.

(10) Der Übertragungsnetzbetreiber des Gebiets, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, muss

- a) feststellen, ob die interessierten Kapazitätsanbieter die technische Leistung erbringen können, die für den Kapazitätsmechanismus, an dem sie sich beteiligen möchten, erforderlich ist, und die Kapazitätsanbieter als berechnete Kapazitätsanbieter im zu diesem Zweck erstellten Register eintragen,
- b) Verfügbarkeitsprüfungen durchführen,
- c) dem Übertragungsnetzbetreiber in dem Mitgliedstaat, der den Kapazitätsmechanismus anwendet, die Informationen übermitteln, die er nach Buchstabe a und b dieses Unterabsatzes und dem zweiten Unterabsatz erhalten hat.

Der maßgebliche Kapazitätsanbieter unterrichtet den Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich über seine Beteiligung an einem ausländischen Kapazitätsmechanismus.

(11) Bis zum 5. Juli 2020 unterbreitet ENTSO (Strom) ACER

- a) eine Methode zur Berechnung der maximalen Eintrittskapazität für die grenzüberschreitende Beteiligung nach Absatz 7,
- b) eine Methode für die Aufteilung der Einnahmen nach Absatz 9,

▼B

- c) gemeinsame Vorschriften für die Durchführung der Verfügbarkeitsprüfungen nach Absatz 10 Buchstabe b,
- d) gemeinsame Vorschriften für die Festlegung der Fälligkeit einer Nichtverfügbarkeitszahlung,
- e) die Modalitäten für das Führen des Registers nach Absatz 10 Buchstabe a,
- f) gemeinsame Vorschriften für die Ermittlung der zur Teilnahme am Kapazitätsmechanismus berechtigten Kapazität nach Absatz 10 Buchstabe a.

Der Vorschlag wird nach dem in Artikel 27 festgelegten Verfahren vorab einer Konsultation unterzogen und ACER zur Genehmigung vorgelegt.

(12) Die betroffenen Regulierungsbehörden prüfen, ob die Kapazitäten nach der in Absatz 11 Buchstabe a genannten Methode berechnet wurden.

(13) Die Regulierungsbehörden stellen sicher, dass die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen auf wirksame und diskriminierungsfreie Weise erfolgt. Sie treffen insbesondere geeignete administrative Vorkehrungen für die grenzüberschreitende Vollstreckung von Nichtverfügbarkeitszahlungen.

(14) Die gemäß Absatz 8 zugewiesenen Kapazitäten sind zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar. Die berechtigten Kapazitätsanbieter benachrichtigen bei jeder Übertragung das in Absatz 10 Buchstabe a genannte Register.

(15) Das in Absatz 10 Buchstabe a genannte Register wird bis zum 5. Juli 2021 durch ENTSO (Strom) eingerichtet und geführt. Das Register steht allen berechtigten Kapazitätsanbietern, den Systemen, in denen die Mechanismen angewandt werden, und ihren Übertragungsnetzbetreibern offen.

Artikel 27

Genehmigungsverfahren

(1) Wird auf diesen Artikel Bezug genommen, so ist das in den Absätzen 2, 3 und 4 festgelegte Verfahren zur Genehmigung eines Vorschlags von ENTSO (Strom) anzuwenden.

(2) Vor der Unterbreitung des Vorschlags konsultiert ENTSO (Strom) alle maßgeblichen Interessenträger, einschließlich Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden. Es trägt den Ergebnissen der Konsultation in seinem Vorschlag gebührend Rechnung.

(3) ACER genehmigt oder ändert den in Absatz 1 genannten Vorschlag binnen drei Monaten nach seinem Eingang. Im Fall von Änderungen konsultiert ACER vor der Genehmigung des geänderten Vorschlags von ENTSO (Strom). Der angenommene Vorschlag wird innerhalb von drei Monaten nach dem Eingang der einschlägigen Unterlagen auf der Website von ACER veröffentlicht.

▼B

(4) ACER kann jederzeit Änderungen des genehmigten Vorschlags verlangen. ENTSO (Strom) muss ACER binnen sechs Monaten nach dem Datum des Eingangs des Antrags auf Änderung einen Entwurf der vorgeschlagenen Änderungen vorlegen. Binnen drei Monaten ab dem Datum des Eingangs des Entwurfs ändert oder genehmigt ACER die Änderungen und veröffentlicht sie auf ihrer Website.

KAPITEL V

BETRIEB DES ÜBERTRAGUNGSNETZES*Artikel 28***Europäisches Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom)**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten auf Unionsebene im Rahmen von ENTSO (Strom) zusammen, um die Vollendung und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts und des zonenübergreifenden Handels zu fördern und die optimale Verwaltung, den koordinierten Betrieb und die sachgerechte technische Weiterentwicklung des europäischen Stromübertragungsnetzes sicherzustellen.

(2) Bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben auf der Grundlage des Unionsrechts handelt ENTSO (Strom) im Hinblick auf die Errichtung eines gut funktionierenden und integrierten Elektrizitätsbinnenmarkts und trägt zu einer effizienten und nachhaltigen Verwirklichung der im Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020 bis 2030 festgelegten Ziele bei, indem er insbesondere die effiziente Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen und die Steigerung der Energieeffizienz unterstützt, gleichzeitig jedoch die Systemsicherheit aufrechterhält. ENTSO (Strom) verfügt über eine für die Wahrnehmung seiner Aufgaben angemessene Ausstattung mit personellen und finanziellen Ressourcen.

*Artikel 29***ENTSO (Strom)**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Kommission und ACER die Entwürfe für Abänderungen der Satzung, der Liste der Mitglieder oder der Geschäftsordnung von ENTSO (Strom) vor.

(2) Binnen zwei Monaten ab dem Eingang der Entwürfe für Abänderungen der Satzung, der Mitgliederliste und der Geschäftsordnung übermittelt ACER der Kommission nach Anhörung der Organisationen, die alle Interessenträger — insbesondere die Netzbenutzer einschließlich der Kunden — vertreten, eine Stellungnahme zu diesen Entwürfen für Abänderungen der Satzung, der Mitgliederliste oder der Geschäftsordnung.

(3) Unter Berücksichtigung der in Absatz 2 vorgesehenen Stellungnahme von ACER und binnen drei Monaten nach dem Tag des Eingangs dieser Stellungnahme gibt die Kommission eine Stellungnahme zu den Entwürfen für Abänderungen der Satzung, der Mitgliederliste oder der Geschäftsordnung ab.

▼B

(4) Binnen drei Monaten nach dem Eingang der befürwortenden Stellungnahme der Kommission verabschieden und veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber die geänderte Satzung oder Geschäftsordnung.

(5) Im Fall von Änderungen oder auf begründeten Antrag der Kommission oder von ACER sind die in Absatz 1 genannten Unterlagen der Kommission und ACER vorzulegen. ACER und die Kommission nehmen gemäß den Absätzen 2, 3 und 4 Stellung.

*Artikel 30***Aufgaben von ENTSO (Strom)**

- (1) ENTSO (Strom) muss
- a) in den in Artikel 59 Absätze 1 und 2 benannten Bereichen Netzkodizes ausarbeiten, damit die in Artikel 28 genannten Ziele erreicht werden;
 - b) alle zwei Jahre einen nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („unionsweiter Netzentwicklungsplan“) annehmen und veröffentlichen;
 - c) Vorschläge im Zusammenhang mit der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene gemäß Artikel 23 und Vorschläge für die technischen Spezifikationen für die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen gemäß Artikel 26 Absatz 11 vorbereiten und verabschieden;
 - d) Empfehlungen zur Koordinierung der technischen Zusammenarbeit zwischen der Union und den Übertragungsnetzbetreibern in Drittländern verabschieden;
 - e) einen Rahmen für die Zusammenarbeit und die Koordinierung zwischen den regionalen Koordinierungszentren beschließen;
 - f) einen Vorschlag zur Festlegung der Netzbetriebsregionen im Einklang mit Artikel 36 annehmen;
 - g) mit den Verteilernetzbetreibern und der EU-VNBO zusammenarbeiten;
 - h) die Digitalisierung der Übertragungsnetze einschließlich der Einführung intelligenter Netze, einer effizienten Datenerfassung in Echtzeit und intelligenter Messsysteme fördern;
 - i) gemeinsame Instrumente zum Netzbetrieb für die Koordinierung des Netzbetriebs im Normalbetrieb und in Notfällen, einschließlich eines gemeinsamen Systems zur Einstufung von Störfällen, sowie Forschungspläne, einschließlich ihrer Umsetzung im Rahmen eines effizienten Forschungsprogramms, verabschieden; im Zusammenhang mit diesen Instrumenten wird unter anderem Folgendes angegeben bzw. festgelegt:
 - i) Informationen, die für die Verbesserung der operativen Koordinierung hilfreich sind, einschließlich entsprechender Day-Ahead-, Intraday- und Echtzeitinformationen, sowie die optimale Häufigkeit der Erfassung und Weitergabe dieser Informationen;
 - ii) welche Technologieplattform für den Informationsaustausch in Echtzeit zu verwenden ist und, falls erforderlich, welche Technologieplattformen für die Erfassung, Verarbeitung und Übermittlung der sonstigen Informationen gemäß Ziffer i sowie für

▼B

die Umsetzung der Verfahren zu verwenden sind, mit denen die operative Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Möglichkeit ausgeweitet werden kann, dass diese Koordinierung künftig unionsweit erfolgt;

- iii) wie Übertragungsnetzbetreiber anderen Übertragungsnetzbetreibern oder anderen Einrichtungen, die formell beauftragt wurden, sie bei der operativen Koordinierung zu unterstützen, und ACER betriebsbezogene Informationen zur Verfügung stellen und
 - iv) dass die Übertragungsnetzbetreiber eine Kontaktstelle bestimmen, die Anfragen anderer Übertragungsnetzbetreiber oder anderer gemäß Ziffer iii formell beauftragter Einrichtungen oder ACER nach solchen Informationen zu beantworten hat;
- j) ein Jahresarbeitsprogramm annehmen;
- k) zur Festlegung von Interoperabilitätsanforderungen und zu diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren für den Zugang zu Daten gemäß Artikel 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 beitragen;
- l) einen Jahresbericht annehmen;
- m) gemäß Artikel 9 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/941 saisonale Abschätzungen zur Angemessenheit durchführen und annehmen;
- n) die Cybersicherheit und den Datenschutz in Zusammenarbeit mit den maßgeblichen Behörden und regulierten Unternehmen fördern;
- o) bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben die Entwicklung der Laststeuerung berücksichtigen.
- (2) ENTSO (Strom) meldet ACER Mängel, die im Zusammenhang mit der Einrichtung und der Arbeit der regionalen Koordinierungszentren festgestellt wurden.
- (3) ENTSO (Strom) veröffentlicht die Protokolle seiner Generalversammlung sowie der Sitzungen seines Verwaltungsrats und seiner Ausschüsse und informiert die Öffentlichkeit regelmäßig über seine Beschlussfassung und Tätigkeiten.
- (4) Das in Absatz 1 Buchstabe j genannte Jahresarbeitsprogramm enthält eine Auflistung und eine Beschreibung der auszuarbeitenden Netzkodizes, einen Plan für die Koordinierung des Netzbetriebs sowie Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten, die in dem jeweiligen Jahr zu erfolgen haben, und einen vorläufigen Zeitplan.
- (5) ENTSO (Strom) stellt alle Informationen zur Verfügung, die ACER benötigt, um ihre Aufgaben gemäß Artikel 32 Absatz 1 zu erfüllen. Um ENTSO (Strom) in die Lage zu versetzen dieser Anforderung zu entsprechen, stellen die Übertragungsnetzbetreiber alle benötigten Informationen zur Verfügung.
- (6) Auf Antrag der Kommission übermittelt ENTSO (Strom) der Kommission seine Stellungnahme zu dem Erlass von Leitlinien nach Artikel 61.

▼B*Artikel 31***Konsultationen**

(1) ENTSO (Strom) führt im Rahmen der Ausarbeitung der gemäß Artikel 30 Absatz 1 anzunehmenden Vorschläge ein ausführliches Konsultationsverfahren durch. Das Konsultationsverfahren ist so strukturiert, dass die Kommentare der Interessenträger, einschließlich aller maßgeblichen Interessenträger, insbesondere der Organisationen, die solche Interessenträger vertreten, vor der endgültigen Annahme auf offene und transparente Weise gemäß der in Artikel 29 genannten Geschäftsordnung eingearbeitet werden können. Bei den Konsultationen werden die Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden, Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, Netznutzer, einschließlich der Kunden, Verteilernetzbetreiber sowie die maßgeblichen Branchenverbände, technischen Gremien und Foren der Interessenträger einbezogen. Dabei wird das Ziel verfolgt, während des Entscheidungsprozesses die Standpunkte und Vorschläge aller maßgeblichen Kreise einzuholen.

(2) Alle Unterlagen und Sitzungsprotokolle zu den in Absatz 1 genannten Konsultationen werden der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

(3) Vor der Verabschiedung der Vorschläge nach Artikel 30 Absatz 1 teilt ENTSO (Strom) mit, wie die im Rahmen der Konsultationen erhaltenen Stellungnahmen berücksichtigt wurden. Wurden Stellungnahmen nicht berücksichtigt, so gibt ENTSO (Strom) eine Begründung ab.

*Artikel 32***Beobachtung durch ACER**

(1) ACER beobachtet die Durchführung der in Artikel 30 Absätze 1, 2 und 3 genannten Aufgaben von ENTSO (Strom) und erstattet der Kommission Bericht.

ACER beobachtet die Umsetzung der Netzkodizes, die gemäß Artikel 59 ausgearbeitet wurden, durch ENTSO (Strom). Falls ENTSO (Strom) solche Netzkodizes nicht umgesetzt hat, fordert ACER ENTSO (Strom) auf, eine ordnungsgemäß begründete Erklärung vorzulegen, warum die Umsetzung nicht erfolgt ist. ACER informiert die Kommission über diese Erklärung und legt ihre Stellungnahme dazu vor.

ACER beobachtet und analysiert die Umsetzung der von der Kommission nach Artikel 58 Absatz 1 erlassenen Netzkodizes und Leitlinien sowie deren Auswirkungen auf die Harmonisierung der geltenden Regeln zur Förderung der Marktintegration und auf die unterschiedslose Behandlung, den wirksamen Wettbewerb und das effiziente Funktionieren des Marktes, und sie erstattet der Kommission hierüber Bericht.

(2) ENTSO (Strom) unterbreitet ACER den Entwurf des unionsweiten Netzentwicklungsplans und den Entwurf des Jahresarbeitsprogramms einschließlich der Informationen zum Konsultationsverfahren sowie die anderen in Artikel 30 Absatz 1 genannten Unterlagen zur Stellungnahme.

▼B

Binnen zwei Monaten ab dem Tag des Eingangs der Unterlagen gibt ACER eine ordnungsgemäß mit Gründen versehene Stellungnahme ab und richtet Empfehlungen an ENTSO (Strom) und an die Kommission, falls ihres Erachtens der Entwurf des Jahresarbeitsprogramms oder der Entwurf des unionsweiten Netzentwicklungsplans, die von ENTSO (Strom) vorgelegt wurden, nicht zur unterschiedslosen Behandlung, zum wirksamen Wettbewerb, zum effizienten Funktionieren des Marktes oder zu einem ausreichenden Maß an grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen, zu denen Dritte Zugang haben, beiträgt.

*Artikel 33***Kosten**

Die Kosten im Zusammenhang mit den in den Artikeln 28 bis 32 und 58 bis 61 dieser Verordnung und in Artikel 11 der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁴⁾ genannten Tätigkeiten von ENTSO (Strom) werden von den Übertragungsnetzbetreibern getragen und bei der Entgeltberechnung berücksichtigt. Die Regulierungsbehörden genehmigen diese Kosten nur dann, wenn sie angemessen und sachbezogen sind.

