

**Antrag Nr. 26 vom 18.05.2020 von Stadträtin Rümmelein und Stadtrat Professor Dr. Palme, Fraktion Bündnis 90/Die Grünen;
EEG-Förderprogramme – neues Leben für PV-Anlagen durch Großspeicher**

Gremium:	Werkssenat	Öffentlichkeitsstatus:	öffentlich
Tagesordnungspunkt:	1	Zuständigkeit:	Referat 6
Sitzungsdatum:	23.07.2020	Stadt Landshut, den	15.07.2020
Sitzungsnummer:	2	Ersteller:	Michael Müller

Vormerkung:

Ende 2020 bis 2025 laufen die im Antrag (**Anlage 1**) genannten EEG-Förderprogramme aus. Die Stadtwerke haben die einzelnen Punkte geprüft.

Private Photovoltaikanlagen:

1. Wie viele Haushalte haben am 100.000-Dächer-Programm der Bundesrepublik teilgenommen und wie viele fallen darüber hinaus bis 2025 aus der Förderung?

Im Bereich der Stadtwerke Landshut haben 131 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 477 Kilowattpeak (kWp) an diesem Programm teilgenommen. Mit Ende 2025 fallen darüber hinaus 38 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 325 kWp aus der Förderung.

2. Wie viele davon sind noch in Betrieb und welches Potenzial haben sie im hierzu dargestellten, aktuellen Energiemix?

Bis auf sechs Anlagen sind noch alle in Betrieb.

Die Leistungsspitze im Stromnetz der Stadtwerke Landshut betrug 79.198,78 kW am 11.02.2019. In dieser Leistungsspitze sind noch nicht die PV-Einspeiser mit berücksichtigt, welche nicht über RLM erfasst sind. Daher ist die tatsächliche Leistungsspitze um circa 2.000 kW höher.

Bezogen auf die Leistungsspitze der PV-Einspeisung 2019 ergibt sich ein Gesamtanteil der Leistung der auslaufenden PV-Anlagen von 0,4 % an einem Sonnentag mit idealer Sonneneinstrahlung.

Bezogen auf die durchschnittliche jährliche Netznutzung von rund 500.000 Megawattstunden (MWh) ergibt sich ein Anteil, der von den auslaufenden Anlagen eingespeisten elektrischen Arbeit von rund 0,16 %.

3. Wie viel Energie wurde von privaten Haushalten in das Netz der Stadtwerke eingespeist und ist dabei eine Tendenz zu beobachten, die einen Rückschluss auf einen signifikant abnehmenden Wirkungsgrad zulässt?

Eine statistische Klassifizierung der (synthetisch bilanzierten) Einspeiser nach privaten Haushalten oder Gewerbetreibenden wird nicht durchgeführt. Es gibt dazu auch keine energiewirtschaftliche Veranlassung, da eine PV-Anlage unabhängig vom Nutzungsverhältnis der Liegenschaft oder von den Eigentümerverhältnissen physikalisch immer gleich funktioniert.

Die Bewertung der noch erreichten Wirkungsgrade bedürfte einer Überprüfung unter Laborverhältnissen mit entsprechenden Normbedingungen. Die in der Natur herrschenden und variierenden Parameter bieten hierzu leider nicht die ideale Basis für Rückschlüsse auf den Wirkungsgrad.

4. Wird die Umsetzung der neuen EU/EEG-Richtlinie für Privathaushalte bereits geprüft?

Nach Rücksprache mit den Antragstellern bezieht sich die Frage auf die Richtlinien (EU) 2018/2001 (**Anlage 2**) und (EU) 2019/944 (**Anlage 3**).

Beide sind noch nicht in nationale Gesetzgebung umgesetzt.

Sobald der Gesetzgebungsprozess absehbar ist, werden sich die Stadtwerke, wie übrigens immer, mit den daraus resultierenden Chancen und Risiken auseinandersetzen und in die Geschäftsfeldüberlegungen einbeziehen.

5. Die Stadtwerke prüfen sowohl rechtliche Grundlagen als auch die Wirtschaftlichkeit für die Energieeinspeisung von Privathaushalten in kommunale Großspeicher und erarbeiten ein mögliches Preisangebot für Anbieter.

Der rechtliche Rahmen für ein solches Modell wird durch diverse Gesetze, Verordnungen und Richtlinien wie dem EnWG, EEG, Strom NZV, Strom NEV/ARegV und den noch nicht bindenden Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 gesteckt.

Für die Erarbeitung eines Betriebskonzepts und Preismodells wird noch Zeit benötigt, um alle Gegebenheiten zu überprüfen. Für einen solchen Großspeicher muss jedoch mit Investitionskosten pro 1 MW Leistung und 1 MWh Speicherkapazität in Höhe von 850.000 EUR bis 1.000.000 EUR gerechnet werden. Dies ist abhängig von den entsprechenden Mehrwerten, welche man aus einer solchen Anlage schöpfen möchte. Sollte das Bestreben die Speicherung eines Tagesertrages der 131 Anlagen mit 477 kWp sein, so wird hier bei Annahme eines Stromertrages von 5 bis 6 kWh pro kWp pro Tag eine Speicherkapazität von rund 2,4 bis 2,9 MWh benötigt und würde sich bis 2025 auf rund 4 bis 4,8 MWh erhöhen.

Der Strom der Privathaushalte, welche diesen im Speicher zwischenspeichern wollen, wird mit allen Umlagen belastet, da er durch das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird. Dadurch ergibt sich für den Kunden ein Strompreis, der aus wettbewerblicher Sicht unattraktiv ist.

6. Die Stadtwerke legen dar, inwieweit Großspeicher zur Frequenzstabilisierung des kommunalen Energienetzes, zu dessen Ausfallsicherheit sowie zur Kaltstartfähigkeit der bestehenden Kraftwerke beitragen können.

Ein Speicher kann technisch zur Frequenzstabilisierung genutzt werden. Es ist jedoch die Frage hinter dem Geschäftsmodell zu regeln, wie diese Dienstleistung dem Netzbetreiber angeboten werden kann.

Natürlich liefert auch ein Stromspeicher einen Anteil zur Ausfallsicherheit eines Stromnetzes. Je nach Betriebsmodell kann dieser Überschussenergie aufnehmen bzw. bei Unterdeckung abgeben und damit das Netz stabilisieren. Um hier einen signifikanten Beitrag leisten zu können, muss ein Einzelgroßspeicher ausreichend groß dimensioniert sein.

Ein teilgeladener Speicher kann für einen Schwarzstartfall genutzt werden. Dies bedeutet aber, dass der Batteriespeicher immer gewisse minimale und maximale Mindestkapazitäten vorhalten muss.