*Artikel 34***Regionale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber etablieren innerhalb von ENTSO (Strom) eine regionale Zusammenarbeit, um zu den in Artikel 30 Absätze 1, 2 und 3 genannten Tätigkeiten beizutragen. Sie veröffentlichen insbesondere alle zwei Jahre einen regionalen Investitionsplan und können auf der Grundlage dieses regionalen Investitionsplans Investitionsentscheidungen treffen. ENTSO (Strom) fördert die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auf regionaler Ebene und stellt dabei in den noch nicht auf Unionsebene harmonisierten Bereichen die Interoperabilität, Kommunikation und Beobachtung der regionalen Fortschritte sicher.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber fördern netztechnische Vereinbarungen, damit die optimale Netzverwaltung sichergestellt ist, sie fördern die Weiterentwicklung von Energiebörsen, die koordinierte Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten durch diskriminierungsfreie marktbasierende Lösungen, wobei sie die spezifischen Vorteile von impliziten Auktionen für die kurzfristige Vergabe gebührend berücksichtigen, und sie fördern die Einbeziehung von Mechanismen für den Ausgleich und für die Reserveleistung.

(3) Zur Verwirklichung der in den Absätzen 1 und 2 genannten Ziele kann das geografische Gebiet, auf das sich die einzelnen Strukturen der regionalen Zusammenarbeit erstrecken, von der Kommission festgelegt werden, wobei bestehenden Strukturen der regionalen Zusammenarbeit Rechnung getragen wird. Jeder Mitgliedstaat kann die Zusammenarbeit in mehr als einem geografischen Gebiet fördern.

Die Kommission ist gemäß Artikel 68 befugt, delegierte Rechtsakte zur Ergänzung der vorliegenden Verordnung durch Festlegung des geografischen Gebiets zu erlassen, auf das sich die einzelnen Strukturen der regionalen Zusammenarbeit erstrecken. Zu diesem Zweck konsultiert die Kommission die Regulierungsbehörden, ACER und ENTSO (Strom).

⁽¹⁴⁾ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39).

▼B

Die delegierten Rechtsakte nach diesem Absatz gelten unbeschadet des Artikels 36.

*Artikel 35***Einrichtung und Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren**

(1) Bis zum 5. Juli 2020 legen alle Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion den betroffenen Regulierungsbehörden einen Vorschlag für die Einrichtung regionaler Koordinierungszentren gemäß den in diesem Kapitel festgelegten Kriterien vor.

Die Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion überprüfen und billigen den Vorschlag.

Der Vorschlag umfasst zumindest Folgendes:

- a) den Mitgliedstaat, in dem das regionale Koordinierungszentrum seinen voraussichtlichen Sitz haben wird, und die teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber,
- b) die organisatorischen, finanziellen und betrieblichen Regelungen, mit denen ein effizienter, sicherer und zuverlässiger Betrieb des Verbundübertragungsnetzes sichergestellt wird,
- c) einen Umsetzungsplan für die Inbetriebnahme der regionalen Koordinierungszentren,
- d) die Satzung und die Geschäftsordnung der regionalen Koordinierungszentren,
- e) eine Beschreibung der Verfahren für die Zusammenarbeit gemäß Artikel 38,
- f) eine Beschreibung der Regelungen bezüglich der Haftung der regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 47,
- g) wenn zwei regionale Koordinierungszentren gemäß Artikel 36 Absatz 2 auf Rotationsbasis unterhalten werden, eine Beschreibung der Vorkehrungen, mit denen für klare Zuständigkeiten für diese regionalen Koordinierungszentren und Verfahren bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben gesorgt wird.

(2) Nachdem die Regulierungsbehörden den Vorschlag gemäß Absatz 1 genehmigt haben, ersetzen die regionalen Koordinierungszentren die regionalen Sicherheitskoordinatoren, die gemäß der auf der Grundlage von Artikel 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb eingerichtet wurden, und nehmen bis zum 1. Juli 2022 ihre Tätigkeit auf.

(3) Für regionale Koordinierungszentren gelten die in Anhang II der Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁵⁾ genannten Rechtsformen.

⁽¹⁵⁾ Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Juni 2017 über bestimmte Aspekte des Gesellschaftsrechts (ABl. L 169 vom 30.6.2017, S. 46).

▼ B

(4) Bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben auf der Grundlage des Unionsrechts handeln die regionalen Koordinierungszentren unabhängig von einzelnen nationalen Interessen oder den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber.

(5) Die regionalen Koordinierungszentren ergänzen die Funktion der Übertragungsnetzbetreiber, indem sie Aufgaben von regionaler Bedeutung wahrnehmen, die ihnen gemäß Artikel 37 zugewiesen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Übertragung von Elektrizität durch das Netz und für ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Stromsystem im Einklang mit Artikel 40 Absatz 1 Buchstabe d der Richtlinie (EU) 2019/944 verantwortlich.

*Artikel 36***Geografischer Zuständigkeitsbereich der regionalen Koordinierungszentren**

(1) ENTSO (Strom) legt ACER bis zum 5. Januar 2020 einen Vorschlag vor, in dem angegeben ist, welche Übertragungsnetzbetreiber, Gebotszonen, Gebotszonengrenzen, Kapazitätsberechnungsregionen und Nichtverfügbarkeitskoordinierungsregionen von den einzelnen Netzbetriebsregionen erfasst werden. In dem Vorschlag wird die Netztopologie berücksichtigt, einschließlich des Grades der Vernetzung und der gegenseitigen Abhängigkeit der Stromsysteme in Bezug auf Stromflüsse und die Größe der Region, die mindestens eine Kapazitätsberechnungsregion umfasst.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion beteiligen sich an dem in dieser Region eingerichteten regionalen Koordinierungszentrum. Ist die Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers ausnahmsweise Teil verschiedener Synchrongebiete, so kann der Übertragungsnetzbetreiber an zwei regionalen Koordinierungszentren teilnehmen. Für die Gebotszonengrenzen zu Netzbetriebsregionen wird in dem Vorschlag gemäß Absatz 1 festgelegt, wie die Koordinierung zwischen den regionalen Koordinierungszentren für diese Grenzen zu erfolgen hat. Falls sich die Tätigkeiten zweier regionaler Koordinierungszentren in einer Netzbetriebsregion im Synchrongebiet Kontinentaleuropa überschneiden, beschließen die Übertragungsnetzbetreiber dieser Netzbetriebsregion, dass entweder ein einziges regionales Koordinierungszentrum in dieser Region benannt wird oder dass die beiden regionalen Koordinierungszentren einige oder alle Aufgaben von regionaler Bedeutung in der gesamten Netzbetriebsregion im Rotationsverfahren wahrnehmen und andere Aufgaben von einem einzigen benannten regionalen Koordinierungszentrum wahrgenommen werden.

(3) Binnen drei Monaten nach Eingang des Vorschlags zur Festlegung der Netzbetriebsregionen gemäß Absatz 1 nimmt ACER diesen entweder an oder schlägt Änderungen vor. Im letzteren Fall konsultiert ACER vor Annahme der Änderungen von ENTSO (Strom). Der angenommene Vorschlag wird auf der Website von ACER veröffentlicht.

(4) Die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber können ACER einen Vorschlag zur Änderung der gemäß Absatz 1 festgelegten Netzbetriebsregionen vorlegen. Das Verfahren in Absatz 3 findet Anwendung.

▼B*Artikel 37***Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren**

(1) Jedes regionale Koordinierungszentrum nimmt mindestens alle folgenden Aufgaben von regionaler Bedeutung in der gesamten Netzbetriebsregion wahr, in der es eingerichtet wurde:

▼M2

a) Durchführung der koordinierten Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Methoden der in der Verordnung (EU) 2016/1719 festgelegten Leitlinien für die Vergabe langfristiger Kapazität, der in der Verordnung (EU) 2015/1222 festgelegten Leitlinien für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement und der in der Verordnung (EU) 2017/2195 eingeführten Leitlinien für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem,

▼B

- b) Durchführung der koordinierten Sicherheitsanalyse im Einklang mit den Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb entwickelt wurden,
- c) Schaffung gemeinsamer Netzmodelle im Einklang mit den Methoden und Verfahren, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb ausgearbeitet wurden,
- d) Unterstützung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit dem Verfahren gemäß dem auf Grundlage des Artikels 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes,
- e) Erstellung regionaler Prognosen zur Angemessenheit des Stromsystems für den Week-Ahead- bis mindestens zum Day-Ahead-Zeitbereich und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung im Einklang mit der Methode gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2019/941 und den Verfahren, die in der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb dargelegt sind,
- f) Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung auf regionaler Ebene im Einklang mit den Verfahren und Methoden, die in der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb dargelegt sind,
- g) Ausbildung und Zertifizierung des Personals, das für die regionalen Koordinierungszentren arbeitet,
- h) Unterstützung der Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus entsprechend den Anfragen von Übertragungsnetzbetreibern,
- i) Durchführung der nachträglichen Betriebs- und Störungsanalyse und entsprechende Berichterstattung,
- j) Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region,
- k) Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelleistung,
- l) auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber bei der Optimierung der Abrechnungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern,

▼B

- m) Durchführung der Aufgaben im Zusammenhang mit der Ermittlung regionaler Elektrizitätskrisenszenarien, sofern und soweit sie den regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/941 übertragen wurden,
- n) Durchführung der Aufgaben im Zusammenhang mit den saisonalen Abschätzungen zur Angemessenheit der Stromerzeugung, sofern und soweit sie den regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 9 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/941 übertragen wurden,
- o) Berechnung des Werts der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht, zum Zweck der Abgabe einer Empfehlung nach Artikel 26 Absatz 7,
- p) Durchführung der Aufgaben in Verbindung mit der Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des Bedarfs an neuen Übertragungskapazitäten, an Modernisierung bestehender Übertragungskapazität oder an Alternativen, die den gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 eingerichteten regionalen Gruppen vorgelegt und in den zehnjährigen Netzentwicklungsplan gemäß Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 aufgenommen werden.

Die in Unterabsatz 1 genannten Aufgaben werden in Anhang I ausführlicher erläutert.

(2) Auf Vorschlag der Kommission oder eines Mitgliedstaats gibt der gemäß Artikel 68 der Richtlinie (EU) 2019/944 eingerichtete Ausschuss eine Stellungnahme dazu ab, ob den regionalen Koordinierungszentren neue Beratungsaufgaben zugewiesen werden sollen. Gibt der Ausschuss eine befürwortende Stellungnahme zur Zuweisung neuer Beratungsaufgaben ab, so nehmen die regionalen Koordinierungszentren diese Aufgaben auf der Grundlage eines von ENTSO (Strom) ausgearbeiteten und von ACER nach dem Verfahren des Artikel 27 genehmigten Vorschlags wahr.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber stellen ihren regionalen Koordinierungszentren die Informationen zur Verfügung, die diese zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigen.

(4) Die regionalen Koordinierungszentren stellen den Übertragungsnetzbetreibern ihrer Netzbetriebsregion alle Informationen zur Verfügung, die zur Umsetzung der von den regionalen Koordinierungszentren abgegebene koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen erforderlich sind.

(5) Für die Aufgaben gemäß diesem Artikel, die nicht bereits in den einschlägigen Netzkodizes oder Leitlinien behandelt werden, erarbeitet ENTSO (Strom) im Einklang mit dem in Artikel 27 festgelegten Verfahren einen Vorschlag. Die regionalen Koordinierungszentren nehmen diese Aufgaben auf der Grundlage eines von ACER gebilligten Vorschlags wahr.

Artikel 38

Zusammenarbeit innerhalb und zwischen den regionalen Koordinierungszentren

Die Verwaltung der Koordinierung innerhalb und zwischen den regionalen Koordinierungszentren im laufenden Betrieb erfolgt mittels Verfahren der Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in der Region, einschließlich Regelungen für die Abstimmung zwischen den regionalen Koordinierungszentren, sofern dies zweckdienlich ist. Das Verfahren der Zusammenarbeit beruht auf

▼B

- a) Arbeitsregelungen zur Abdeckung von Planungs- und Betriebsaspekten, die für die Aufgaben gemäß Artikel 37 von Belang sind,
- b) einem Verfahren, das vorsieht, wie die Vorschläge der regionalen Koordinierungszentren gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion und den maßgeblichen Interessenträgern und anderen regionalen Koordinierungszentren bei der Ausübung der betrieblichen Pflichten und Aufgaben gemäß Artikel 40 effizient und umfassend analysiert und geprüft werden,
- c) einem Verfahren für die Verabschiedung koordinierter Maßnahmen und Empfehlungen gemäß Artikel 42.

*Artikel 39***Arbeitsregelungen**

(1) Die regionalen Koordinierungszentren erstellen wirksame, umfassende, transparente und konsensfördernde Arbeitsregelungen zur Abdeckung von Planungs- und Betriebsaspekten im Zusammenhang mit den wahrzunehmenden Aufgaben, wobei den in Anhang I aufgeführten Besonderheiten und Anforderungen dieser Aufgaben Rechnung zu tragen ist. Zudem erarbeiten die regionalen Koordinierungszentren ein Verfahren für die Überarbeitung dieser Arbeitsregelungen.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren sorgen dafür, dass die in Absatz 1 genannten Arbeitsregelungen Vorschriften für die Unterrichtung der betroffenen Parteien enthalten.

*Artikel 40***Konsultationsverfahren**

(1) Die regionalen Koordinierungszentren erarbeiten ein geeignetes Verfahren, mit dem bei der Ausübung ihrer täglichen betrieblichen Pflichten und Aufgaben eine angemessene und regelmäßige Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion, anderer regionaler Koordinierungszentren und der maßgeblichen Interessenträger sichergestellt wird. Damit Regulierungsfragen behandelt werden können, sind bei Bedarf die Regulierungsbehörden zu beteiligen.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren konsultieren die Mitgliedstaaten der Netzbetriebsregion und, sofern vorhanden, ihre regionalen Foren zu politisch relevanten Fragen mit Ausnahme der laufenden Tätigkeiten der regionalen Koordinierungszentren und der Durchführung ihrer Aufgaben. Die regionalen Koordinierungszentren tragen den Empfehlungen der Mitgliedstaaten und ihrer etwaigen regionalen Foren gehörend Rechnung.

*Artikel 41***Transparenz**

(1) Die regionalen Koordinierungszentren erarbeiten ein Verfahren für die Einbeziehung der Interessenträger und organisieren regelmäßige Sitzungen mit ihnen, um Fragen im Zusammenhang mit dem effizienten, sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verbundnetzes zu erörtern, Mängel zu ermitteln und Verbesserungen vorzuschlagen.

▼B

(2) ENTSO (Strom) und die regionalen Koordinierungszentren sind in voller Transparenz gegenüber den Interessenträgern und der Öffentlichkeit tätig. Sie veröffentlichen alle maßgeblichen Unterlagen auf ihren jeweiligen Websites.

*Artikel 42***Annahme und Überarbeitung von koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion erarbeiten ein Verfahren für die Annahme und Überarbeitung von koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen, die die regionalen Koordinierungszentren im Einklang mit den Kriterien gemäß den Absätzen 2, 3 und 4 abgegeben haben.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren geben an die Übertragungsnetzbetreiber gerichtete koordinierte Maßnahmen im Zusammenhang mit den in Artikel 37 Absatz 1 Buchstaben a und b genannten Aufgaben ab. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen die koordinierten Maßnahmen um, außer in Fällen, in denen die Umsetzung der koordinierten Maßnahmen zu einer Verletzung der Betriebssicherheitsgrenzwerte führen würde, die jeder Übertragungsnetzbetreiber gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb festlegt.

Beschließt ein Übertragungsnetzbetreiber, eine koordinierte Maßnahme aus den in diesem Absatz genannten Gründen nicht durchzuführen, so muss er dem regionalen Koordinierungszentrum und den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion unverzüglich die genauen Gründe dafür auf transparente Weise darlegen. In diesen Fällen bewertet das regionale Koordinierungszentrum die Auswirkungen dieses Beschlusses auf die anderen Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion und kann vorbehaltlich des Verfahrens nach Absatz 1 eine Reihe anderer koordinierter Maßnahmen vorschlagen.

(3) Die regionalen Koordinierungszentren geben an die Übertragungsnetzbetreiber gerichtete Empfehlungen zu den in Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe c bis p aufgeführten oder gemäß Artikel 37 Absatz 2 zugewiesenen Aufgaben ab.

Beschließt ein Übertragungsnetzbetreiber, von der in Absatz 1 genannten Empfehlung abzuweichen, so muss er den regionalen Koordinierungszentren und den anderen Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion die Gründe für seinen Beschluss ohne ungebührliche Verzögerung darlegen.

(4) Die Überarbeitung von koordinierten Maßnahmen oder einer Empfehlung wird auf Antrag eines oder mehrerer Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion eingeleitet. Nach der Überarbeitung der koordinierten Maßnahme oder der Empfehlung bestätigen oder ändern die regionalen Koordinierungszentren die Maßnahme.

(5) Wird eine koordinierte Maßnahme gemäß Absatz 4 dieses Artikels überarbeitet, so führt der Antrag auf Überarbeitung nicht zur Aussetzung der koordinierten Maßnahme, außer in den Fällen, in denen ihre Durchführung zu einer Verletzung der Betriebssicherheitsgrenzwerte führen würde, die jeder einzelne Übertragungsnetzbetreiber gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb festlegt.

▼B

(6) Auf Vorschlag eines Mitgliedstaats oder der Kommission und nach Konsultation des gemäß Artikel 68 der Richtlinie (EU) 2019/944 eingesetzten Ausschusses können die Mitgliedstaaten einer Netzbetriebsregion gemeinsam beschließen, ihrem regionalen Koordinierungszentrum die Befugnis zur Abgabe koordinierter Maßnahmen für eine oder mehrere der in Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe c bis p dieser Verordnung genannten Aufgaben zu übertragen.

*Artikel 43***Verwaltungsrat der regionalen Koordinierungszentren**

(1) Die regionalen Koordinierungszentren richten jeweils einen Verwaltungsrat ein, um Maßnahmen im Zusammenhang mit ihrer Leitung zu verabschieden und ihre Arbeit zu beobachten.

(2) Dem Verwaltungsrat gehören Mitglieder an, die alle Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion vertreten, die sich an den maßgeblichen regionalen Koordinierungszentren beteiligen.

(3) Der Verwaltungsrat ist zuständig für

- a) die Ausarbeitung und Billigung der Satzung und der Geschäftsordnung der regionalen Koordinierungszentren,
- b) die Entscheidung über die Organisationsstruktur und ihre Umsetzung,
- c) die Aufstellung und Billigung des jährlichen Haushaltsplans,
- d) die Ausarbeitung und Billigung der Verfahren der Zusammenarbeit gemäß Artikel 38.

(4) Der Verwaltungsrat ist nicht für die laufenden Tätigkeiten der regionalen Koordinierungszentren und die Erfüllung ihrer Aufgaben zuständig.

*Artikel 44***Organisationsstruktur**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion richten eine Organisationsstruktur der regionalen Koordinierungszentren ein, auf deren Grundlage die regionalen Koordinationszentren ihre Aufgaben zuverlässig erfüllen können.

In der Organisationsstruktur sind festzulegen:

- a) die Befugnisse, Pflichten und Zuständigkeiten des Personals;
- b) die Beziehungen und Unterstellungsverhältnisse zwischen den verschiedenen Teilen und Verfahren der Organisation.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren können Regionalbüros einrichten, um Besonderheiten unterhalb der regionalen Ebene Rechnung zu tragen, oder — falls nachweislich unbedingt erforderlich — regionale Reservekoordinierungszentren einrichten, damit ihre Aufgaben effizient und zuverlässig erfüllt werden.

▼B*Artikel 45***Ausstattung und Personal**

Die regionalen Koordinierungszentren müssen über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen, die zur Erfüllung ihrer Pflichten im Rahmen dieser Verordnung und zur unabhängigen und unparteiischen Wahrnehmung ihrer Aufgaben erforderlich sind.

*Artikel 46***Beobachtung und Berichterstattung**

(1) Die regionalen Koordinierungszentren richten ein Verfahren ein, mit dem fortlaufend mindestens Folgendes beobachtet wird:

- a) ihre betriebliche Leistung;
- b) die abgegebenen koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen, der Grad der Umsetzung der koordinierten Maßnahmen und der Empfehlungen durch die Übertragungsnetzbetreiber und die erzielten Ergebnisse;
- c) die Wirksamkeit und Effizienz aller Aufgaben, für die sie zuständig sind, und — falls vorgesehen — die Rotation der Aufgaben.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren legen ihre Kosten auf transparente Weise dar und melden sie ACER und den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion.

(3) Die regionalen Koordinierungszentren legen ENTSO (Strom), ACER, den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion und der Koordinierungsgruppe „Strom“ einen Jahresbericht mit dem Ergebnis der Beobachtung gemäß Absatz 1 und Informationen über ihre Leistungen vor.

(4) Die regionalen Koordinierungszentren melden ENTSO (Strom), den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion, ACER und den für die Verhütung und Bewältigung von Krisensituationen zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten die von ihnen im Beobachtungsverfahren nach Absatz 1 festgestellten Mängel. Aufgrund dieses Berichts können die maßgeblichen Regulierungsbehörden der jeweiligen Netzbetriebsregion den regionalen Koordinierungszentren Maßnahmen zum Angehen der Mängel vorschlagen.

(5) Unbeschadet des notwendigen Wahrung der Sicherheit und der Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen veröffentlichen die regionalen Koordinierungszentren die Berichte gemäß den Absätzen 3 und 4.

*Artikel 47***Haftung**

In den Vorschlägen für die Einsetzung regionaler Koordinierungszentren gemäß Artikel 35 nehmen die Übertragungsnetzbetreiber in der Netzbetriebsregion die notwendigen Vorkehrungen zur Deckung der Haftung im Zusammenhang mit der Ausübung der Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren auf. Die zur Deckung der Haftung verwendete Methode muss dem Rechtsstatus der regionalen Koordinierungszentren und der Höhe der verfügbaren gewerblichen Versicherungsdeckung Rechnung tragen.

▼B*Artikel 48***Zehnjähriger Netzentwicklungsplan****▼M1**

(1) Der in Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe b genannte unionsweite Netzentwicklungsplan enthält die Modellierung des integrierten Netzes, einschließlich der Entwicklung von Szenarien und einer Bewertung der Belastbarkeit des Systems. Relevante Eingabeparameter für die Modellierung wie etwa Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen oder zu Einrichtungen für erneuerbare Energien stehen vollständig mit der gemäß Artikel 23 vorgenommenen Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene im Einklang.

▼B

Der unionsweite Netzentwicklungsplan erfüllt insbesondere folgende Anforderungen:

- a) Er beruht auf den nationalen Investitionsplänen — unter Berücksichtigung der in Artikel 34 Absatz 1 dieser Verordnung genannten regionalen Investitionspläne — und auf den etwaigen unionsbezogenen Aspekten der Netzplanung gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013; er ist Gegenstand einer Kosten-Nutzen-Analyse nach der Methode gemäß Artikel 11 der genannten Verordnung.
- b) Hinsichtlich der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen beruht er auch auf den angemessenen Bedürfnissen verschiedener Netznutzer und schließt langfristige Verpflichtungen von Investoren nach den Artikeln 44 und 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 ein.
- c) In ihm werden Investitionslücken aufgezeigt, insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitende Kapazitäten.

Hinsichtlich Unterabsatz 1 Buchstabe c kann dem unionsweiten Netzentwicklungsplan eine Analyse der Hemmnisse für die Erhöhung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten infolge unterschiedlicher Genehmigungsverfahren oder -methoden beigelegt werden.

(2) ACER legt eine Stellungnahme zu den nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen vor, in dem sie deren Vereinbarkeit mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan begutachtet. Stellt ACER Unvereinbarkeiten zwischen einem nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplan und einem unionsweiten Netzentwicklungsplan fest, so empfiehlt sie die Änderung des nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplans bzw. des unionsweiten Netzentwicklungsplans. Falls ein solcher nationaler zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 ausgearbeitet wird, empfiehlt ACER der betroffenen Regulierungsbehörde die Änderung des nationalen Zehnjahresnetzentwicklungsplans nach Maßgabe von Artikel 51 Absatz 7 der genannten Richtlinie und unterrichtet die Kommission darüber.

*Artikel 49***Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern**

- (1) Übertragungsnetzbetreiber erhalten einen Ausgleich für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen.
- (2) Den in Absatz 1 genannten Ausgleich leisten die Betreiber der nationalen Übertragungsnetze, aus denen die grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen, und der Netze, in denen diese Stromflüsse enden.

▼B

(3) Die Ausgleichszahlungen werden regelmäßig für einen bestimmten vergangenen Zeitraum geleistet. Die Zahlungen werden, wenn nötig, nachträglich den tatsächlich entstandenen Kosten angepasst.

Der erste Zeitraum, für den Ausgleichszahlungen zu leisten sind, wird in den Leitlinien nach Artikel 61 festgesetzt.

(4) Die Kommission erlässt nach Artikel 68 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch die Festlegung der Höhe der zu leistenden Ausgleichszahlungen.

(5) Die Größe der durchgeleiteten grenzüberschreitenden Stromflüsse und die Größe der grenzüberschreitenden Stromflüsse, bei denen festgestellt wurde, dass sie aus nationalen Übertragungsnetzen stammen oder dort enden, werden auf der Grundlage der in einem bestimmten Zeitraum tatsächlich gemessenen materiellen Leistungsflüsse bestimmt.

(6) Die infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstandenen Kosten werden auf der Grundlage der zu erwartenden langfristigen durchschnittlichen Inkrementalkosten ermittelt, wobei Verluste, Investitionen in neue Infrastrukturen und ein angemessener Teil der Kosten der vorhandenen Infrastruktur zu berücksichtigen sind, soweit diese Infrastruktur zur Übertragung grenzüberschreitender Stromflüsse genutzt wird, wobei insbesondere zu berücksichtigen ist, dass die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist. Bei der Ermittlung der entstandenen Kosten werden anerkannte Standardkostenberechnungsverfahren verwendet. Nutzen, der in einem Netz infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entsteht, ist zur Verringerung des erhaltenen Ausgleichs zu berücksichtigen.

(7) Gehören Übertragungsnetze von zwei oder mehr Mitgliedstaaten ganz oder teilweise als Teil zu einem einzigen Regelblock, so wird ausschließlich für die Zwecke des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Regelblock in seiner Gesamtheit als Teil des Übertragungsnetzes eines der betroffenen Mitgliedstaaten angesehen, damit Stromflüsse innerhalb von Regelblöcken nicht als grenzüberschreitende Stromflüsse gemäß Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe b angesehen werden und keine Ausgleichszahlungen gemäß Absatz 1 auslösen. Die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten können beschließen, als Teil welches betroffenen Mitgliedstaats der Regelblock in seiner Gesamtheit angesehen wird.

*Artikel 50***Bereitstellung von Informationen**

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber richten Verfahren für die Koordination und den Informationsaustausch ein, um die Netzsicherheit im Rahmen des Engpassmanagements zu gewährleisten.

(2) Die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Sicherheits-, Betriebs- und Planungsnormen werden öffentlich bekannt gemacht. Zu den veröffentlichten Informationen gehört ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht. Derartige Modelle müssen durch die Regulierungsbehörden genehmigt werden.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die für jeden Tag geschätzte verfügbare Übertragungskapazität unter Angabe etwaiger bereits reservierter Kapazitäten. Diese Veröffentlichungen erfolgen zu bestimmten Zeitpunkten vor dem Übertragungstag und umfassen auf

▼ B

jeden Fall Schätzungen für die nächste Woche und den nächsten Monat sowie quantitative Angaben darüber, wie verlässlich die verfügbare Kapazität voraussichtlich bereitgestellt werden kann.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen maßgeblichen Daten über die aggregierte Prognose und über die tatsächliche Nachfrage, über die Verfügbarkeit und die tatsächliche Nutzung der Erzeugungskapazität und der Lasteinheiten, über die Verfügbarkeit und die Nutzung des Netzes und der Verbindungsleitungen und über die Regelleistung, die Reservekapazität und die verfügbare Flexibilität. In Bezug auf die Verfügbarkeit und die tatsächliche Verwendung kleiner Stromerzeugungs- und Lasteinheiten können aggregierte Schätzwerte verwendet werden.

▼ M2

(4a) Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen in transparenter Weise klare Informationen über die für neue Anschlüsse in ihren Betriebsgebieten verfügbare Kapazität, wobei diese Informationen eine hohe räumliche Granularität aufweisen, unter Wahrung der öffentlichen Sicherheit und der Vertraulichkeit der Daten übermittelt werden und Angaben zu der Kapazität, für die Anschlussanträge gestellt wurden, und zur Möglichkeit flexibler Anschlüsse in Engpassgebieten enthalten. Die Veröffentlichung enthält Informationen über die Kriterien, die der Berechnung der für neue Anschlüsse verfügbaren Kapazität zugrunde gelegt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber aktualisieren diese Informationen regelmäßig, mindestens jedoch monatlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen den Netznutzern auf transparente Weise klare Informationen über den Status und die Bearbeitung ihrer Netzanschlussanträge, einschließlich gegebenenfalls Informationen über flexible Netzanschlussverträge, bereit. Sie übermitteln diese Informationen innerhalb von drei Monaten ab der Antragstellung. Wird der beantragte Anschluss weder gewährt noch endgültig verweigert, übermitteln Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig, mindestens jedoch vierteljährlich, aktualisierte Informationen zu dem Anschlussantrag.

▼ B

(5) Die betroffenen Marktteilnehmer stellen den Übertragungsnetzbetreibern die maßgeblichen Daten zur Verfügung.

(6) Erzeugungsunternehmen, die Eigentümer oder Betreiber von Erzeugungsanlagen sind, von denen zumindest eine über eine installierte Kapazität von mindestens 250 MW verfügt, oder die ein Portfolio von Erzeugungsanlagen mit einer Kapazität von mindestens 400 MW haben, halten für die Regulierungsbehörde, die nationale Wettbewerbsbehörde und die Kommission fünf Jahre lang für jede Anlage alle Stundendaten zur Verfügung, die zur Überprüfung aller betrieblichen Einsatzentscheidungen und des Bietverhaltens an Strombörsen, bei Auktionen für die Verbindungskapazität, auf den Reserveleistungsmärkten und auf den außerbörslichen Märkten erforderlich sind. Zu den pro Anlage und pro Stunde zu speichernden Daten gehören unter anderem Daten über die zum Zeitpunkt des Gebots und der Erzeugung verfügbare Erzeugungskapazität und die gebundenen Reservekapazitäten, einschließlich Daten über die Vergabe dieser gebundenen Reservekapazitäten pro Anlage.

(7) Die Übertragungsnetzbetreiber tauschen regelmäßig einen Satz ausreichend genauer Netz- und Lastflussdaten aus, um jedem Übertragungsnetzbetreiber in seinem maßgeblichen Gebiet die Berechnung von Lastflüssen zu ermöglichen. Der gleiche Datensatz ist den Regulierungsbehörden, der Kommission und den Mitgliedstaaten auf Anfrage zur Verfügung zu stellen. Die Regulierungsbehörden, die Mitgliedstaaten und die Kommission behandeln diesen Datensatz vertraulich

▼B

und stellen sicher, dass auch alle Berater, der in ihrem Auftrag auf der Grundlage dieser Daten Analysen durchführen, diesen Datensatz vertraulich behandeln.

*Artikel 51***Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern**

(1) Die Kommission prüft die Mitteilung über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers nach Artikel 52 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 unmittelbar nach ihrem Eingang. Die Kommission übermittelt der maßgeblichen Regulierungsbehörde binnen zwei Monaten ab dem Eingang der Mitteilung ihre Stellungnahme bezüglich der Vereinbarkeit mit Artikel 43 und entweder Artikel 52 Absatz 2 oder Artikel 53 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Für die Ausarbeitung der in Unterabsatz 1 genannten Stellungnahme kann die Kommission eine Stellungnahme von ACER zur Entscheidung der Regulierungsbehörde beantragen. In diesem Fall wird die in Unterabsatz 1 genannte Zweimonatsfrist um weitere zwei Monate verlängert.

Legt die Kommission innerhalb der in den Unterabsätzen 1 und 2 genannten Fristen keine Stellungnahme vor, so wird davon ausgegangen, dass sie keine Einwände gegen die Entscheidung der Regulierungsbehörde erhebt.

(2) Binnen zwei Monaten nach Eingang einer Stellungnahme der Kommission trifft die Regulierungsbehörde ihre endgültige Entscheidung bezüglich der Zertifizierung des Übertragungsnetzbetreibers, wobei sie die Stellungnahme der Kommission so weit wie möglich berücksichtigt. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde wird zusammen mit der Stellungnahme der Kommission veröffentlicht.