7. Die Stadtwerke stellen die Förderfähigkeit kommunaler Großspeicher in Landshut dar und erarbeiten eine Konzeptskizze für deren mögliche Realisierung.

Im Bereich der Kleinspeicher für Ein- und Zweifamilienhäuser gibt es im Rahmen des 10.000-Häuser-Programmes in Bayern eine Förderung für Stromspeicher. Dieses ist auf eine maximale Förderhöhe von 3.200,- EUR und einer Speicherkapazität von 30 kWh begrenzt. Darüber hinaus gibt es weitere Förderungen wie über die KfW, welche jedoch auf Systeme für Häuser ausgelegt sind. Diese sind meist gekoppelt mit einer neuen PV-Anlage bzw. mit noch in der Förderung befindlichen PV-Anlagen.

Die Recherche zur Förderung einer Speicheranlage mit den Parametern für einen Großspeicher führte zu keinem Ergebnis.

Beschlussvorschlag:

Nach aktuellen Maßstäben ist noch keine wirtschaftliche Implementierung eines Stromgroßspeichers in das Strom-/ Erzeugungsportfolio der Stadtwerke Landshut möglich.

Aufgrund der sich vermutlich positiv verändernden Rahmenbedingungen auf wirtschaftlicher sowie technischer Ebene und der zunehmenden Notwendigkeit solcher Systeme wird eine erneute Überprüfung in spätestens fünf Jahren beschlossen.

Anlagen:

- Anlage 1: Antrag Nr. 26
- Anlage 2: Richtlinie (EU) 2018/2001
- Anlage 3: Richtlinie (EU) 2019/944

RICHTLINIEN

RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 11. Dezember 2018

zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

(Neufassung)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 194 Absatz 2,

auf Vorschlag der Europäischen Kommission,

nach Zuleitung des Entwurfs des Gesetzgebungsakts an die nationalen Parlamente,

nach Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses ⁽¹⁾,

nach Stellungnahme des Ausschusses der Regionen ⁽²⁾,

gemäß dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren ⁽³⁾,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁴⁾ wurde mehrfach erheblich geändert ⁽⁵⁾. Aus Gründen der Klarheit empfiehlt es sich, im Rahmen der anstehenden Änderungen eine Neufassung der genannten Richtlinie vorzunehmen.
- (2) Gemäß Artikel 194 Absatz 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) ist die Förderung erneuerbarer Energiequellen eines der Ziele der Energiepolitik der Union. Dieses Ziel wird mit dieser Richtlinie verfolgt. Die vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen oder „erneuerbarer Energie“ ist ein wesentliches Element des Maßnahmenbündels, das benötigt wird, um die Treibhausgasemissionen zu verringern und die im Rahmen des Pariser Klimaschutzübereinkommens von 2015 (Übereinkommen von Paris) im Anschluss an die 21. Konferenz der Vertragsparteien des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (COP 21) von der Union eingegangenen Verpflichtungen, sowie den Unionsrahmen für die Energie- und Klimapolitik ab 2030, einschließlich des verbindlichen Unionsziels, die Emissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken, einzuhalten. Das für 2030 im Bereich erneuerbarer Energie angestrebte verbindliche Ziel der Union und die diesbezüglichen Beiträge der Mitgliedstaaten — einschließlich ihrer als Ausgangswert festgelegten Anteile in Bezug auf ihre nationalen Gesamtziele für 2020 — zählen zu den Elementen, denen die Union bei ihrer Energie- und Umweltpolitik eine übergeordnete Bedeutung beimisst. Weitere solche Elemente sind in den in dieser Richtlinie vorgesehenen Rahmen, beispielsweise für den Ausbau der Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen und für die Entwicklung erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr, enthalten.
- (3) Die verstärkte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen spielt auch eine tragende Rolle, wenn es darum geht, auf eine höhere Energieversorgungssicherheit, auf nachhaltige Energie zu erschwinglichen Preisen, auf technologische Entwicklung und Innovation sowie auf eine technologische und industrielle Führungsrolle hinzuwirken, und dabei Vorteile für Umwelt, Gesellschaft und Gesundheit zu erzielen sowie — insbesondere in ländlichen und entlegenen Gebieten, Gebieten oder Regionen mit niedriger Bevölkerungsdichte sowie von einer teilweisen Deindustrialisierung betroffenen Gegenden — wesentliche Möglichkeiten für Beschäftigung und regionale Entwicklung zu schaffen.

⁽¹⁾ ABl. C 246 vom 28.7.2017, S. 55.

⁽²⁾ ABl. C 342 vom 12.10.2017, S. 79.

⁽³⁾ Standpunkt des Europäischen Parlaments vom 13. November 2018 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht) und Beschluss des Rates vom 4. Dezember 2018.

⁽⁴⁾ 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).

⁽⁵⁾ Siehe Anhang X Teil A.