(3) Die Regulierungsbehörden oder die Kommission können zu jedem Zeitpunkt des Verfahrens von einem Übertragungsnetzbetreiber oder Unternehmen, der bzw. das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, die Vorlage sämtlicher für die Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß diesem Artikel maßgeblichen Informationen verlangen.

(4) Die Regulierungsbehörden und die Kommission wahren die Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen.

(5) Hat die Kommission eine Meldung über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers gemäß Artikel 43 Absatz 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 erhalten, so trifft sie eine Entscheidung zu der Zertifizierung. Die Regulierungsbehörde kommt der Entscheidung der Kommission nach.

KAPITEL VI

VERTEILERNETZBETRIEB*Artikel 52***Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber**

(1) Die Verteilernetzbetreiber arbeiten auf Unionsebene im Rahmen der EU-VNBO zusammen, um die Vollendung und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sowie die optimale Verwaltung und den koordinierten Betrieb der Verteiler- und Übertragungsnetze zu fördern. Die Verteilernetzbetreiber, die in der EU-VNBO mitarbeiten möchten, haben das Recht, eingetragene Mitglieder dieser Organisation zu werden.

▼B

Eingetragene Mitglieder können selbst in der EU-VNBO mitarbeiten oder sich von dem vom Mitgliedstaat benannten nationalen Verband oder einem unionsweit tätigen Verband vertreten lassen.

(2) Verteilernetzbetreiber dürfen sich zu einer EU-VNBO zusammenschließen. Die EU-VNBO übernimmt die in Artikel 55 vorgesehenen Aufgaben und Verfahren. Als Sachverständigenorganisation, die im gemeinsamen Interesse der Union arbeitet, vertritt sie keine Partikularinteressen und versucht auch nicht, den Entscheidungsprozess zu beeinflussen, um sich für besondere Interessen einzusetzen.

(3) Die Mitglieder der EU-VNBO müssen sich eintragen lassen und einen fairen und angemessenen Mitgliedsbeitrag bezahlen, der die Anzahl der an den betreffenden Verteilernetzbetreiber angeschlossenen Kunden widerspiegelt.

*Artikel 53***Gründung der EU-VNBO**

(1) Die EU-VNBO besteht mindestens aus einer Generalversammlung, einem Verwaltungsrat, einer Strategieberatungsgruppe, Sachverständigengruppen und einem Generalsekretär.

(2) Bis zum 5. Juli 2020 legen die Verteilernetzbetreiber der Kommission und ACER den Entwurf der Satzung gemäß Artikel 54, einschließlich eines Verhaltenskodex, die Liste der eingetragenen Mitglieder und den Entwurf der Geschäftsordnung — einschließlich der Verfahrensregeln für die Konsultation von ENTSO (Strom) und anderer Interessenträger sowie der Finanzierungsvorschriften — der zu gründenden EU-VNBO vor.

Im Entwurf der Geschäftsordnung der EU-VNBO muss eine ausgewogene Vertretung aller teilnehmenden Verteilernetzbetreiber sichergestellt sein.

(3) Binnen zwei Monaten nach Eingang des Entwurfs der Satzung, der Mitgliederliste und des Entwurfs der Geschäftsordnung übermittelt ACER der Kommission nach der Anhörung der Organisationen, die alle Interessenträger — insbesondere die Verteilernetzbenutzer — vertreten, ihre Stellungnahme.

(4) Binnen drei Monaten nach Eingang der Stellungnahme von ACER gibt die Kommission unter Berücksichtigung der in Absatz 3 vorgesehenen Stellungnahme von ACER eine Stellungnahme zum Entwurf der Satzung, zur Mitgliederliste und zum Entwurf der Geschäftsordnung ab.

(5) Binnen drei Monaten nach dem Eingangs der positiven Stellungnahme der Kommission gründen die Verteilernetzbetreiber die EU-VNBO und verabschieden und veröffentlichen deren Satzung und Geschäftsordnung.

(6) Im Fall von Änderungen oder auf begründeten Antrag einer der beiden sind die in Absatz 2 genannten Unterlagen der Kommission und ACER vorzulegen. ACER und die Kommission nehmen nach dem in den Absätzen 2, 3 und 4 festgelegten Verfahren Stellung.

(7) Die Kosten im Zusammenhang mit den Tätigkeiten der EU-VNBO werden von den als Mitglieder eingetragenen Verteilernetzbetreibern getragen und bei der Entgeltberechnung berücksichtigt. Die Regulierungsbehörden stimmen diesen Kosten nur dann zu, wenn sie angemessen und verhältnismäßig sind.

▼B*Artikel 54***Wesentliche Vorschriften und Verfahren für die EU-VNBO**

- (1) In der gemäß Artikel 53 verabschiedeten Satzung der EU-VNBO werden folgende Grundsätze verankert:
- a) Die Mitarbeit in der EU-VNBO ist auf eingetragene Mitglieder beschränkt, wobei die Mitglieder Befugnisse untereinander delegieren können.
 - b) Strategische Entscheidungen zu den Tätigkeiten der EU-VNBO und politische Leitlinien für den Verwaltungsrat werden von der Generalversammlung verabschiedet.
 - c) Beschlüsse der Generalversammlung gelten als angenommen,
 - i) wobei jedes Mitglied über eine Anzahl von Stimmen verfügt, die der jeweiligen Kundenzahl entspricht,
 - ii) wenn 65 % der auf die Mitglieder der Generalversammlung entfallenden Stimmen abgegeben sind, und
 - iii) der Beschluss durch eine Mehrheit von mindestens 55 % der Mitglieder der Generalversammlung erlassen wird.
 - d) Beschlüsse der Generalversammlung gelten als abgelehnt,
 - i) wobei jedes Mitglied über eine Anzahl von Stimmen verfügt, die der jeweiligen Kundenzahl entspricht,
 - ii) wenn 35 % der auf die Mitglieder der Generalversammlung entfallenden Stimmen abgegeben sind, und
 - iii) der Beschluss von mindestens 25 % der Mitglieder der Generalversammlung abgelehnt wird.
 - e) Der Verwaltungsrat wird von der Generalversammlung für eine Amtszeit von höchstens vier Jahren gewählt.
 - f) Der Verwaltungsrat benennt aus dem Kreise seiner Mitglieder den Präsidenten und die drei Vizepräsidenten.
 - g) Die Zusammenarbeit zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern gemäß Artikel 56 und 57 wird vom Verwaltungsrat geleitet.
 - h) Beschlüsse des Verwaltungsrats werden mit einer absoluten Mehrheit angenommen.
 - i) Auf Vorschlag des Verwaltungsrats ernennt die Generalversammlung aus dem Kreise ihrer Mitglieder den Generalsekretär für eine Amtszeit von vier Jahren, die einmal verlängert werden kann.
 - j) Auf Vorschlag des Verwaltungsrats setzt die Generalversammlung Sachverständigengruppen ein, die aus höchstens 30 Mitgliedern bestehen und die zu einem Drittel Nichtmitglieder der EU-VNBO sein können; darüber hinaus wird eine Ländersachverständigengruppe eingesetzt, die aus genau einem Vertreter der Verteilernetzbetreiber je Mitgliedstaat besteht.
- (2) Mit den von der EU-VNBO verabschiedeten Verfahren wird sichergestellt, dass ihre Mitglieder fair und angemessen behandelt werden, und in den Verfahren kommt die vielfältige geografische und wirtschaftliche Struktur ihrer Mitgliedschaft zum Ausdruck. Insbesondere sehen die Verfahren vor, dass

▼B

- a) der Verwaltungsrat aus seinem Präsidenten und 27 Mitgliedervertretern besteht, von denen
 - i) Neun Vertreter die Vertreter von Mitgliedern mit mehr als 1 Million Netznutzern,
 - ii) Neun Vertreter die Vertreter von Mitgliedern mit mehr als 100 000 und weniger als 1 Million Netznutzern und
 - iii) Neun Vertreter die Vertreter von Mitgliedern mit weniger als 100 000 Netznutzern sind;
- b) die Vertreter bestehender VNB-Verbände als Beobachter an den Sitzungen des Verwaltungsrats teilnehmen können;
- c) dem Verwaltungsrat höchstens drei Vertreter von Mitgliedern aus demselben Mitgliedstaat oder demselben Konzern angehören dürfen;
- d) jeder Vizepräsident des Verwaltungsrats aus dem Kreise der Vertreter der Mitglieder jeder der unter Buchstabe a beschriebenen Kategorien benannt wird;
- e) die Vertreter der Mitglieder aus ein und demselben Mitgliedstaat oder ein und demselben Konzern nicht die Mehrheit der Teilnehmer einer Sachverständigengruppe bilden dürfen;
- f) der Verwaltungsrat eine Strategieberatungsgruppe einsetzt, die ihm und den Sachverständigengruppen gegenüber Stellungnahmen abgibt und aus Vertretern der europäischen VNB-Verbände sowie aus Vertretern derjenigen Mitgliedstaaten, die im Verwaltungsrat nicht vertreten sind, besteht.

*Artikel 55***Aufgaben der EU-VNBO**

- (1) Die EU-VNBO hat folgende Aufgaben:
 - a) Förderung des Betriebs und der Planung von Verteilernetzen in Abstimmung mit dem Betrieb und der Planung von Übertragungsnetzen;
 - b) Erleichterung der Integration erneuerbarer Energiequellen, dezentraler Energieerzeugung und anderer in das Verteilernetz eingebundener Ressourcen wie Energiespeicherung;
 - c) Erleichterung der lastseitigen Flexibilität und Laststeuerung sowie des Zugangs der Nutzer von Verteilernetzen zu Märkten;
 - d) Beitrag zur Digitalisierung der Verteilernetze einschließlich der Einführung intelligenter Netze und intelligenter Messsysteme;
 - e) Unterstützung des Ausbaus der Datenverwaltung, der Cybersicherheit und des Datenschutzes in Zusammenarbeit mit den maßgeblichen Behörden und regulierten Unternehmen;
 - f) Beteiligung an der Ausarbeitung von Netzkodizes, die für den Betrieb und die Planung der Verteilernetze sowie für den koordinierten Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze maßgeblich sind, gemäß Artikel 59.
- (2) Die EU-VNBO muss außerdem

▼B

- a) in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) die Durchführung der gemäß dieser Verordnung erlassenen Netzkodizes und Leitlinien beobachten, die für den Betrieb und die Planung der Verteilernetze sowie für den koordinierten Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze maßgeblich sind;
- b) mit ENTSO (Strom) zusammenarbeiten und bewährte Verfahren für den koordinierten Betrieb und die koordinierte Planung von Übertragungs- und Verteilernetzen übernehmen, zu denen beispielsweise der Datenaustausch zwischen den Betreibern und die Koordinierung von dezentralen Energieressourcen gehören;
- c) an der Ermittlung bewährter Verfahren für die in Absatz 1 aufgeführten Bereiche sowie für die Einführung von Verbesserungen der Energieeffizienz im Verteilernetz arbeiten;
- d) ein Jahresarbeitsprogramm und einen Jahresbericht verabschieden;
- e) ihre Tätigkeit gemäß dem Wettbewerbsrecht ausüben und Neutralität wahren.

*Artikel 56***Konsultationen im Verfahren für die Ausarbeitung von Netzkodizes**

- (1) Während sie sich an der Ausarbeitung neuer Netzkodizes nach Artikel 59 beteiligt, konsultiert die EU-VNBO gemäß der in Artikel 53 genannten Verfahrensordnung für Konsultationen umfassend, frühzeitig und auf offene und transparente Weise alle maßgeblichen Interessenträger, insbesondere Organisationen, die solche Interessenträger vertreten. Bei den Konsultationen werden die nationalen Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden, Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, Netznutzer einschließlich der Kunden, technische Gremien und Foren der Interessenträger einbezogen. Dabei wird das Ziel verfolgt, während des Entscheidungsprozesses die Standpunkte und Vorschläge aller maßgeblichen Kreise einzuholen.
- (2) Alle Unterlagen und Sitzungsprotokolle zu den in Absatz 1 genannten Konsultationen werden der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.
- (3) Die EU-VNBO berücksichtigt die bei den Konsultationen dargelegten Standpunkte. Vor der Annahme von Vorschlägen für die in Artikel 59 genannten Netzkodizes teilt die EU-VNBO mit, wie die im Rahmen der Konsultationen erhaltenen Stellungnahmen berücksichtigt wurden. Wurden Stellungnahmen nicht berücksichtigt, so gibt ENTSO (Strom) eine Begründung ab.

*Artikel 57***Zusammenarbeit zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern**

- (1) Die Verteilernetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten bei der Planung und dem Betrieb ihrer Netze zusammen. Insbesondere tauschen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber alle Informationen und Daten aus, die die Ergebnisse von Erzeugungsanlagen und Laststeuerung, den täglichen Betrieb ihrer Netze sowie die langfristige Planung von Investitionen in die Netze betreffen und die erforderlich sind, um den kostenwirksamen, sicheren und zuverlässigen Ausbau und Betrieb ihrer Netze zu gewährleisten.

▼B

(2) Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber arbeiten zusammen, um koordiniert auf Ressourcen wie dezentrale Erzeugung, Energiespeicherung oder Laststeuerung zugreifen zu können, die in bestimmten Bedarfsfällen sowohl den Verteilernetzbetreibern als auch den Übertragungsnetzbetreibern zugutekommen können.

▼M2

(3) Die Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber arbeiten zusammen, um übereinstimmende Informationen über die für neue Anschlüsse in ihren jeweiligen Betriebsgebieten verfügbare Kapazität in kohärenter Weise zu veröffentlichen, die den Entwicklern neuer Energieprojekte und anderen potenziellen Netznutzern ausreichend granulare Visibilität verschaffen.

▼B

KAPITEL VII

NETZKODIZES UND LEITLINIEN

*Artikel 58***Verabschiedung von Netzkodizes und Leitlinien**

(1) Die Kommission kann im Rahmen ihrer Befugnisse gemäß den Artikeln 59, 60 und 61 Durchführungsrechtsakte oder delegierte Rechtsakte erlassen. Solche Rechtsakte können entweder gemäß dem in Artikel 59 festgelegten Verfahren als Netzkodizes auf der Grundlage von Textvorschlägen, die von ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Artikel 59 Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — der EU-VNBO erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) und ACER ausgearbeitet wurden, oder als Leitlinien gemäß dem Verfahren nach Artikel 61 erlassen werden.

(2) Die Netzkodizes und Leitlinien

- a) müssen das zur Verwirklichung der Ziele dieser Verordnung erforderliche Mindestmaß an Harmonisierung herbeiführen,
- b) müssen etwaigen regionalen Besonderheiten Rechnung tragen,
- c) dürfen nicht über das für die Erreichung der Ziele von Buchstabe a erforderliche Maß hinausgehen und
- d) dürfen nicht das Recht der Mitgliedstaaten berühren, für Angelegenheiten, die nicht den zonenübergreifenden Handel betreffen, nationale Netzkodizes aufzustellen.

*Artikel 59***Festlegung der Netzkodizes**

(1) Die Kommission ist befugt, Durchführungsrechtsakte zu erlassen, um zur Gewährleistung einheitlicher Bedingungen für die Durchführung dieser Verordnung Netzkodizes für die folgenden Bereiche festzulegen:

- a) Regeln für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit einschließlich der Regeln für technische Übertragungsreservekapazitäten zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit sowie Regeln für die Interoperabilität zur Umsetzung von Artikel 34 bis 47 und Artikels 57 dieser

▼ B

Verordnung und Artikel 40 der Richtlinie (EU) 2019/944, darunter Regeln für Netzzustände, Entlastungsmaßnahmen und Betriebssicherheitsgrenzwerte, Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement, Kurzschlussstrommanagement, Leistungsflussmanagement, Ausfallvariantenrechnung und -management, Schutzeinrichtungen und -maßnahmen, Datenaustausch, Konformität, Aus- und Weiterbildung, Betriebsplanung und Betriebssicherheitsanalyse, regionale Koordinierung der Betriebssicherheit, Nichtverfügbarkeitskoordinierung, Verfügbarkeitspläne für maßgebliche Anlagen, Leistungsbilanzanalyse, Systemdienstleistungen, Fahrplanerstellung und Betriebsplanungsdatenumgebungen (Operational Planning Data Environments, OPDE);

▼ M2

- b) Regeln für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement gemäß den Artikeln 7 bis 10, 13 bis 17, 19 und 35 bis 37 dieser Verordnung sowie Artikel 6 der Richtlinie (EU) 2019/944, darunter Regeln für Methoden und Verfahren zur Berechnung der Day-Ahead-, Intraday- und langfristigen Kapazität, Netzmodelle, Gebotszonenkonfiguration, Redispatch und Countertrading, Handelsalgorithmen, einheitliche Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung, verschiedene Governance-Optionen, Verbindlichkeit der vergebenen zonenübergreifenden Kapazität, Verteilung der Engpasserlöse, Einzelheiten und spezifischen Merkmale der in Artikel 9 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Instrumente unter Bezugnahme auf die in den Absätzen 4 und 5 des genannten Artikels aufgeführten Elemente, Vergabemöglichkeiten und Erleichterung des Handels im Zusammenhang mit langfristigen finanziellen Übertragungsrechten durch die zentrale Vergabepattform und Häufigkeit der Vergabe, Laufzeiten und spezifische Art dieser langfristigen Übertragungsrechte, Risikoabsicherung bei zonenübergreifender Übertragung, Nominierungsverfahren sowie Deckung der Kosten der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements und die Methode für den Ausgleich für Betreiber von Offshore-Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen;

▼ B

- c) Regeln für den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Netzzugangsdienste und den Ausgleich zwischen Netzen zur Umsetzung der Artikel 5, 6 und 17, einschließlich netzbezogener Regeln für die Reserveleistung, darunter Regeln für die Aufgaben und Zuständigkeiten, Plattformen für den Austausch von Regularbeit, Zeitpunkte der Marktschließung, Anforderungen an Standard-Regelreserveprodukten und spezifische Regelreserveprodukte, Beschaffung von Regelreserve, Zuweisung grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Austausch von Regelreserve oder die Reserventeilung, Abrechnung von Regularbeit, Abrechnung des Energieaustauschs zwischen Netzbetreibern, Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen und Abrechnung von Regelleistung, Regeln für die Leistungsfrequenzregelung, qualitätsbestimmende Frequenzparameter und Frequenzqualitätszielparameter, Frequenzhaltungsreserven, Frequenzwiederherstellungsreserven, Ersatzreserven, den Reservenaustausch und die Reserventeilung, grenzüberschreitende Aktivierung von Reserven, Zeitregelungsverfahren sowie die Transparenz der Informationen;
- d) Regeln für die diskriminierungsfreie, transparente Erbringung nicht frequenzbezogener Systemdienstleistungen zur Umsetzung der Artikel 36, 40 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944 darunter statische

▼B

Spannungsregelung, Schwungmasse, dynamische Blindstromstützung, Schwungmasse für die Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Fähigkeit zum Inselbetrieb;

- e) Regeln für die Laststeuerung, einschließlich Aggregierung, Energiespeicherung und Lasteinschränkung zur Umsetzung der Artikel 17, 31, 32, 36, 40 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944 sowie von Artikel 57 dieser Verordnung.

Diese Durchführungsrechtsakte werden nach dem in Artikel 67 Absatz 2 vorgesehenen Prüfverfahren erlassen.

- (2) Die Kommission ist gemäß Artikel 68 befugt, delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch Festlegung von Netzkodizes für die folgenden Bereiche zu erlassen:

▼M2

- a) Regeln für den Netzanschluss, einschließlich Regeln für den Anschluss von Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss, Verteilernetzanlagen und Verteilernetzen mit Übertragungsnetzanschluss, Anschluss von Verbrauchseinheiten, die zur Erbringung von Laststeuerung genutzt werden, Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger und andere Netznutzer, Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme), Bestimmungen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen sowie Betriebserlaubnisverfahren für den Netzanschluss;

▼B

- b) Regeln für den Datenaustausch, die Abrechnung und die Transparenz, insbesondere in Bezug auf Transferkapazitäten für maßgebliche Zeithorizonte, Schätzungen und tatsächliche Werte für die Zuweisung und Nutzung von Übertragungskapazitäten, die Prognose und die tatsächliche Nachfrage von Anlagen und deren Aggregation, einschließlich der Nichtverfügbarkeit von Anlagen, die prognostizierte und die tatsächliche Erzeugung von Erzeugungseinheiten und deren Aggregation, einschließlich der Nichtverfügbarkeit von Einheiten, die Verfügbarkeit und Nutzung von Netzen, Maßnahmen des Engpassmanagements und Regelarbeitsmarktdaten; die Regeln sollten die Art und Weise, wie die Informationen veröffentlicht werden, den Zeitpunkt der Veröffentlichung und die für die Bearbeitung verantwortlichen Stellen umfassen;
- c) Regeln für den Netzzugang Dritter;
- d) operative Notzustand- und Wiederaufbauverfahren bei Notfällen, einschließlich Systemschutzplänen, Netzwiederaufbauplänen, Marktinteraktionen, Informationsaustausch und Kommunikation sowie Instrumenten und Anlagen;
- e) branchenspezifische Regeln für die Cybersicherheitsaspekte grenzüberschreitender Stromflüsse, einschließlich Regeln für gemeinsame Mindestanforderungen, Planung, Beobachtung, Berichterstattung und Krisenbewältigung.

- (3) Die Kommission stellt nach Anhörung von ACER, von ENTSO (Strom), der EU-VNBO und der anderen maßgeblichen Interessenträger alle drei Jahre eine Prioritätenliste auf, in der die in den Absätzen 1 und 2 genannten Bereiche aufgeführt werden, die in die Ausarbeitung der Netzkodizes einbezogen werden.

▼B

Wenn der Gegenstand des Netzkodex unmittelbar mit dem Betrieb des Verteilernetzes zusammenhängt und für das Übertragungsnetz nicht unbedingt maßgeblich ist, kann die Kommission verlangen, dass die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) einen Redaktionsausschuss einberuft und ACER einen Vorschlag für einen Netzkodex vorlegt.

(4) Die Kommission beantragt bei ACER, ihr innerhalb einer angemessenen Frist von höchstens sechs Monaten nach Eingang des Antrags der Kommission eine nicht bindende Rahmenleitlinie (im Folgenden „Rahmenleitlinie“) vorzulegen, die präzise und objektive Grundsätze für die Entwicklung von Netzkodizes für die in der Prioritätenliste aufgeführten Bereiche enthält. Der Antrag der Kommission kann Bedingungen enthalten, die in der Rahmenleitlinie zu berücksichtigen sind. Jede Rahmenleitlinie muss zur Marktintegration, zur unterschiedslosen Behandlung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes beitragen. Auf einen mit Gründen versehenen Antrag von ACER hin kann die Kommission die Frist zur Vorlage der Leitlinien verlängern.

(5) ACER führt über einen Zeitraum von mindestens zwei Monaten eine offene und transparente förmliche Anhörung von ENTSO (Strom), der EU-VNBO und anderer maßgeblicher Interessenträger zu der Rahmenleitlinie durch.

(6) ACER legt der Kommission eine nicht bindende Rahmenleitlinie vor, wenn sie gemäß Absatz 4 dazu aufgefordert wird.

(7) Trägt die Rahmenleitlinie nach Auffassung der Kommission nicht zur Marktintegration, zur unterschiedslosen Behandlung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes bei, so kann sie ACER auffordern, die Rahmenleitlinie innerhalb einer angemessenen Frist zu überarbeiten und erneut der Kommission vorzulegen.

(8) Legt ACER nicht innerhalb der von der Kommission nach Absatz 4 oder Absatz 7 gesetzten Frist eine Rahmenleitlinie erstmals oder erneut vor, so arbeitet die Kommission diese Rahmenleitlinie aus.

(9) Die Kommission fordert ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) auf, ACER innerhalb einer angemessenen Frist von höchstens zwölf Monaten nach Eingang der Aufforderung der Kommission einen Vorschlag für einen Netzkodex vorzulegen, der der einschlägigen Rahmenleitlinie entspricht.

(10) ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) beruft einen Redaktionsausschuss ein, der ENTSO (Strom) bzw. die EU-VNBO im Verfahren der Ausarbeitung des Netzkodex unterstützt. Der Redaktionsausschuss besteht aus Vertretern von ACER, von ENTSO (Strom), der EU-VNBO (soweit angebracht) und der NEMO (soweit angebracht) sowie einer begrenzten Zahl der wichtigsten betroffenen Interessenträger. ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) arbeitet auf Aufforderung durch die Kommission gemäß Absatz 9 Vorschläge für Netzkodizes für die in den Absätzen 1 und 2 des vorliegenden Artikels genannten Bereiche aus.

▼B

(11) ACER überarbeitet den vorgeschlagenen Netzkodex und sorgt dafür, dass der anzunehmende Netzkodex der einschlägigen Rahmenleitlinie entspricht und zur Marktintegration, zur unterschiedslosen Behandlung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes beiträgt, und legt den überarbeiteten Netzkodex binnen sechs Monaten nach dem Eingang des Vorschlags der Kommission vor. ACER trägt in dem der Kommission vorgelegten Vorschlag den Ansichten aller Akteure Rechnung, die an der von ENTSO (Strom) oder der EU-VNBO geleiteten Ausarbeitung des Vorschlags beteiligt waren, und führt zu der bei der Kommission einzureichenden Fassung eine Konsultation der maßgeblichen Interessenträger durch.

(12) Ist ENTSO (Strom) oder die EU-VNBO außerstande, innerhalb der von der Kommission nach Absatz 9 gesetzten Frist einen Netzkodex auszuarbeiten, so kann die Kommission ACER auffordern, auf der Grundlage der einschlägigen Rahmenleitlinie den Entwurf eines Netzkodex auszuarbeiten. ACER kann, während sie diesen Entwurf ausarbeitet, eine weitere Anhörung einleiten. ACER legt den nach diesem Absatz ausgearbeiteten Entwurf eines Netzkodex der Kommission vor und kann ihr dessen Annahme empfehlen.

(13) Die Kommission kann von sich aus, wenn ENTSO (Strom) oder die EU-VNBO keinen Netzkodex ausgearbeitet hat oder ACER keinen Entwurf eines Netzkodex gemäß Absatz 12 ausgearbeitet hat, oder auf Vorschlag von ACER gemäß Absatz 11 einen oder mehrere Netzkodizes für die in den Absätzen 1 und 2 aufgeführten Bereiche erlassen.

(14) Plant die Kommission, von sich aus einen Netzkodex zu erlassen, so konsultiert sie ACER, ENTSO (Strom) und alle maßgeblichen Interessenträger innerhalb eines Zeitraums von mindestens zwei Monaten zu dem Entwurf eines Netzkodex.

(15) Dieser Artikel berührt nicht das Recht der Kommission, die Leitlinien gemäß Artikel 61 zu erlassen und zu ändern. Davon unberührt bleibt auch die Möglichkeit von ENTSO (Strom), in den in den Absätzen 1 und 2 genannten Bereichen nicht bindende Leitlinien auszuarbeiten, sofern diese Leitlinien nicht die Bereiche betreffen, für die die Kommission eine Aufforderung an ENTSO (Strom) gerichtet hat. Diese Leitlinien werden ACER von ENTSO (Strom) zur Stellungnahme zugeleitet; ENTSO (Strom) trägt dieser Stellungnahme gebührend Rechnung.

*Artikel 60***Änderung von Netzkodizes**

(1) Die Kommission ist befugt die Netzkodizes in den in Artikel 59 Absätze 1 und 2 genannten Bereichen nach dem jeweils einschlägigen Verfahren dieses Artikels zu ändern. Änderungen können gemäß den Absätzen 2 bis 3 des vorliegenden Artikels auch von ACER vorgeschlagen werden.

(2) Entwürfe zur Änderung eines gemäß Artikel 59 angenommenen Netzkodex können ACER von Personen vorgeschlagen werden, die wahrscheinlich ein Interesse an diesem Netzkodex haben, wozu unter anderem ENTSO (Strom), die EU-VNBO, die Regulierungsbehörden, Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber, Netznutzer und Verbraucher zählen. Auch ACER kann von sich aus Änderungen vorschlagen.

▼B

(3) ACER kann der Kommission mit Gründen versehene Änderungsvorschläge unterbreiten, wobei sie erläutert, inwieweit die Vorschläge mit den Zielen der Netzkodizes nach Artikel 59 Absatz 3 dieser Verordnung übereinstimmen. Sofern sie einen Änderungsvorschlag für zulässig erachtet oder Änderungen von ihr selbst vorgeschlagen werden, konsultiert ACER alle Interessenträger in Übereinstimmung mit Artikel 14 der Verordnung (EU) 2019/942.

*Artikel 61***Leitlinien**

(1) Die Kommission ist befugt, in den in diesem Artikel aufgeführten Bereichen verbindliche Leitlinien zu verabschieden.

(2) Die Kommission ist befugt, Leitlinien in den Bereichen zu erlassen, in denen solche Rechtsakte auch nach dem Verfahren zur Festlegung von Netzkodizes gemäß Artikel 59 Absätze 1 und 2 entwickelt werden könnten. Diese Leitlinien werden, je nach der maßgeblichen Befugnisübertragung nach dieser Verordnung, in Form von delegierten Rechtsakten oder Durchführungsrechtsakten erlassen.

(3) Die Kommission ist befugt, gemäß Artikel 68 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern zu erlassen. In diesen Leitlinien wird entsprechend den in den Artikeln 18 und 49 niedergelegten Grundsätzen Folgendes geregelt:

- a) Einzelheiten des Verfahrens zur Ermittlung der zu Ausgleichszahlungen für grenzüberschreitende Stromflüsse verpflichteten Übertragungsnetzbetreiber, einschließlich der Aufteilung zwischen den Betreibern von nationalen Übertragungsnetzen, aus denen grenzüberschreitende Stromflüsse stammen, und von Netzen, in denen diese Stromflüsse enden, gemäß Artikel 49 Absatz 2;
- b) Einzelheiten des einzuhaltenden Zahlungsverfahrens einschließlich der Festlegung des ersten Zeitraums, für den Ausgleichszahlungen zu leisten sind, gemäß Artikel 49 Absatz 3 Unterabsatz 2;
- c) Einzelheiten der Methoden für die Bestimmung der durchgeleiteten grenzüberschreitenden Stromflüsse, für die nach Artikel 49 Ausgleichszahlungen zu leisten sind, sowohl hinsichtlich der Mengen als auch der Art der Stromflüsse, und für die nach Artikel 49 Absatz 5 durchzuführende Feststellung der Größe dieser Stromflüsse, die aus Übertragungsnetzen einzelner Mitgliedstaaten stammen bzw. dort enden;
- d) Einzelheiten der Methode für die Ermittlung des Nutzens und der Kosten, die infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstanden sind, gemäß Artikel 49 Absatz 6;
- e) Einzelheiten der Behandlung von Stromflüssen, die aus Ländern außerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums stammen oder in diesen Ländern enden, im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern;
- f) Beteiligung nationaler, durch Gleichstromleitungen miteinander verbundener Netze gemäß Artikel 49.

▼B

(4) Erforderlichenfalls kann die Kommission Durchführungsrechtsakte erlassen, mit denen Leitlinien festgelegt werden, die das zur Verwirklichung der Ziele dieser Verordnung erforderliche Mindestmaß an Harmonisierung bewirken. Diese Leitlinien regeln überdies Folgendes:

- a) Einzelheiten der Regeln für den Stromhandel zur Umsetzung von Artikel 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 und der Artikel 5 bis 10, 13 bis 17, 35, 36 und 37 der vorliegenden Verordnung;
- b) Einzelheiten der Regeln für Investitionsanreize für Leitungskapazitäten einschließlich ortsabhängiger Preissignale zur Umsetzung von Artikel 19.

Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 67 Absatz 2 genannten Prüfverfahren erlassen.

(5) Die Kommission kann im Rahmen von Durchführungsrechtsakten Leitlinien für die operative Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber auf Unionsebene erlassen. Diese Leitlinien sind mit den Netzkodizes gemäß Artikel 59 vereinbar und beruhen auf diesen Netzkodizes und den angenommenen Spezifikationen gemäß Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe i. Beim Erlass dieser Leitlinien trägt die Kommission den regional und national unterschiedlichen operativen Anforderungen Rechnung.

Diese Durchführungsrechtsakte werden nach dem in Artikel 67 Absatz 2 genannten Prüfverfahren erlassen.