- (4) Insbesondere die Senkung des Energieverbrauchs, die Zunahme technischer Verbesserungen, das Setzen von Anreizen für die Nutzung und den Ausbau öffentlicher Verkehrsmittel, der Einsatz von Energieeffizienztechnologien und die Förderung der Verwendung erneuerbarer Energie in den Bereichen Elektrizität, im Wärme- und Kältesektor sowie im Verkehrssektor sind wirksame Mittel zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und der Energieabhängigkeit der Union.
- (5) Mit der Richtlinie 2009/28/EG wurde ein Regelungsrahmen für die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen geschaffen, in dem verbindliche, bis 2020 zu verwirklichende, nationale Ziele für den Anteil erneuerbarer Energie am Energieverbrauch und im Verkehrssektor gesetzt wurden. Durch die Mitteilung der Kommission vom 22. Januar 2014 zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030 wurde ein Rahmen für die künftige Energie- und Klimapolitik der Union festgelegt und zu einem gemeinsamen Verständnis beigetragen, wie diese Politikbereiche nach 2020 weiterzuentwickeln sind. Die Kommission hat vorgeschlagen, das Unionsziel für den Anteil erneuerbarer Energie am Energieverbrauch in der Union für 2030 mit mindestens 27 % festzusetzen. Dieser Vorschlag, der vom Europäischen Rat in seinen Schlussfolgerungen vom 23. und 24. Oktober 2014 befürwortet wurde, weist darauf hin, dass es den Mitgliedstaaten möglich sein sollte, eigene ehrgeizigere nationale Ziele festzulegen, um ihre geplanten Beiträge zum Unionsziel für 2030 zu erfüllen und darüber hinauszugehen.
- (6) Das Europäische Parlament ist in seiner Entschließung vom 5. Februar 2014 zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und in seiner Entschließung vom 23. Juni 2016 zum Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“ einen Schritt weiter gegangen als der Vorschlag der Kommission oder die Schlussfolgerungen des Europäischen Rates, wenn es betonte, dass angesichts des Übereinkommens von Paris und des aktuellen Kostenrückgangs bei Technologien im Bereich erneuerbare Energie wesentlich mehr Ehrgeiz gezeigt werden sollte.
- (7) Dem Anspruch des Übereinkommens von Paris und dem technischen Fortschritt, auch den sinkenden Kosten für Investitionen im Bereich erneuerbare Energie, sollte also entsprechend Rechnung getragen werden.
- (8) Es ist daher angemessen, ein verbindliches Unionsziel von mindestens 32 % für den Anteil erneuerbarer Energie festzulegen. Die Kommission sollte bewerten, ob dieser Zielwert, angesichts wesentlicher Kostensenkungen bei der Erzeugung erneuerbarer Energie, der internationalen Dekarbonisierungsverpflichtungen der Union oder eines möglichen wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs in der Union, nach oben korrigiert werden sollte. Die Mitgliedstaaten sollten ihren Beitrag zur Verwirklichung dieser Zielvorgabe als Teil ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimapläne anhand des Governance-Prozesses nach der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ bestimmen.
- (9) Die Festlegung eines verbindlichen Unionsziels für erneuerbare Energie bis 2030 würde die Entwicklung von Technologien für die Produktion von erneuerbarer Energie weiter vorantreiben und Investoren Sicherheit geben. Eine auf Unionsebene festgelegte Zielvorgabe würde den Mitgliedstaaten mehr Flexibilität bieten, um ihre Ziele für die Einsparung von Treibhausgasemissionen entsprechend ihren jeweiligen spezifischen Gegebenheiten, ihrem Energiemix und ihren Kapazitäten zur Produktion von erneuerbarer Energie auf die kostengünstigste Weise zu erreichen.
- (10) Im Interesse einer Konsolidierung der auf Grundlage der Richtlinie 2009/28/EG erzielten Ergebnisse sollten die für 2020 festgelegten nationalen Ziele der Mitgliedstaaten als Mindestbeitrag zum neuen Rahmen für die Zeit bis 2030 gelten. Unter keinen Umständen sollte der nationale Anteil erneuerbarer Energie unter diesen Beitrag fallen. Ist dies aber der Fall, so sollten die betreffenden Mitgliedstaaten angemessene Maßnahmen nach der Verordnung (EU) 2018/1999 ergreifen, um zu gewährleisten, dass sie diesen als Ausgangswert festgelegten Anteil wieder erlangen. Hält ein Mitgliedstaat seinen als Ausgangswert festgelegten Anteil, ermittelt über einen Zeitraum von 12 Monaten, nicht ein, so sollte er innerhalb von 12 Monaten nach Ende dieses Zeitraums zusätzliche Maßnahmen ergreifen, um seinen Ausgangswert wieder zu erlangen. Hat ein Mitgliedstaat bereits entsprechende zusätzliche Maßnahmen ergriffen und seinen Ausgangswert wiederhergestellt, so sollte davon ausgegangen werden, dass er die verbindlichen Anforderungen nach seinem als Ausgangswert festgelegten Anteil gemäß dieser Richtlinie und gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 während des gesamten fraglichen Zeitraumes eingehalten hat. Dem betreffenden Mitgliedstaat sollte somit nicht angelastet werden, der Verpflichtung zur Einhaltung seines Ausgangswerts in dem Zeitraum, in dem die Lücke bestand, nicht nachgekommen zu sein. Der Rahmen für die Zeit bis 2020 und derjenige für die Zeit bis 2030 dienen beide den umwelt- und energiepolitischen Zielen der Union.
- (11) Die Mitgliedstaaten sollten für den Fall, dass der Anteil erneuerbarer Energie auf Unionsebene nicht dem auf mindestens 32 % ausgerichteten Zielpfad der Union entspricht, zusätzliche Maßnahmen ergreifen. Gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 kann die Kommission Maßnahmen auf Unionsebene treffen, um die Verwirklichung dieses Ziels sicherzustellen, falls sie bei der Bewertung der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne eine

⁽¹⁾ 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 Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 (siehe Seite 1 dieses Amtsblatts).

Lücke zwischen den Zielen dieser Pläne und dem Unionsziel feststellt. Entdeckt die Kommission bei der Bewertung der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne eine Umsetzungslücke, sollten die Mitgliedstaaten die in der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Maßnahmen ergreifen, um die Lücke zu schließen.