(6) Bei Erlass oder Änderung von Leitlinien konsultiert die Kommission ACER, ENTSO (Strom), die EU-VNBO und erforderlichenfalls weitere Interessenträger.

Artikel 62

Recht der Mitgliedstaaten, detailliertere Maßnahmen vorzusehen

Diese Verordnung lässt das Recht der Mitgliedstaaten unberührt, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als diese Verordnung, die Leitlinien nach Artikel 61 oder die Netzkodizes nach Artikel 59 enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind.

KAPITEL VIII

SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 63

Neue Verbindungsleitungen

(1) Neue Gleichstromverbindungsleitungen können unter folgenden Voraussetzungen auf Antrag für eine begrenzte Dauer von Artikel 19 Absätze 2 und 3 dieser Verordnung und der Artikel 6, 43, Artikel 59 Absatz 7 und Artikel 60 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 ausgenommen werden:

▼B

- a) Durch die Investition wird der Wettbewerb in der Stromversorgung verbessert.
- b) Das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne die Gewährung einer Ausnahme nicht getätigt würde.
- c) Die Verbindungsleitung muss Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person sein, die zumindest der Rechtsform nach von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die entsprechende Verbindungsleitung gebaut wird.
- d) Von den Nutzern dieser Verbindungsleitung werden Entgelte verlangt.
- e) Seit der Teilmarktöffnung gemäß Artikel 19 der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁶⁾ dürfen keine Anteile der Kapital- oder Betriebskosten der Verbindungsleitung über irgendeine Komponente der Entgelte für die Nutzung der Übertragungs- oder Verteilernetze, die durch diese Verbindungsleitung miteinander verbunden werden, gedeckt worden sein.
- f) Die Ausnahme darf sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das echte Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes auswirken, an das die Verbindungsleitung angeschlossen ist.

(2) Absatz 1 gilt in Ausnahmefällen auch für Wechselstromverbindungsleitungen, sofern die Kosten und die Risiken dieser Investition im Vergleich zu den Kosten und Risiken, die normalerweise bei einer Verbindung zweier benachbarter nationaler Übertragungsnetze durch eine Wechselstromverbindungsleitung auftreten, besonders hoch sind.

(3) Absatz 1 gilt auch für erhebliche Kapazitätserhöhungen bei vorhandenen Verbindungsleitungen.

(4) Die Entscheidung über die Gewährung von Ausnahmen nach den Absätzen 1, 2 und 3 wird in jedem Einzelfall von den Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten getroffen. Eine Ausnahme kann sich auf die Gesamtkapazität oder nur einen Teil der Kapazität der neuen Verbindungsleitung oder der vorhandenen Verbindungsleitung mit erheblich erhöhter Kapazität erstrecken.

Binnen zwei Monaten ab Erhalt des Antrags auf eine Ausnahme durch die letzte betroffene Regulierungsbehörde kann ACER diesen Regulierungsbehörden eine Stellungnahme übermitteln. Die Regulierungsbehörden können ihre Entscheidung auf Grundlage dieser Stellungnahme fällen.

Bei der Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme wird von den Regulierungsbehörden in jedem Einzelfall der Notwendigkeit Rechnung getragen, Bedingungen für die Dauer der Ausnahme und die diskriminierungsfreie Gewährung des Zugangs zu der Verbindungsleitung aufzuerlegen. Bei der Entscheidung über diese Bedingungen werden von den Regulierungsbehörden insbesondere die neu zu schaffende Kapazität oder die Änderung der bestehenden Kapazität, der Zeitrahmen des Vorhabens und die nationalen Gegebenheiten berücksichtigt.

⁽¹⁶⁾ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 27 vom 30.1.1997, S. 20).

▼B

Vor der Gewährung einer Ausnahme entscheiden die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten über die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe. Die Regeln für das Engpassmanagement müssen die Verpflichtung einschließen, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten, und die Nutzer der Infrastruktur müssen das Recht erhalten, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Bei der Bewertung der in Absatz 1 Buchstaben a, b und f genannten Kriterien werden die Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens berücksichtigt.

Haben alle betroffenen Regulierungsbehörden binnen sechs Monaten nach Eingang des Antrags eine Einigung über die Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme erzielt, unterrichten sie ACER über diese Entscheidung.

Die Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme — einschließlich der in Unterabsatz 3 genannten Bedingungen — ist ordnungsgemäß zu begründen und zu veröffentlichen.

(5) Die in Absatz 4 genannten Entscheidungen werden von ACER getroffen,

- a) wenn alle betroffenen nationalen Regulierungsbehörden binnen sechs Monaten ab dem Tag, an dem die letzte dieser Regulierungsbehörden mit dem Antrag auf eine Ausnahme befasst wurde, keine Einigung erzielen konnten oder
- b) wenn ein gemeinsamer Antrag der betroffenen nationalen Regulierungsbehörden vorliegt.

Vor ihrer Entscheidung konsultiert ACER die betroffenen Regulierungsbehörden und die Antragsteller.

(6) Ungeachtet der Absätze 4 und 5 können die Mitgliedstaaten jedoch vorsehen, dass die Regulierungsbehörde bzw. ACER ihre Stellungnahme zu dem Antrag auf Gewährung einer Ausnahme der maßgeblichen Stelle des Mitgliedstaats zur förmlichen Entscheidung vorlegt. Diese Stellungnahme wird zusammen mit der Entscheidung veröffentlicht.

(7) Eine Abschrift aller Anträge auf Ausnahme wird von den Regulierungsbehörden unverzüglich nach ihrem Eingang ACER und der Kommission zur Unterrichtung übermittelt. Die Entscheidung wird zusammen mit allen für die Entscheidung maßgeblichen Informationen von den betroffenen Regulierungsbehörden oder ACER („meldende Stellen“) der Kommission gemeldet. Diese Informationen können der Kommission in Form einer Zusammenfassung übermittelt werden, die der Kommission eine fundierte Entscheidung ermöglicht. Die Informationen müssen insbesondere Folgendes enthalten:

- a) eine ausführliche Angabe der Gründe, aus denen die Ausnahme gewährt oder abgelehnt wurde, einschließlich der finanziellen Informationen, auf deren Grundlage die Notwendigkeit der Ausnahme gerechtfertigt ist;
- b) eine Untersuchung bezüglich der Auswirkungen der Gewährung der Ausnahme auf den Wettbewerb und das tatsächliche Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts;
- c) eine Begründung der Geltungsdauer der Ausnahme sowie des Anteils an der Gesamtkapazität der jeweiligen Verbindungsleitung, für die die Ausnahme gewährt wird, und
- d) das Ergebnis der Konsultation der betroffenen Regulierungsbehörden.

▼B

(8) Die Kommission kann innerhalb eines Zeitraums von 50 Arbeitstagen ab dem Tag nach dem Eingang einer Meldung gemäß Absatz 7 beschließen, von den meldenden Stellen die Änderung oder den Widerruf der Entscheidung über die Gewährung der Ausnahme zu verlangen. Die Frist von 50 Arbeitstagen kann um weitere 50 Arbeitstage verlängert werden, wenn die Kommission zusätzliche Informationen anfordert. Diese weitere Frist beginnt am Tag nach dem Eingang der vollständigen Informationen. Die ursprüngliche Frist kann ferner mit Zustimmung sowohl der Kommission als auch der meldenden Stellen verlängert werden.

Wenn die angeforderten Informationen nicht innerhalb der in der Aufforderung der Kommission festgesetzten Frist vorgelegt werden, gilt die Meldung als widerrufen, es sei denn, diese Frist wird mit Zustimmung sowohl der Kommission als auch der meldenden Stellen vor ihrem Ablauf verlängert, oder die meldenden Stellen unterrichten die Kommission vor Ablauf der festgesetzten Frist in einer ordnungsgemäß mit Gründen versehenen Erklärung davon, dass sie die Meldung als vollständig betrachten.

Die meldenden Stellen kommen einem Beschluss der Kommission zur Änderung oder zum Widerruf der Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme innerhalb eines Monats nach Erhalt nach und setzen die Kommission davon in Kenntnis.

Die Kommission wahrt die Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen.

Die von der Kommission erteilte Genehmigung einer Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme wird zwei Jahre nach ihrer Erteilung unwirksam, wenn mit dem Bau der Verbindungsleitung zu diesem Zeitpunkt noch nicht begonnen worden ist, und sie wird fünf Jahre nach ihrer Erteilung unwirksam, wenn die Verbindungsleitung zu diesem Zeitpunkt nicht in Betrieb genommen worden ist, es sei denn, die Kommission entscheidet auf der Grundlage eines mit Gründen versehenen Antrags der meldenden Stellen, dass eine Verzögerung auf schwerwiegende administrative Hindernisse zurückzuführen ist, auf die die Person, der die Ausnahme gewährt wurde, keinen Einfluss hat.

(9) Beschließen die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten, eine Entscheidung über eine Ausnahme zu ändern, so übermitteln sie diese Entscheidung zusammen mit allen für die Entscheidung maßgeblichen Informationen unverzüglich der Kommission. Unter Berücksichtigung der Besonderheiten der bestehenden Ausnahme gelten die Absätze 1 bis 8 für diese Entscheidung über die Änderung einer Entscheidung über eine Ausnahme.

(10) Die Kommission kann auf Antrag oder von Amts wegen das Verfahren über einen Antrag auf Gewährung einer Ausnahme wieder aufnehmen,

- a) wenn sich — unter gebührender Berücksichtigung der berechtigten Erwartungen der Parteien und des mit der ursprünglichen Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme erzielten wirtschaftlichen Gleichgewichts — die tatsächlichen Verhältnisse in einem für die Entscheidung wichtigen Punkt geändert haben,
- b) wenn die beteiligten Unternehmen ihre Verpflichtungen nicht einhalten oder
- c) wenn die Entscheidung auf unvollständigen, unrichtigen oder irreführenden Angaben der Parteien beruht.

(11) Die Kommission ist befugt, gemäß Artikel 68 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch Verabschiedung von Leitlinien für die Anwendung der Bedingungen gemäß Absatz 1 und für die Festlegung des zur Anwendung der Absätze 4 und 7 bis 10 einzuhaltenden Verfahrens zu erlassen.



Artikel 64

Freistellungen

(1) Die Mitgliedstaaten können Freistellungen von den einschlägigen Bestimmungen der Artikel 3 und 6, des Artikels 7 Absatz 1, des Artikels 8 Absätze 1 und 4, der Artikel 9, 10 und 11, 14 bis 17, Artikel 19 bis 27, Artikel 35 bis 47 und Artikels 51 beantragen, und zwar in folgenden Fällen:

- a) Der jeweilige Mitgliedstaat kann nachweisen, dass beim Betrieb kleiner isolierter sowie verbundener Netze erhebliche Probleme auftreten;
- b) Es geht um Ausnahmen für Gebiete in äußerster Randlage im Sinne des Artikels 349 AEUV, die aus offensichtlichen physikalischen Gründen nicht an den Energiemarkt der Union angebunden werden können.

In dem in Unterabsatz 1 Buchstabe a genannten Fall ist die Freistellung befristet und an Bedingungen geknüpft, die einen verstärkten Wettbewerb und eine stärkere Integration in den Elektrizitätsbinnenmarkt zum Ziel haben.

In dem in Unterabsatz 1 Buchstabe b genannten Fall ist die Freistellung nicht befristet.

Die Kommission unterrichtet vor einer entsprechenden Entscheidung die Mitgliedstaaten unter Wahrung der Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen über diese Anträge.

Eine nach diesem Artikel gewährte Freistellung hat zum Ziel sicherzustellen, dass der Übergang zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen durch die Ausnahme ebenso wenig behindert wird wie der Übergang zu mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung. Geschäftsinformationen

Bei der Gewährung einer Freistellung bringt die Kommission in ihrer Entscheidung zum Ausdruck, inwiefern in der Freistellung die Anwendung der Netzkodizes und der Leitlinien berücksichtigt werden muss.

(2) Die Artikel 3, 5 und 6, Artikel 7 Absatz 1 und Absatz 2 Buchstaben c und g, die Artikel 8 bis 17, Artikel 18 Absätze 5 und 6, Artikel 19 und 20, Artikel 21 Absätze 1, 2 und 4 bis 8, Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe c, Artikel 22 Absatz 2 Buchstaben b und c, Artikel 22 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 23 bis 27, Artikel 34 Absätze 1, 2 und 3, Artikel 35 bis 47, Artikel 48 Absatz 2, Artikel 49 und 51 gelten nicht für Zypern, bis sein Übertragungsnetz über Verbindungsleitungen an Übertragungsnetze anderer Mitgliedstaaten angeschlossen ist.

Ist Zyperns Übertragungsnetz am 1. Januar 2026 immer noch nicht über Verbindungsleitungen an Übertragungsnetze anderer Mitgliedstaaten angeschlossen, so bewertet Zypern, ob eine Freistellung von diesen Bestimmungen weiter notwendig ist, und kann bei der Kommission eine Verlängerung der Freistellung beantragen. Die Kommission bewertet, ob die Gefahr besteht, dass die Anwendung der einschlägigen Bestimmungen erhebliche Probleme für den Betrieb des Stromsystems in Zypern verursacht, oder ob sich ihre Anwendung in Zypern voraussichtlich vorteilhaft auf das Funktionieren des Marktes auswirkt. Auf der Grundlage dieser Bewertung erlässt die Kommission einen begründeten Beschluss über eine vollständige oder teilweise Verlängerung der Freistellung. Der Beschluss wird im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht.

▼ M2

(2a) Abweichend von Artikel 6 Absätze 9, 10 und 11 können Estland, Lettland und Litauen bis zu fünf Jahre vor der Bereitstellung der Regelleistung Regelleistungsverträge schließen. Die Laufzeit dieser Verträge ist auf acht Jahre nach dem Anschluss Estlands, Lettlands und Litauens an das Synchrongebiet Kontinentaleuropa beschränkt.

Die Regulierungsbehörden Estlands, Lettlands und Litauens können ihren Übertragungsnetzbetreibern gestatten, für bis zu sechs Monate nach dem Tag, an dem das ko-optimierte Zuweisungsverfahren gemäß Artikel 38 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 vollständig umgesetzt und in Betrieb ist, ohne Mengenbeschränkungen grenzüberschreitende Kapazität nach einem marktbasieren Verfahren gemäß Artikel 41 der genannten Verordnung zu vergeben.

(2b) Abweichend von Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe b können die Mitgliedstaaten beantragen, dass für eine Erzeugungskapazität, die vor dem 4. Juli 2019 die kommerzielle Erzeugung aufgenommen hat und die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und mehr als 350 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte kWe ausstößt, unter Vorbehalt der Einhaltung der Artikel 107 und 108 AEUV ausnahmsweise im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus, der von der Kommission vor dem 4. Juli 2019 gebilligt wurde, Zahlungen getätigt werden dürfen bzw. ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen nach dem 1. Juli 2025 eingegangen werden dürfen.

(2c) Die Kommission bewertet die Auswirkungen des in Absatz 2b genannten Antrags hinsichtlich der Treibhausgasemissionen. Die Kommission kann die Freistellung nach Prüfung des in Absatz 2d genannten Berichts gewähren, sofern die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Der Mitgliedstaat hat am oder nach dem 4. Juli 2019 ein wettbewerbliches Angebotsverfahren gemäß Artikel 22 und für einen Lieferzeitraum nach dem 1. Juli 2025 durchgeführt, mit dem die Beteiligung von Kapazitätsanbietern, die die Anforderungen des Artikels 22 Absatz 4 erfüllen, maximiert werden soll;
- b) die Menge der im Rahmen des wettbewerblichen Angebotsverfahrens gemäß Buchstabe a des vorliegenden Absatzes angebotenen Kapazität ist nicht ausreichend, um die gemäß Artikel 20 Absatz 1 ermittelten Bedenken bezüglich der Angemessenheit für den von diesem Angebotsverfahren abgedeckten Lieferzeitraum auszuräumen;
- c) für die Erzeugungskapazität, die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität ausstößt, werden Zahlungen getätigt oder es werden ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen für einen Zeitraum von höchstens einem Jahr und für einen Lieferzeitraum, der nicht die Dauer der Freistellung überschreitet, eingegangen, und sie wird durch ein zusätzliches Beschaffungsverfahren beschafft, das allen Anforderungen des Artikels 22 mit Ausnahme der Anforderungen in Absatz 4 Buchstabe b des genannten Artikels genügt und ausschließlich die Kapazität betrifft, die erforderlich ist, um die unter Buchstabe b des vorliegenden Absatzes genannten ermittelten Bedenken bezüglich der Angemessenheit auszuräumen.

Die Freistellung gemäß diesem Absatz kann bis zum 31. Dezember 2028 angewandt werden, sofern die darin festgelegten Bedingungen während der gesamten Dauer der Freistellung erfüllt sind.

▼ M2

(2d) Dem Antrag auf Freistellung gemäß Absatz 2b ist ein Bericht des Mitgliedstaats beizufügen, der Folgendes enthält:

- a) eine Bewertung der Auswirkungen der Freistellung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen und auf den Übergang zu erneuerbarer Energie, mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung;
- b) einen Plan mit Etappenzielen für die Abkehr von der Beteiligung der in Absatz 2 genannten Erzeugungskapazität an Kapazitätsmechanismen bis zum Ablauf der Freistellung, einschließlich eines Plans zur Beschaffung der erforderlichen Ersatzkapazität im Einklang mit dem indikativen nationalen Zielpfad für den Gesamtanteil erneuerbarer Energie und einer Bewertung der Investitionshemmnisse, die dazu führen, dass in dem unter Buchstabe a des Absatzes 2c genannten wettbewerblichen Angebotsverfahren nicht genügend Gebote abgegeben werden.

▼ B

(3) Diese Verordnung berühren nicht die Anwendung der Freistellungen gemäß Artikel 66 der Richtlinie (EU) 2019/944.

(4) In Bezug auf die Verwirklichung des Verbundziels für 2030 gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 wird die Stromverbindung zwischen Malta und Italien gebührend berücksichtigt.

*Artikel 65***Übermittlung von Informationen und Vertraulichkeit**

(1) Die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden übermitteln der Kommission auf Anforderung alle für die Zwecke der Durchsetzung der Verordnung erforderlichen Informationen.

Unter Berücksichtigung der Komplexität der angeforderten Informationen und der Dringlichkeit, setzt die Kommission eine angemessene Frist für die Übermittlung der Informationen.

(2) Wenn der betroffene Mitgliedstaat oder die betroffene Regulierungsbehörde die in Absatz 1 genannten Informationen nicht innerhalb der Frist gemäß Absatz 1 übermittelt, kann die Kommission alle Informationen, die für die Zwecke der Durchsetzung der Verordnung erforderlich sind, unmittelbar von den jeweiligen Unternehmen anfordern.

Fordert die Kommission von einem Unternehmen Informationen an, so übermittelt sie den Regulierungsbehörden des Mitgliedstaats, in dessen Hoheitsgebiet sich der Sitz des Unternehmens befindet, gleichzeitig eine Abschrift dieser Anforderung.

(3) In ihrer Anforderung nach Absatz 1 gibt die Kommission die Rechtsgrundlage, die Frist für die Übermittlung der Informationen, den Zweck der Anforderung sowie die in Artikel 66 Absatz 2 für den Fall der Erteilung unrichtiger, unvollständiger oder irreführender Auskünfte vorgesehenen Sanktionen an.

(4) Die Inhaber der Unternehmen oder ihre Vertreter und bei juristischen Personen die nach Gesetz oder Satzung zu ihrer Vertretung bevollmächtigten natürlichen Personen erteilen die verlangten Auskünfte. Wenn ordnungsgemäß bevollmächtigte Rechtsanwälte die Auskünfte im Auftrag ihres Mandanten erteilen, haftet der Mandant in vollem Umfang, falls die erteilten Auskünfte unvollständig, unrichtig oder irreführend sind.

▼B

(5) Wird eine von einem Unternehmen verlangte Auskunft innerhalb einer von der Kommission gesetzten Frist nicht oder nicht vollständig erteilt, so kann die Kommission die Information durch Entscheidung anfordern. In dieser Entscheidung werden die angeforderten Informationen bezeichnet und eine angemessene Frist für ihre Übermittlung bestimmt. Sie enthält einen Hinweis auf die in Artikel 66 Absatz 2 vorgesehenen Sanktionen. Sie enthält ferner einen Hinweis auf das Recht, vor dem Gerichtshof der Europäischen Union gegen die Entscheidung Klage zu erheben.

Die Kommission übermittelt den Regulierungsbehörden des Mitgliedstaats, in dessen Hoheitsgebiet die Person ihren Wohnsitz oder das Unternehmen seinen Sitz hat, gleichzeitig eine Abschrift ihrer Entscheidung.

(6) Die in den Absätzen 1 und 2 genannten Informationen werden nur für die Zwecke der Durchsetzung der Verordnung verwendet.

Die Kommission darf die Informationen, die ihrem Wesen nach unter das Geschäftsgeheimnis fallen und die sie im Rahmen dieser Verordnung erhalten hat, nicht offenlegen.

*Artikel 66***Sanktionen**

(1) Die Mitgliedstaaten legen unbeschadet des Absatzes 2 dieses Artikels fest, welche Sanktionen bei einem Verstoß gegen diese Verordnung, die nach Artikel 59 verabschiedeten Netzkodizes und die nach Artikel 61 verabschiedeten Leitlinien zu verhängen sind, und treffen alle zur Durchsetzung dieser Sanktionen erforderlichen Maßnahmen. Die vorgesehenen Sanktionen müssen wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein. Mitgliedstaaten setzen die Kommission unverzüglich über diese Vorschriften und Maßnahmen, und anschließende Änderungen derselben in Kenntnis.

(2) Die Kommission kann Unternehmen durch Entscheidung Geldbußen bis zu einem Höchstbetrag von 1 % des im vorausgegangenen Geschäftsjahr erzielten Gesamtumsatzes auferlegen, wenn sie vorsätzlich oder fahrlässig bei der Erteilung einer nach Artikel 65 Absatz 3 verlangten Auskunft unrichtige, unvollständige oder irreführende Angaben machen oder die Angaben nicht innerhalb der in einer Entscheidung nach Artikel 65 Absatz 5 Unterabsatz 1 gesetzten Frist machen. Bei der Festsetzung der Höhe der Geldbuße berücksichtigt die Kommission die Schwere der Nichteinhaltung der Anforderungen des Absatzes 1 dieses Artikels.

(3) Sanktionen nach Absatz 1 und sämtliche Entscheidungen nach Absatz 2 sind nicht strafrechtlicher Art.

*Artikel 67***Ausschussverfahren**

(1) Die Kommission wird von dem durch Artikel 68 der Richtlinie (EU) 2019/944 eingesetzten Ausschuss unterstützt. Dieser Ausschuss ist ein Ausschuss im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

(2) Wird auf diesen Absatz Bezug genommen, so gilt Artikel 5 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.



Artikel 68

Ausübung der Befugnisübertragung

- (1) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte wird der Kommission unter den in diesem Artikel festgelegten Bedingungen übertragen.
- (2) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 34 Absatz 3, Artikel 49 Absatz 4, Artikel 59 Absatz 2, Artikel 61 Absatz 2 und Artikel 63 Absatz 11 wird der Kommission bis zum 31. Dezember 2028 übertragen. Die Kommission erstellt spätestens neun Monate vor Ablauf dieses Zeitraums und, falls zutreffend, vor Ablauf der folgenden Zeiträume einen Bericht über die Befugnisübertragung. Die Befugnisübertragung verlängert sich stillschweigend um Zeiträume von jeweils acht Jahren, es sei denn, das Europäische Parlament oder der Rat widersprechen einer solchen Verlängerung spätestens drei Monate vor Ablauf des jeweiligen Zeitraums.
- (3) Die Befugnisübertragung gemäß Artikel 34 Absatz 3, Artikel 49 Absatz 4, Artikel 59 Absatz 2, Artikel 61 Absatz 2 und Artikel 63 Absatz 11 kann vom Europäischen Parlament oder vom Rat jederzeit widerrufen werden. Der Beschluss über den Widerruf beendet die Übertragung der in diesem Beschluss angegebenen Befugnis. Er wird am Tag nach seiner Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* oder zu einem im Beschluss über den Widerruf angegebenen späteren Zeitpunkt wirksam. Die Gültigkeit von delegierten Rechtsakten, die bereits in Kraft sind, wird von dem Beschluss über den Widerruf nicht berührt.
- (4) Vor dem Erlass eines delegierten Rechtsakts konsultiert die Kommission die von den einzelnen Mitgliedstaaten benannten Sachverständigen im Einklang mit den in der Interinstitutionellen Vereinbarung über bessere Rechtsetzung vom 13. April 2016 enthaltenen Grundsätzen.
- (5) Sobald die Kommission einen delegierten Rechtsakt erlässt, übermittelt sie ihn gleichzeitig dem Europäischen Parlament und dem Rat.
- (6) Ein delegierter Rechtsakt, der gemäß Artikel 34 Absatz 3, Artikel 49 Absatz 4, Artikel 59 Absatz 2, Artikel 61 Absatz 2 und Artikel 63 Absatz 11 erlassen wurde, tritt nur in Kraft, wenn weder das Europäische Parlament noch der Rat innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Übermittlung dieses Rechtsakts an das Europäische Parlament und den Rat Einwände erhoben haben oder wenn vor Ablauf dieser Frist das Europäische Parlament und der Rat beide der Kommission mitgeteilt haben, dass sie keine Einwände erheben werden. Auf Initiative des Europäischen Parlaments oder des Rates wird diese Frist um zwei Monate verlängert.

Artikel 69

Überprüfung und Berichte der Kommission

- (1) Bis zum 1. Juli 2025 überprüft die Kommission die geltenden Netzkodizes und Leitlinien, um zu bewerten, welche der darin enthaltenen Bestimmungen auf angemessene Weise in Rechtsakte der Union über den Elektrizitätsbinnenmarkt aufgenommen werden könnten und wie, die Befugnisübertragungen für Netzkodizes und Leitlinien gemäß den Artikeln 59 und 61 überarbeitet werden könnten.

Die Kommission übermittelt dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum selben Tag einen ausführlichen Bericht über ihre Bewertung.

▼ B

Auf der Grundlage dieser Bewertung legt die Kommission gegebenenfalls bis zum 31. Dezember 2026 Legislativvorschläge vor.

▼ M2

(2) Bis zum 30. Juni 2026 prüft die Kommission diese Verordnung und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat aufgrund dieser Überprüfung einen ausführlichen Bericht, gegebenenfalls unter Beifügung von Legislativvorschlägen, vor.

In dem Bericht der Kommission wird unter anderem Folgendes bewertet:

- a) die Wirksamkeit der derzeitigen Struktur und Funktionsweise der Kurzfriststrommärkte, auch in Krisen und Notfallsituationen, und ganz allgemein die potenziellen Effizienzmängel in Bezug auf den Elektrizitätsbinnenmarkt und die verschiedenen Optionen für die Einführung möglicher Abhilfemaßnahmen und Instrumente, die in Krisen- oder Notfallsituationen angesichts der Erfahrungen auf internationaler Ebene und der Veränderungen und neuen Entwicklungen auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt anzuwenden sind;
- b) die Eignung des derzeitigen Rechts- und Finanzierungsrahmens der Union für Verteilernetze zur Erreichung der Ziele der Union in Bezug auf erneuerbare Energie und den Energiebinnenmarkt;
- c) gemäß Artikel 19a das Potenzial und die Tragfähigkeit der Einrichtung einer oder mehrerer Marktplattformen der Union für Strombezugsverträge, die auf freiwilliger Basis genutzt werden können, einschließlich der Interaktion dieser potenziellen Plattformen mit anderen bestehenden Elektrizitätsmarktplattformen und der Bündelung der Nachfrage nach Strombezugsverträge durch Aggregation.

(3) Bis zum 17. Januar 2025 legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen detaillierten Bericht vor, in dem bewertet wird, welche Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus gemäß Kapitel IV bestehen, damit Bedenken bezüglich der Angemessenheit durch die Mitgliedstaaten zeitnah ausgeräumt werden können. Die Kommission fordert ACER in diesem Zusammenhang auf, die Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene gemäß Artikel 23 im Einklang mit Artikeln 23 und 27 zu ändern.

Bis zum 17. April 2025 unterbreitet die Kommission nach Abstimmung mit den Mitgliedstaaten gegebenenfalls Vorschläge zur Vereinfachung des Verfahrens zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen.

*Artikel 69a***Wechselwirkungen mit den Finanzrechtsakten der Union**

Diese Verordnung berührt nicht die Anwendung der Verordnungen (EU) Nr. 648/2012 und (EU) Nr. 600/2014 und der Richtlinie 2014/65/EU in Bezug auf Tätigkeiten von Marktteilnehmern oder Marktbetreibern, die Finanzinstrumente im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Nummer 15 der Richtlinie 2014/65/EU betreffen.

▼B*Artikel 70***Aufhebung**

Die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 wird aufgehoben. Bezugnahmen auf die aufgehobene Verordnung gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Verordnung und sind nach Maßgabe der Entsprechungstabelle in Anhang II zu lesen.

*Artikel 71***Inkrafttreten**

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

(2) Sie gilt ab dem 1. Januar 2020.

Ungeachtet Unterabsatz 1 gelten Artikel 14, 15, 35, 36 und 62 ab dem Tag, an dem diese Verordnung in Kraft tritt. Für den Zweck der Umsetzung von Artikel 14 Absatz 7 und Artikel 15 Absatz 2 gilt Artikel 16 auch ab diesem Tag.

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

▼B*ANHANG I*

AUFGABEN DER REGIONALEN KOORDINIERUNGSZENTREN

1. Koordinierte Kapazitätsberechnung
 - 1.1. Die regionalen Koordinierungszentren führen die koordinierten Berechnungen der zonenübergreifenden Kapazitäten durch.

▼M2

- 1.2. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt für alle Zeitbereiche der Kapazitätsvergabe.

▼B

- 1.3. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt auf der Grundlage der Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ausgearbeitet wurden.
- 1.4. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt auf der Grundlage eines gemeinsamen Netzmodells im Einklang mit Nummer 3.
- 1.5. Mit der koordinierten Kapazitätsberechnung wird ein effizientes Engpassmanagement gemäß den in dieser Verordnung festgelegten Grundsätzen für das Engpassmanagement sichergestellt.
2. Koordinierte Sicherheitsanalyse
 - 2.1. Zur Wahrung des sicheren Netzbetriebs führen die regionalen Koordinierungszentren eine koordinierte Sicherheitsanalyse durch.
 - 2.2. Die Sicherheitsanalyse erfolgt für alle Betriebsplanungszeitbereiche zwischen dem Year-Ahead- und dem Intraday-Zeitbereich auf der Grundlage der gemeinsamen Netzmodelle.
 - 2.3. Die koordinierte Sicherheitsanalyse wird im Einklang mit den Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb ausgearbeitet wurden, vorgenommen.
 - 2.4. Die regionalen Koordinierungszentren stellen die Ergebnisse der koordinierten Sicherheitsanalyse mindestens den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion zur Verfügung.
 - 2.5. Ermittelt ein regionales Koordinierungszentrum bei der koordinierten Sicherheitsanalyse eine mögliche Einschränkung, so legt es Entlastungsmaßnahmen zur Optimierung der Effektivität und wirtschaftlichen Effizienz fest.
3. Schaffung gemeinsamer Netzmodelle
 - 3.1. Die regionalen Koordinierungszentren führen effiziente Verfahren für die Schaffung eines gemeinsamen Netzmodells für jeden Betriebsplanungszeitbereich zwischen dem Year-Ahead- und dem Intraday-Zeitbereich ein.
 - 3.2. Die Übertragungsnetzbetreiber beauftragen einen regionalen Koordinierungszentrum, ein unionsweites gemeinsames Netzmodell auszuarbeiten.
 - 3.3. Die gemeinsamen Netzmodelle werden auf der Grundlage der Methoden ausgearbeitet, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb und der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ausgearbeitet wurden.
 - 3.4. Die gemeinsamen Netzmodelle müssen maßgebliche Daten für die effiziente Betriebsplanung und Kapazitätsberechnung in allen Betriebsplanungszeitbereichen zwischen dem Year-Ahead- und dem Intraday-Zeitbereich enthalten.