- (12) Um ehrgeizige Beiträge der Mitgliedstaaten zum Unionsziel zu unterstützen, sollte, auch unter Nutzung von Finanzierungsinstrumenten, ein Finanzrahmen eingerichtet werden, mit dem Investitionen in Projekte im Bereich erneuerbare Energie in diesen Mitgliedstaaten erleichtert werden.
- (13) Die Kommission sollte bei der Zuweisung von Mitteln den Schwerpunkt darauf legen, dass die Kapitalkosten von Projekten im Bereich erneuerbare Energie verringert werden, weil sie einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten und die Wettbewerbsfähigkeit dieser Projekte haben, und dass grundlegende Infrastrukturen, die eine verstärkte technisch machbare und rentable Nutzung von erneuerbarer Energie ermöglichen, etwa Übertragungs- und Verteilernetzinfrastrukturen, intelligente Netze und Verbindungsleitungen, geschaffen werden.
- (14) Die Kommission sollte den Austausch bewährter Verfahren zwischen den zuständigen nationalen oder regionalen Behörden bzw. Stellen erleichtern, z. B. durch regelmäßige Sitzungen, damit ein gemeinsamer Ansatz gefunden wird, um die vermehrte Durchführung von kosteneffizienten Projekten im Bereich erneuerbare Energie zu fördern. Die Kommission sollte auch Investitionen in neue, flexible und saubere Technologien anregen und auf der Grundlage transparenter Kriterien und zuverlässiger Preissignale des Marktes eine angemessene Strategie für den Verzicht auf Technologien, die nicht zu einer Verringerung der Emissionen beitragen oder nicht ausreichend flexibel sind, festlegen.
- (15) In der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾, den Richtlinien 2001/77/EG⁽²⁾ und 2003/30/EG⁽³⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates und in der Richtlinie 2009/28/EG wurden für verschiedene Arten Energie aus erneuerbaren Quellen Begriffsbestimmungen festgelegt. Die Rechtsvorschriften der Union für den Energiebinnenmarkt enthalten Begriffsbestimmungen für den Elektrizitätssektor im Allgemeinen. Im Interesse der Rechtssicherheit und der Klarheit ist es angebracht, diese Begriffsbestimmungen in dieser Richtlinie zu verwenden.
- (16) Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen oder „erneuerbare Elektrizität“ haben sich als ein wirksames Instrument zur Förderung ihres Einsatzes erwiesen. Wenn Mitgliedstaaten beschließen, Förderregelungen einzuführen, sollte die Förderung in einer für die Strommärkte möglichst wenig wettbewerbsverzerrenden Form erfolgen. Deshalb vergibt eine zunehmende Zahl von Mitgliedstaaten die Förderung in einer Form, bei der die Förderung zusätzlich zu Markteinnahmen gewährt wird, und führt marktbasierende Systeme zur Ermittlung des Förderbedarfs ein. In Verbindung mit Maßnahmen zur Vorbereitung des Marktes auf einen steigenden Anteil erneuerbarer Energie tragen solche Förderungen entscheidend dazu bei, dass erneuerbare Elektrizität — unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Fähigkeiten kleiner und großer Produzenten, auf Marktsignale zu reagieren — stärker in den Markt integriert wird.
- (17) Kleine Anlagen können von großem Nutzen sein, wenn es um eine bessere öffentliche Akzeptanz geht und die Einführung von Projekten im Bereich erneuerbare Energie insbesondere auf lokaler Ebene sichergestellt werden soll. Um die Beteiligung dieser kleinen Anlagen und ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gewährleisten, könnten daher — in Einklang mit dem den Elektrizitätsmarkt regelnden Unionsrecht — weiterhin Sonderbedingungen, einschließlich Einspeisetarife, erforderlich sein. Der Begriff „kleine Anlage“ sollte für die Zwecke der Inanspruchnahme von Förderung definiert werden, damit für Investoren Rechtssicherheit besteht. In den Vorschriften über staatliche Beihilfen sind entsprechende Begriffsbestimmungen enthalten.
- (18) Gemäß Artikel 108 AEUV ist ausschließlich die Kommission befugt, die Vereinbarkeit etwaiger von den Mitgliedstaaten für den Einsatz von Energie aus erneuerbaren Quellen vorgesehener staatlicher Beihilferegulungen mit dem Binnenmarkt zu bewerten. Diese Bewertung erfolgt auf der Grundlage von Artikel 107 Absatz 3 AEUV und entspricht den einschlägigen Bestimmungen und Leitlinien, die die Kommission für diese Zwecke erlassen kann. Diese durch den AEUV vorgesehene ausschließliche Befugnis der Kommission bleibt von den Bestimmungen dieser Richtlinie unberührt.
- (19) Der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen sollte möglichst geringe Kosten für die Verbraucher und Steuerzahler mit sich bringen. Bei der Konzipierung von Förderregelungen und bei der Vergabe von Fördermitteln sollten sich die Mitgliedstaaten bemühen, die Gesamtsystemkosten des Ausbaus auf dem Dekarbonisierungspfad bis hin zu dem bis 2050 angestrebten Ziel der CO₂-armen Wirtschaft möglichst gering zu halten.

⁽¹⁾ Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2008 über die Energiestatistik (ABl. L 304 vom 14.11.2008, S. 1).

⁽²⁾ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 283 vom 27.10.2001, S. 33).

⁽³⁾ Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (ABl. L 123 vom 17.5.2003, S. 42).

Erwiesenermaßen lassen sich die Förderkosten mit marktbasierenden Mechanismen, beispielsweise Ausschreibungsverfahren, auf wettbewerbsorientierten Märkten in vielen Fällen wirksam verringern. Unter bestimmten Umständen führen Ausschreibungsverfahren jedoch möglicherweise nicht unbedingt zu einer effizienten Preisbildung. Daher müssen unter Umständen ausgewogene Ausnahmeregelungen geprüft werden, die Kostenwirksamkeit und möglichst geringe Gesamtförderkosten gewährleisten. Insbesondere sollte es den Mitgliedstaaten gestattet sein, kleinen Anlagen und Demonstrationsprojekten mit Rücksicht auf deren beschränktere Möglichkeiten Ausnahmen von der Beteiligung an Ausschreibungsverfahren und von der Direktvermarktung zu gewähren. Da die Kommission im Einzelfall prüft, ob die Förderung erneuerbarer Energie mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, sollten diese Ausnahmen mit den entsprechenden Schwellenwerten in Einklang stehen, die in den jüngsten Leitlinien der Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen festgelegt sind. In den Leitlinien für 2014–2020 sind als Schwellenwerte für Ausnahmen von der Beteiligung an Ausschreibungsverfahren 1 MW (für Windkraftanlagen 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten) und von der Direktvermarktung 500 kW (für Windkraftanlagen 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten) festgelegt. Damit die Ausschreibungsverfahren noch stärker zur Verringerung der Gesamtförderkosten beitragen, sollten sie grundsätzlich allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in nichtdiskriminierender Weise offenstehen. Bei der Aufstellung ihrer Förderregelungen können die Mitgliedstaaten Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien begrenzen, wenn das notwendig ist, um suboptimale Ergebnisse in Bezug auf Netzeinschränkungen, Netzstabilität, Systemintegrationskosten, die Notwendigkeit einer Diversifizierung des Energiemix und das langfristige Potenzial der Technologien zu verhindern.