▼B

- 3.5. Die gemeinsamen Netzmodelle werden allen regionalen Koordinierungszentren, den Übertragungsnetzbetreibern, ENTSO (Strom) und auf Anfrage ACER zur Verfügung gestellt.
4. Unterstützung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber
 - 4.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Durchführung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Verfahren des Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, der auf der Grundlage des Artikels 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommen wurde.
 - 4.2. Alle Übertragungsnetzbetreiber vereinbaren einen Schwellenwert, oberhalb dessen die Auswirkungen der von einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern im Notzustand, Blackout-Zustand oder Netzwiederaufbau-Zustand getroffenen Maßnahmen für andere synchron oder asynchron verbundene Übertragungsnetzbetreiber als signifikant anzusehen sind.
 - 4.3. Die regionalen Koordinierungszentren helfen den Übertragungsnetzbetreibern, indem sie
 - (a) potenzielle Unvereinbarkeiten ermitteln,
 - (b) Entlastungsmaßnahmen vorschlagen.
 - 4.4. Die Übertragungsnetzbetreiber bewerten und berücksichtigen die vorgeschlagenen Entlastungsmaßnahmen.
5. Unterstützung der Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus
 - 5.1. Die maßgeblichen regionalen Koordinierungszentren unterstützen die als Frequenzkoordinatoren eingesetzten Übertragungsnetzbetreiber und die Synchronisationskoordinatoren gemäß dem Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, der auf der Grundlage des Artikels 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommen wurde, im Hinblick auf die Steigerung der Effizienz und Effektivität des Netzwiederaufbaus. Die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bestimmen, welche Aufgaben dem regionalen Koordinierungszentrum bei der Unterstützung der Koordinierung und der Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus zukommen.
 - 5.2. Die Übertragungsnetzbetreiber können die regionalen Koordinierungszentren um Unterstützung ersuchen, wenn sich ihr Netz im Blackout-Zustand oder Netzwiederaufbau-Zustand befindet.
 - 5.3. Die regionalen Koordinierungszentren werden mit Systemen zur echtzeitnahen Überwachung und Datenerfassung ausgestattet, wobei der zu beobachtende Bereich durch den gemäß Nummer 4.1 festgelegten Schwellenwert bestimmt wird.
6. Nachträgliche Betriebs- und Störungsanalyse und entsprechende Berichterstattung
 - 6.1. Die regionalen Koordinierungszentren untersuchen jeden Störfall oberhalb des Schwellenwerts gemäß Nummer 4.1 und erstellen einen entsprechenden Bericht. Auf Anfrage können die Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion und ACER an der Untersuchung beteiligt werden. Der Bericht enthält Empfehlungen, um ähnliche Störfälle in Zukunft zu verhindern.
 - 6.2. Dieser Bericht wird veröffentlicht. ACER kann Empfehlungen abgeben, um ähnliche Störfälle in Zukunft zu verhindern.
7. Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region
 - 7.1. Die regionalen Koordinierungszentren berechnen die erforderliche Reservekapazität für die Netzbetriebsregion. Für die Ermittlung der erforderlichen Reservekapazität gilt:

▼B

- a) Sie dient dem allgemeinen Ziel der möglichst kosteneffizienten Wahrung der Betriebssicherheit.
 - b) Sie erfolgt im Day-Ahead- oder Intraday-Zeitbereich, oder beide.
 - c) Es wird die Höhe der insgesamt erforderlichen Reservekapazität für die Netzbetriebsregion berechnet.
 - d) Es wird die für jede Reservekapazitätsart die mindestens erforderliche Reservekapazität bestimmt.
 - e) Mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.
 - f) Es werden etwaige Bedingungen für die geografische Verteilung der erforderlichen Reservekapazität festgelegt.
8. Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelleistung
- 8.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Ermittlung der Höhe der zu beschaffenden Regelleistung. Für die Ermittlung der Höhe der Regelleistung gilt:
- a) Sie erfolgt im Day-Ahead- oder Intraday-Zeitbereich oder in beiden.
 - b) Mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.
 - c) Es wird die Menge der erforderlichen Reservekapazität berücksichtigt, die voraussichtlich aus Regelarbeitsgeboten bereitgestellt wird, die nicht auf der Grundlage eines Vertrags für Regelleistung abgegeben wurden.
- 8.2. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Beschaffung der nach Nummer 8.1 ermittelten erforderlichen Regelleistung. Für die Beschaffung der Regelleistung gilt:
- a) Sie erfolgt im Day-Ahead- oder Intraday-Zeitbereich, oder beide.
 - b) Mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.
9. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz des Systems für den Week-Ahead- bis mindestens zum Day-Ahead-Zeitbereich und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung
- 9.1. Die regionalen Koordinierungszentren nehmen gemäß der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission festgelegten Verfahren und anhand der gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2019/941 ausgearbeiteten Methode Bewertungen der regionalen Leistungsbilanz für den Week-Ahead bis mindestens zum Day-Ahead-Zeitbereich vor.
- 9.2. Die regionalen Koordinierungszentren legen bei den Bewertungen der kurzfristigen regionalen Leistungsbilanz die Informationen zugrunde, die ihnen durch die Übertragungsnetzbetreiber der Region zur Verfügung gestellt werden, um Situationen zu ermitteln, in denen in einer Regelzone oder auf regionaler Ebene voraussichtlich ein Leistungsbilanzmangel eintritt. Die regionalen Koordinierungszentren berücksichtigen den möglichen zonenübergreifenden Austausch und die Betriebssicherheitsgrenzwerte in allen maßgeblichen Betriebsplanungszeitbereichen.
- 9.3. Bei der Bewertung der regionalen Leistungsbilanz des Netzes arbeitet jedes regionale Koordinierungszentrum mit den anderen regionalen Koordinierungszentren auf koordinierte Weise zusammen, um
- a) die zugrunde liegenden Annahmen und Prognosen zu überprüfen,
 - b) mögliche Situationen zu ermitteln, in denen ein überregionaler Leistungsbilanzmangel besteht.

▼B

- 9.4. Die einzelnen regionalen Koordinierungszentren übermitteln den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion und den anderen regionalen Koordinierungszentren die Ergebnisse der Bewertungen der regionalen Leistungsbilanz zusammen mit ihren Vorschlägen für Maßnahmen zur Verringerung der Gefahren eines Leistungsbilanzmangels.
10. Regionale Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung
- 10.1. Im Rahmen der Nichtverfügbarkeitskoordinierung beobachten die regionalen Koordinierungszentren den Verfügbarkeitsstatus der maßgeblichen Anlagen und koordinieren deren Verfügbarkeitspläne auf regionaler Ebene im Einklang mit den Verfahren, die in der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb dargelegt sind, um die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes zu wahren und gleichzeitig die Kapazität der Verbindungsleitungen bzw. der Übertragungsnetze, die sich auf zonenübergreifenden Stromflüsse auswirken, zu maximieren.
- 10.2. Jedes regionale Koordinierungszentrum führt eine Liste der maßgeblichen Netzelemente, Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen der Netzbetriebsregion und stellt sie in der OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung.
- 10.3. Die regionalen Koordinierungszentren führen im Rahmen der Nichtverfügbarkeitskoordinierung in der Netzbetriebsregion die folgenden Tätigkeiten aus:
- a) Bewertung der Vereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung anhand der Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne der Übertragungsnetzbetreiber;
 - b) Erstellung einer Liste der ermittelten Unvereinbarkeiten bei der Planung und der zu ihrer Beseitigung vorgeschlagenen Lösungen für die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion.
11. Optimierung der Ausgleichsmechanismen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern
- 11.1. Die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion können gemeinsam entscheiden, sich vom regionalen Koordinierungszentrum bei der Verwaltung der Finanzflüsse im Zusammenhang mit Abrechnungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern, an denen mehr als zwei Übertragungsnetzbetreiber beteiligt sind, unterstützen zu lassen; Beispiele hierfür sind Kosten für Redispatch, Engpasserlöse, unbeabsichtigte Abweichungen oder Kosten für die Beschaffung von Reserven.
12. Ausbildung und Zertifizierung des für die regionalen Koordinierungszentren tätigen Personals
- 12.1. Die regionalen Koordinierungszentren erstellen Aus- und Weiterbildungs- sowie Zertifizierungsprogramme mit Schwerpunkt auf dem regionalen Netzbetrieb für ihre Mitarbeiter und führen diese durch.
- 12.2. In den Aus- und Weiterbildungsprogrammen werden alle maßgeblichen Komponenten des Netzbetriebs, bei denen das regionale Koordinierungszentrum Aufgaben wahrnimmt, einschließlich regionaler Krisenszenarien, behandelt.
13. Ermittlung regionaler Szenarien für Stromversorgungskrisen
- 13.1. Wenn ENTSO (Strom) diese Aufgabe auf die regionalen Koordinierungszentren überträgt, müssen diese anhand der in Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/941 festgelegten Kriterien regionale Elektrizitätskrisenszenarien ermitteln.

Die Ermittlung regionaler Krisenszenarien erfolgt nach der Methode gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/941.

▼B

- 13.2. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die zuständigen Behörden jeder Netzbetriebsregion auf deren Antrag bei der Vorbereitung und Durchführung der zweijährlichen Krisensimulation gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/941.
14. Ermittlung des Bedarfs an neuen Übertragungskapazitäten, an Modernisierung bestehender Übertragungskapazität oder ihrer Alternativen
- 14.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des Bedarfs an neuen Übertragungskapazitäten, an Modernisierung bestehender Übertragungskapazitäten oder an Alternativen, die den gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 eingerichteten regionalen Gruppen vorgelegt und in den zehnjährigen Netzentwicklungsplan im Sinne von Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 aufgenommen werden.
15. Berechnung der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht
- 15.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Berechnung der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht, wobei sie die voraussichtliche Verfügbarkeit von Verbindungsleitungen sowie die Wahrscheinlichkeit, dass in dem System, in dem der Mechanismus angewendet wird, und in dem System, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, gleichzeitig hohe Belastungen zu verzeichnen sind, berücksichtigen.
- 15.2. Die Berechnung erfolgt nach der Methode gemäß Artikel 26 Absatz 11 Buchstabe a dieser Verordnung.
- 15.3. Die regionalen Koordinierungszentren stellen eine Berechnung für jede Gebotszonengrenze der Netzbetriebsregion bereit.
16. Erstellung saisonaler Abschätzungen der Angemessenheit
- 16.1. Wenn ENTSO (Strom) diese Aufgabe gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2019/941 den regionalen Koordinierungszentren überträgt, erstellen diese Zentren die regionalen saisonalen Abschätzungen der Angemessenheit.
- 16.2. Die regionalen Abschätzungen der Angemessenheit werden anhand der gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2019/941 ausgearbeiteten Methode erstellt.



ANHANG II

AUFGEHOBENE VERORDNUNG MIT LISTE IHRER ÄNDERUNGEN

<p>Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39)</p>	<p>Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a Artikel 8 Absatz 10 Buchstabe a Artikel 11 Artikel 18 Absatz 4a Artikel 23 Absatz 3</p>
<p>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)</p>	<p>Nummer 5.5 bis 5.9 von Anhang I</p>



ANHANG III

ENTSPRECHUNGSTABELLE

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
—	Artikel 1 Buchstabe a
—	Artikel 1 Buchstabe b
Artikel 1 Buchstabe a	Artikel 1 Buchstabe c
Artikel 1 Buchstabe b	Artikel 1 Buchstabe d
Artikel 2 Absatz 1	Artikel 2 Nummer 1
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a	Artikel 2 Nummer 2
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe b	Artikel 2 Nummer 3
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe c	Artikel 2 Nummer 4
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe d	—
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe e	—
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe f	—
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe g	Artikel 2 Nummer 5
—	Artikel 2 Nummer 6 bis 71
—	Artikel 3
—	Artikel 4
—	Artikel 5
—	Artikel 6
—	Artikel 7
—	Artikel 8
—	Artikel 9
—	Artikel 10
—	Artikel 11
—	Artikel 12
—	Artikel 13
—	Artikel 14
—	Artikel 15
Artikel 16 Absätze 1 bis 3	Artikel 16 Absätze 1 bis 4
—	Artikel 16 Absätze 5 bis 8
Artikel 16 Absätze 4 bis 5	Artikel 16 Absätze 9 bis 11
—	Artikel 16 Absatz 12 und 13
—	Artikel 17
Artikel 14 Absatz 1	Artikel 18 Absatz 1
—	Artikel 18 Absatz 2
Artikel 14 Absätze 2 bis 5	Artikel 18 Absätze 3 bis 6
—	Artikel 18 Absätze 7 bis 11
—	Artikel 19 Absatz 1
Artikel 16 Absatz 6	Artikel 19 Absatz 2 und 3

▼B

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
—	Artikel 19 Absätze 4 und 5
—	Artikel 20
—	Artikel 21
—	Artikel 22
Artikel 8 Absatz 4	Artikel 23 Absatz 1
—	Artikel 23 Absätze 2 bis 7
—	Artikel 25
—	Artikel 26
—	Artikel 27
Artikel 4	Artikel 28 Absatz 1
—	Artikel 28 Absatz 2
Artikel 5	Artikel 29 Absätze 1 bis 4
—	Artikel 29 Absatz 5
Artikel 8 Absatz 2 (Satz 1)	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe a
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe b
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe c
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe c	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe d
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstaben e und f
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstaben g und h
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe i
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe d	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe j
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe k
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe e	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe l
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe m bis o
—	Artikel 30 Absätze 2 und 3
Artikel 8 Absatz 5	Artikel 30 Absatz 4
Artikel 8 Absatz 9	Artikel 30 Absatz 5
Artikel 10	Artikel 31
Artikel 9	Artikel 32
Artikel 11	Artikel 33
Artikel 12	Artikel 34
—	Artikel 35
—	Artikel 36
—	Artikel 37
—	Artikel 38
—	Artikel 39
—	Artikel 40
—	Artikel 41

▼B

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
—	Artikel 42
—	Artikel 43
—	Artikel 44
—	Artikel 45
—	Artikel 46
—	Artikel 47
Artikel 8 Absatz 10	Artikel 48
Artikel 13	Artikel 49
Artikel 2 Absatz 2 (letzter Unterabsatz)	Artikel 49 Absatz 7
Artikel 15	Artikel 50 Absätze 1 bis 6
Anhang I Nummer 5.10	Artikel 50 Absatz 7
Artikel 3	Artikel 51
—	Artikel 52
—	Artikel 53
—	Artikel 54
—	Artikel 55
—	Artikel 56
—	Artikel 57
—	Artikel 58
Artikel 8 Absatz 6	Artikel 59 Absatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 59 Absatz 1 Buchstaben d und e
—	Artikel 59 Absatz 2
Artikel 6 Absatz 1	Artikel 59 Absatz 3
Artikel 6 Absatz 2	Artikel 59 Absatz 4
Artikel 6 Absatz 3	Artikel 59 Absatz 5
—	Artikel 59 Absatz 6
Artikel 6 Absatz 4	Artikel 59 Absatz 7
Artikel 6 Absatz 5	Artikel 59 Absatz 8
Artikel 6 Absatz 6	Artikel 59 Absatz 9
Artikel 8 Absatz 1	Artikel 59 Absatz 10
Artikel 6 Absatz 7	—
Artikel 6 Absatz 8	—
Artikel 6 Absatz 11	Artikel 59 Absatz 11 und 12
Artikel 6 Absätze 9 bis 12	Artikel 59 Absätze 13 und 14
Artikel 8 Absatz 2	Artikel 59 Absatz 15
—	Artikel 60 Absatz 1
Artikel 7 Absatz 1	Artikel 60 Absatz 2

▼B

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
Artikel 7 Absatz 2	Artikel 60 Absatz 3
Artikel 7 Absatz 3	—
Artikel 7 Absatz 4	—
—	Artikel 61 Absatz 1
—	Artikel 61 Absatz 2
Artikel 18 Absatz 1	Artikel 61 Absatz 3
Artikel 18 Absatz 2	—
Artikel 18 Absatz 3	Artikel 61 Absatz 4
Artikel 18 Absatz 4	—
Artikel 18 Absatz 4a	Artikel 61 Absatz 5
Artikel 18 Absatz 5	Artikel 61 Absatz 5 und 6
Artikel 19	—
Artikel 21	Artikel 62
Artikel 17	Artikel 63
—	Artikel 64
Artikel 20	Artikel 65
Artikel 22	Artikel 66
Artikel 23	Artikel 67
Artikel 24	—
—	Artikel 68
—	Artikel 69
Artikel 25	Artikel 70
Artikel 26	Artikel 71