- (20) Der Europäische Rat hat in seinen Schlussfolgerungen vom 23. und 24. Oktober 2014 zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 betont, dass ein stärker vernetzter Energiebinnenmarkt erforderlich ist und dass für die Einspeisung von immer mehr erneuerbarer Energie mit variabler Leistungsabgabe eine ausreichende Förderung bereitgestellt werden muss, damit die Union ihrem Führungsanspruch bei der Energiewende gerecht werden kann. Daher ist es dringend erforderlich, den Grad der Vernetzung zu erhöhen und bei der Verwirklichung der vom Europäischen Rat vereinbarten Ziele Fortschritte zu erzielen, damit die Möglichkeiten der Energieunion in vollem Umfang genutzt werden können.
- (21) Bei der Aufstellung von Förderregelungen für erneuerbare Energiequellen berücksichtigen die Mitgliedstaaten das Angebot an nachhaltiger Biomasse und tragen den Grundsätzen der Kreislaufwirtschaft und der Abfallhierarchie gemäß der Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾ entsprechend Rechnung, um unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Rohstoffmärkten zu verhindern. Abfallvermeidung und Abfallrecycling sollten Vorrang haben. Die Mitgliedstaaten sollten keine Förderregelungen aufstellen, die den Zielen für die Abfallbehandlung zuwiderlaufen und zu einer ineffizienten Nutzung recycelbarer Abfälle führen würden.
- (22) Die Mitgliedstaaten haben unterschiedliche Potenziale im Bereich erneuerbare Energie und bedienen sich unterschiedlicher Förderregelungen auf nationaler Ebene. Die meisten Mitgliedstaaten wenden Förderregelungen an, bei denen nur für im eigenen Hoheitsgebiet produzierte Energie aus erneuerbaren Quellen Vergünstigungen gewährt werden. Damit die nationalen Förderregelungen ordnungsgemäß funktionieren, sollte es den Mitgliedstaaten weiterhin möglich sein, Wirkung und Kosten dieser Regelungen dem eigenen Potenzial entsprechend zu steuern. Ein wichtiger Faktor bei der Verwirklichung des Ziels dieser Richtlinie besteht nach wie vor darin, wie in den Richtlinien 2001/77/EG und 2009/28/EG vorgesehen, das ungestörte Funktionieren der nationalen Förderregelungen zu gewährleisten, damit das Vertrauen der Investoren erhalten bleibt und die Mitgliedstaaten im Hinblick auf ihren jeweiligen Beitrag zu dem von der Union bis 2030 angestrebten Ziel für erneuerbare Energie sowie gegebenenfalls auf die Ziele, die sie sich selbst gesetzt haben, wirksame nationale Maßnahmen konzipieren können. Diese Richtlinie sollte die grenzüberschreitende Förderung von erneuerbarer Energie erleichtern, ohne die nationalen Förderregelungen unverhältnismäßig zu beeinträchtigen.
- (23) Die Öffnung von Förderregelungen für die grenzüberschreitende Beteiligung begrenzt negative Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt und kann die Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen dabei unterstützen, das Ziel der Union auf kosteneffizientere Weise zu erreichen. Ferner ist die grenzüberschreitende Beteiligung die natürliche Folge der Entwicklung der Unionspolitik im Bereich erneuerbare Energie, die im Hinblick auf den Beitrag zu dem unionsweit verbindlichen Ziel Konvergenz und Zusammenarbeit fördert. Daher ist es angezeigt, die Mitgliedstaaten dazu zu ermutigen, die Förderung für Projekte in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen, und verschiedene Möglichkeiten festzulegen, wie diese schrittweise Öffnung unter Einhaltung der Bestimmungen des AEUV, insbesondere der Artikel 30, 34 und 110, umgesetzt werden kann. Da sich Stromflüsse nicht zurückverfolgen lassen, ist es angemessen, die Öffnung von Förderregelungen für die grenzüberschreitende Beteiligung an Anteile zu knüpfen, die eine Annäherung an den tatsächlichen Verbundgrad darstellen, und den Mitgliedstaaten zu gestatten, ihre geöffneten Förderregelungen auf die Mitgliedstaaten zu beschränken, zu denen eine direkte Netzverbindung besteht, was ein konkreter Hinweis dafür ist, dass zwischen den Mitgliedstaaten physikalische Stromflüsse stattfinden. Das zonenübergreifende und grenzüberschreitende Funktionieren der Strommärkte sollte dadurch jedoch in keiner Weise beeinträchtigt werden.

(1) Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (ABl. L 312 vom 22.11.2008, S. 3).

- (24) Um zu gewährleisten, dass die Öffnung der Förderregelungen auf Gegenseitigkeit beruht und allen Seiten zum Vorteil gereicht, sollten die teilnehmenden Mitgliedstaaten eine Kooperationsvereinbarung unterzeichnen. Die Mitgliedstaaten sollten die Kontrolle darüber behalten, in welchem Tempo der Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Elektrizität in ihrem Hoheitsgebiet voranschreitet, um insbesondere den damit verbundenen Integrationskosten und den erforderlichen Investitionen in die Netze Rechnung zu tragen. So sollte ihnen gestattet sein, die Teilnahme von in ihrem Hoheitsgebiet befindlichen Anlagen an Ausschreibungen, die von anderen Mitgliedstaaten für sie geöffnet wurden, zu beschränken. Die Kooperationsvereinbarungen sollten auf alle wichtigen Aspekte eingehen, wie etwa die Berücksichtigung der Kosten eines Projekts, das von einem Staat im Hoheitsgebiet eines anderen Staates errichtet wird, einschließlich der Ausgaben für den Ausbau von Netzen, Energieübertragungs-, Speicher- und Reservekapazitäten sowie aufgrund möglicher Netzengpässe. In diesen Vereinbarungen sollten die Mitgliedstaaten auch jene Maßnahmen berücksichtigen, die eine kostengünstige Integration solcher zusätzlichen Kapazitäten für erneuerbare Elektrizität ermöglichen könnten, unabhängig davon, ob es sich um Regulierungsmaßnahmen (beispielsweise zur Marktgestaltung) oder um zusätzliche Investitionen in verschiedene Flexibilitätsquellen (beispielsweise Verbindungsleitungen, Speicherung, Laststeuerung oder flexible Erzeugung) handelt.
- (25) Die Mitgliedstaaten sollten Verzerrungen verhindern, die dazu führen, dass Ressourcen in großem Umfang aus Drittländern eingeführt werden. In diesem Zusammenhang sollten sie ein Lebenszykluskonzept in Betracht ziehen und fördern.
- (26) Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gleichberechtigt mit anderen großen Teilnehmern an bestehenden Förderregelungen teilhaben können. Deshalb sollte es den Mitgliedstaaten gestattet sein, Maßnahmen — einschließlich der Bereitstellung von Informationen sowie technischer und finanzieller Förderung — zu treffen, Verwaltungsanforderungen abzubauen, auf Gemeinschaften ausgerichtete Bietekriterien aufzunehmen und auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zugeschnittene Zeitfenster für Gebote vorzusehen oder zu gestatten, dass diese Gemeinschaften, sofern sie die Kriterien für kleine Anlagen erfüllen, über direkte Förderung vergütet werden.
- (27) Bei der Planung der Infrastruktur, die für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen benötigt wird, sollten politische Strategien für die Beteiligung der Menschen, die von den Projekten betroffen sind, und insbesondere der Bevölkerung vor Ort berücksichtigt werden.
- (28) Die Verbraucher sollten umfassend, auch über die verbesserte Gesamtenergieeffizienz von Wärme- und Kältesystemen und die niedrigeren Betriebskosten von Elektrofahrzeugen, informiert werden, damit sie als Verbraucher in Bezug auf erneuerbare Energie individuelle Entscheidungen treffen können und Lock-in-Effekte bei bestimmten Technologien vermieden werden.
- (29) Unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV sollten Fördermaßnahmen für erneuerbare Energie berechenbar und beständig sein und häufige oder nachträgliche Änderungen daran vermieden werden. Eine unberechenbare und unbeständige Förderpolitik hat unmittelbare Auswirkungen auf die Kapitalfinanzierungskosten, die Kosten der Projektentwicklung und damit auf die Gesamtkosten des Ausbaus im Bereich erneuerbare Energie in der Union. Die Mitgliedstaaten sollten verhindern, dass sich die Überarbeitung der Modalitäten etwaiger bereits gewährter Förderung für Projekte im Bereich erneuerbare Energie negativ auf deren wirtschaftliche Tragfähigkeit auswirkt. In diesem Zusammenhang sollten die Mitgliedstaaten kostenwirksame Fördermaßnahmen unterstützen und für ihre finanzielle Tragfähigkeit sorgen. Außerdem sollte ein langfristiger indikativer Zeitplan für die wichtigsten Aspekte der voraussichtlichen Förderung veröffentlicht werden, ohne jedoch die Möglichkeit der Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen, über die Zuweisung von Haushaltsmitteln in den im Zeitplan erfassten Jahren zu entscheiden.
- (30) Die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie und Fortschrittsberichte zu erstellen, sowie die Verpflichtung der Kommission, über die Fortschritte der Mitgliedstaaten Bericht zu erstatten, sind unerlässlich, um die Transparenz zu erhöhen, Klarheit für Investoren und Verbraucher zu schaffen und eine wirksame Überwachung zu ermöglichen. Diese Verpflichtungen werden mit der Verordnung (EU) 2018/1999 in das Governance-System der Energieunion integriert, in dem die Planungs-, Berichterstattungs- und Überwachungspflichten in den Bereichen Energie und Klima zusammengeführt werden. Außerdem geht die Transparenzplattform für erneuerbare Energie in der umfassenderen, durch die genannte Verordnung eingerichteten elektronischen Plattform auf.
- (31) Für die Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Bestimmung dieser Quellen ist es erforderlich, für transparente und eindeutige Regeln zu sorgen.
- (32) Bei der Berechnung des Beitrags der Wasserkraft und der Windkraft für die Zwecke dieser Richtlinie sollten die Auswirkungen klimatischer Schwankungen durch die Verwendung einer Normalisierungsregel geglättet werden. Weiterhin sollte Elektrizität, die in Pumpspeicherkraftwerken mit zuvor hochgepumptem Wasser produziert wird, nicht als erneuerbare Elektrizität betrachtet werden.

- (33) Wärmepumpen, die die Nutzung von Umgebungswärme und geothermische Energie bei einem brauchbaren Temperaturniveau ermöglichen, oder Kältesysteme benötigen Elektrizität oder andere Hilfsenergie für ihren Betrieb. Deshalb sollte die Energie, die zum Antrieb dieser Systeme eingesetzt wird, von der Gesamtnutzenergie oder der Energie, die dem Gebiet entnommen wird, subtrahiert werden. Es sollten nur Wärme- und Kältesysteme berücksichtigt werden, bei denen der Output oder die einem Gebiet entnommene Energie die zum Antrieb der Systeme erforderliche Primärenergie deutlich übersteigt. Kältesysteme tragen zum Energieverbrauch in den Mitgliedstaaten bei; es ist deshalb angemessen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Energieverbrauch solcher Systeme in allen Endverbrauchssektoren im Rahmen der Berechnungsmethoden berücksichtigt wird.
- (34) Passive Energiesysteme verwenden die Baukonstruktion, um Energie nutzbar zu machen. Die dergestalt nutzbar gemachte Energie gilt als eingesparte Energie. Zur Vermeidung einer Doppelzählung sollte auf diese Weise nutzbar gemachte Energie für die Zwecke dieser Richtlinie nicht berücksichtigt werden.
- (35) Bei einigen Mitgliedstaaten ist der Anteil des Flugverkehrs am Bruttoendenergieverbrauch hoch. Angesichts der technischen und rechtlichen Beschränkungen, die den kommerziellen Einsatz von Biokraftstoffen in der Luftfahrt derzeit verhindern, ist es angemessen, eine teilweise Ausnahme für diese Mitgliedstaaten vorzusehen, indem bei der Berechnung ihres Bruttoendenergieverbrauchs im nationalen Flugverkehr diejenige Menge unberücksichtigt bleibt, um die sie, laut Eurostat, den eineinhalbfachen Wert des durchschnittlichen EU-Bruttoendenergieverbrauchs im Flugverkehr im Jahr 2005 überschreiten (d. h. 6,18 %). Zypern und Malta sind als Inseln und Randgebiete auf den Flugverkehr als unverzichtbares Beförderungsmittel für ihre Bürger und ihre Wirtschaft besonders angewiesen. Das führt dazu, dass Zypern und Malta einen Bruttoendenergieverbrauch im nationalen Flugverkehr haben, der mit mehr als dem Dreifachen des Unionsdurchschnitts im Jahr 2005 unverhältnismäßig hoch ist. Folglich sind sie unverhältnismäßig von den derzeitigen technischen und rechtlichen Beschränkungen betroffen. Es ist daher angemessen, zugunsten dieser Mitgliedstaaten eine Ausnahme in Höhe des Betrags vorzusehen, um den diese Mitgliedstaaten laut Eurostat den durchschnittlichen EU-Bruttoendenergieverbrauch im Flugverkehr im Jahr 2005 überschreiten (d. h. 4,12 %).
- (36) In der Mitteilung der Kommission vom 20. Juli 2016 mit dem Titel „Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität“ wird hervorgehoben, dass fortschrittliche Biokraftstoffe und flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs mittelfristig für den Luftverkehr besonders wichtig sein werden.
- (37) Um sicherzustellen, dass die dieser Richtlinie als Anhang beigefügte Liste von Rohstoffen zur Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe und anderer Biokraftstoffe und Biogase die Grundsätze der Abfallhierarchie gemäß der Richtlinie 2008/98/EG, die Nachhaltigkeitskriterien der Union und die Notwendigkeit berücksichtigt werden, dass durch diesen Anhang, mit dem die Nutzung von Abfällen und Reststoffen gefördert werden soll, keine zusätzliche Nachfrage nach Anbauflächen entstehen darf, sollte die Kommission bei der regelmäßigen Bewertung des Anhangs die Einbeziehung zusätzlicher Rohstoffe erwägen, die keine erheblichen Verzerrungen auf den Märkten für (Neben-) Produkte, Abfälle oder Reststoffe bewirken.
- (38) Um Möglichkeiten zur Senkung der mit der Verwirklichung des Unionsziels dieser Richtlinie verbundenen Kosten zu schaffen und um den Mitgliedstaaten Flexibilität bei der Einhaltung ihrer Verpflichtung zu geben, nach 2020 nicht hinter den für 2020 gesetzten nationalen Zielen zurückzubleiben, sollte in den Mitgliedstaaten der Verbrauch von in anderen Mitgliedstaaten produzierter erneuerbarer Energie gefördert werden, und die Mitgliedstaaten sollten erneuerbare Energie, die in anderen Mitgliedstaaten verbraucht wird, auf ihren eigenen Anteil erneuerbarer Energie anrechnen können. Aus diesem Grund sollte die Kommission eine Plattform der Union für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie (Union renewable development platform, URDP) einrichten, die den Mitgliedstaaten abgesehen von bilateralen Kooperationsvereinbarungen den Handel mit Anteilen von erneuerbarer Energie ermöglicht. Die URDP ist als Ergänzung zur freiwilligen Öffnung von Förderregelungen für Projekte in anderen Mitgliedstaaten vorgesehen. Die Vereinbarungen zwischen den Mitgliedstaaten umfassen statistische Transfers, gemeinsame Projekte der Mitgliedstaaten oder gemeinsame Förderregelungen.
- (39) Die Mitgliedstaaten sollten darin bestärkt werden, alle angemessenen Formen der Zusammenarbeit zu nutzen, damit die Ziele dieser Richtlinie erreicht werden, und die Bürger über die Vorteile zu informieren, die sich durch Kooperationsmechanismen ergeben. Diese Zusammenarbeit kann auf allen Ebenen bilateral oder multilateral erfolgen. Abgesehen von den Mechanismen mit Auswirkungen auf die Zielberechnung des Anteils erneuerbarer Energie und die Zielerfüllung, die ausschließlich in dieser Richtlinie geregelt sind, nämlich die statistischen Transfers zwischen den Mitgliedstaaten, die bilateral oder über die URDP erfolgen, die gemeinsamen Projekte und die gemeinsamen Förderregelungen, kann eine solche Zusammenarbeit beispielsweise auch in einem Austausch von Informationen und bewährten Verfahrensweisen, wie er insbesondere mit der durch die Verordnung (EU) 2018/1999 geschaffenen elektronischen Plattform vorgesehen ist, und in einer anderen freiwilligen Abstimmung zwischen allen Typen von Förderregelungen bestehen.

- (40) Es sollte die Möglichkeit bestehen, importierte, aus erneuerbaren Energiequellen außerhalb der Union produzierte Elektrizität auf den Anteil erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten anzurechnen. Damit die Ersetzung nicht erneuerbarer Energie durch erneuerbare Energie sowohl in der Union als auch in Drittländern eine angemessene Wirkung erzielt, sollte sichergestellt werden, dass diese Einfuhren zuverlässig nachverfolgt und angerechnet werden können. Abkommen mit Drittländern über die Organisation dieses Handels mit erneuerbarer Elektrizität sollten berücksichtigt werden. Sind die Vertragsparteien des Vertrags über die Energiegemeinschaft ⁽¹⁾ aufgrund eines nach diesem Vertrag erlassenen diesbezüglichen Beschlusses durch die einschlägigen Bestimmungen dieser Richtlinie gebunden, so sollten die in dieser Richtlinie vorgesehenen Kooperationsmaßnahmen zwischen den Mitgliedstaaten auch für sie gelten.
- (41) Wenn die Mitgliedstaaten gemeinsame Projekte mit einem oder mehreren Drittländern zur Produktion von erneuerbarer Elektrizität durchführen, sollten sich diese gemeinsamen Projekte nur auf neu gebaute Anlagen oder Anlagen beziehen, deren Kapazität gerade aufgestockt wurde. Auf diese Weise kann besser sichergestellt werden, dass die Einfuhr von Energie aus erneuerbaren Quellen in die Union nicht dazu führt, dass in dem Drittland der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Gesamtenergieverbrauch sinkt.
- (42) Mit dieser Richtlinie wird nicht nur ein Rahmen der Union für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen festgelegt, sondern auch zu den positiven Auswirkungen beigetragen, die sich aus der Förderung der Erschließung erneuerbarer Energieträger in Drittländern für die Union und die Mitgliedsstaaten ergeben können. Die Union und die Mitgliedstaaten sollten Forschung, Entwicklung und Investitionen zugunsten der Produktion von erneuerbarer Energie in Entwicklungsländern und anderen Partnerländern unter uneingeschränkter Achtung des Völkerrechts fördern und auf diese Weise zur Stärkung der ökologischen Nachhaltigkeit, der wirtschaftlichen Tragfähigkeit und der Ausfuhrkapazitäten dieser Länder im Bereich erneuerbare Energie beitragen.
- (43) Das Verfahren, das für die Genehmigung, Zertifizierung und Zulassung von Anlagen für erneuerbare Energieträger angewendet wird, muss objektiv, transparent, diskriminierungsfrei und verhältnismäßig sein, wenn die Regelungen auf bestimmte Projekte angewendet werden. Insbesondere ist es angemessen, unnötige Belastungen zu vermeiden, die sich daraus ergeben können, dass Projekte im Bereich erneuerbare Energie als Anlagen, die ein hohes Gesundheitsrisiko darstellen, eingestuft werden.
- (44) Im Interesse der raschen Verbreitung von Energie aus erneuerbaren Quellen und im Hinblick auf deren insgesamt große Vorzüge in Bezug auf Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit sollten die Mitgliedstaaten im Rahmen von Verwaltungsvorgängen, Planungsabläufen und der Gesetzgebung, die für die Zulassung von Anlagen in Bezug auf die Verringerung von Schadstoffen und die Überwachung von Industrieanlagen, die Eindämmung der Luftverschmutzung und die Vermeidung oder Verminderung der Ableitung gefährlicher Stoffe in die Umwelt gelten, dem Beitrag der von Energie aus erneuerbaren Quellen bei der Umsetzung der Umwelt- und Klimaschutzziele insbesondere im Vergleich zu Anlagen, die keine erneuerbaren Energieträger nutzen, Rechnung tragen.
- (45) Die Kohärenz zwischen den Zielen dieser Richtlinie und dem sonstigen Umweltrecht der Union sollte sichergestellt werden. Insbesondere sollten die Mitgliedstaaten bei Bewertungs-, Planungs- oder Zulassungsverfahren für Anlagen zur Nutzung von erneuerbarer Energie dem Umweltrecht der Union Rechnung tragen und den Beitrag berücksichtigen, den Energie aus erneuerbaren Quellen vor allem im Vergleich zu Anlagen, die nicht erneuerbare Energie nutzen, bei der Erreichung der Umwelt- und Klimaschutzziele leisten.
- (46) Geothermische Energie ist eine wichtige vor Ort verfügbare erneuerbare Energiequelle, die in der Regel deutlich weniger Emissionen verursacht als fossile Brennstoffe, und bestimmte Arten von Geothermalkraftwerken verursachen nahezu keine Emissionen. Aufgrund bestimmter geologischer Gegebenheiten können bei der Produktion geothermischer Energie jedoch in bestimmten Gebieten aus unterirdischen Fluiden und anderen geologischen Formationen im Untergrund Treibhausgase und andere Stoffe freigesetzt werden, die gesundheits- und umweltschädlich sind. Deshalb sollte die Nutzung geothermischer Energie von der Kommission nur erleichtert werden, wenn die damit verbundenen Auswirkungen auf die Umwelt gering sind und im Vergleich zu nicht erneuerbaren Quellen Treibhausgaseinsparungen erzielt werden.
- (47) Auf nationaler, regionaler und gegebenenfalls auch lokaler Ebene haben Vorschriften und Verpflichtungen in Bezug auf Mindestanforderungen an die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in neuen und renovierten Gebäuden den Einsatz von Energie aus erneuerbaren Quellen erheblich gesteigert. Diese Maßnahmen sollten in der Union in einem größeren Zusammenhang gefördert werden; gleichzeitig sollte über Bauvorschriften und Regelwerke in Verbindung mit Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen darauf hingewirkt werden, dass energieeffizientere Formen der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen Verbreitung finden.

(1) ABl. L 198 vom 20.7.2006, S. 18.

- (48) Um die Festlegung von Mindestwerten für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Gebäuden zu erleichtern und zu beschleunigen, sollte die Berechnung dieser Mindestwerte für neue Gebäude und bestehende Gebäude, die einer größeren Renovierung unterzogen werden, eine ausreichende Grundlage bieten, um beurteilen zu können, ob die Einbeziehung von Mindestwerten für erneuerbare Energie technisch machbar, zweckmäßig und wirtschaftlich tragbar ist. Die Mitgliedstaaten sollten unter anderem gestatten, dass effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme sowie — bei Fehlen von Fernwärme- und Fernkältesystemen — andere Energieinfrastrukturen genutzt werden, um diese Anforderungen zu erfüllen.
- (49) Um zu gewährleisten, dass die nationalen Maßnahmen für die Entwicklung der Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auf einer umfassenden Ermittlung und Analyse des nationalen Potenzials von erneuerbarer Energie und Abwärme basieren und eine stärkere Integration von erneuerbarer Energie — durch Förderung von unter anderem innovativen Technologien wie Wärmepumpen, geothermischen und solarthermischen Technologien — sowie von Abwärme und -kälte vorsehen, sollten die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet werden, eine Bewertung des nationalen Potenzials von Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor durchzuführen, insbesondere um die durchgängige Einbeziehung von Energie aus erneuerbaren Quellen bei Wärme- und Kälteanlagen zu erleichtern und eine wettbewerbsfähige und effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung zu fördern. Zur Gewährleistung der Kohärenz mit den Anforderungen im Bereich der Energieeffizienz von Wärme- und Kälteanlagen und zur Verringerung des Verwaltungsaufwands sollte diese Bewertung im Rahmen der umfassenden Bewertungen erfolgen, die gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ durchzuführen und mitzuteilen sind.
- (50) Es hat sich gezeigt, dass der Einsatz von Energie aus erneuerbaren Quellen durch das Fehlen transparenter Regeln und mangelnde Koordinierung zwischen den verschiedenen Genehmigungsstellen behindert wird. Wenn Antragstellern während des Verwaltungsverfahrens im Hinblick auf die Beantragung und die Erteilung der Genehmigung über eine Anlaufstelle für Verwaltungsangelegenheiten Beratung angeboten würde, soll dies dazu führen das Verfahren für den Projektentwickler, aber auch für Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität und für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften weniger kompliziert sowie effizienter und transparenter zu gestalten. Die Beratung hat unter Berücksichtigung der besonderen Gegebenheiten der Mitgliedstaaten auf einer geeigneten Verwaltungsebene zu erfolgen. Die zentralen Anlaufstellen sollten Antragsteller während des gesamten Verwaltungsverfahrens als Berater zur Seite stehen und unterstützen, sodass sich die Antragsteller, um das Verfahren zur Genehmigungserteilung zum Abschluss zu bringen, an keine weiteren Verwaltungsstellen wenden müssen, sofern sie dies nicht bevorzugen.
- (51) Langwierige Verwaltungsverfahren stellen eine große administrative Hürde dar und verursachen erhebliche Kosten. Durch die Vereinfachung der Verwaltungsverfahren zur Genehmigungserteilung und eindeutige Fristen für die Entscheidungen über die Ausstellung der Genehmigung für die Stromerzeugungsanlage, die die zuständigen Behörden auf der Grundlage eines vollständigen Antrags treffen, sollte ein effizienterer Ablauf der Verfahren und somit ein Rückgang der Verwaltungskosten erreicht werden. Damit Projektentwickler und Bürger, die in erneuerbare Energie investieren möchten, die Verfahren leichter verstehen können, sollte ein Verfahrenshandbuch zur Verfügung gestellt werden. Um darauf hinzuwirken, dass erneuerbare Energie gemäß den Zielen dieser Richtlinie von Kleinst-, kleinen und mittleren Unternehmen sowie einzelnen Bürgern in größerem Umfang genutzt wird, sollten für die Beantragung eines Netzzugangs bei der zuständigen Stelle Verfahren der einfachen Mitteilung eingeführt werden, wenn es sich um kleine Projekte im Bereich erneuerbare Energie, einschließlich dezentraler Anlagen wie Solaranlagen auf Gebäuden, handelt. Um auf den wachsenden Bedarf am Repowering bestehender Anlagen für erneuerbare Energie zu reagieren, sollten gestraffte Verfahren zur Genehmigungserteilung vorgesehen werden. Diese Richtlinie, insbesondere die Bestimmungen über die Organisation und die Dauer der Verwaltungsverfahren zur Genehmigungserteilung, sollte unbeschadet des Völkerrechts und des Unionsrechts, einschließlich der Bestimmungen zum Schutz von Umwelt und Gesundheit, gelten. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründenden Fällen, sollten die ursprünglich vorgesehenen Fristen um bis zu einem Jahr verlängert werden dürfen.
- (52) Informations- und Ausbildungsdefizite, insbesondere im Wärme- und im Kältesektor, sollten im Interesse der Förderung des Einsatzes von Energie aus erneuerbaren Quellen beseitigt werden.
- (53) Soweit der Zugang zum Beruf des Installateurs und dessen Ausübung den Regeln für reglementierte Berufe unterliegen, sind die Bedingungen für die Anerkennung der Berufsqualifikationen in der Richtlinie 2005/36/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁾ festgelegt. Die Anwendung der vorliegenden Richtlinie berührt deshalb nicht die Richtlinie 2005/36/EG.

⁽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).

⁽²⁾ Richtlinie 2005/36/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. September 2005 über die Anerkennung von Berufsqualifikationen (ABl. L 255 vom 30.9.2005, S. 22).

- (54) Wenngleich in der Richtlinie 2005/36/EG Anforderungen an die wechselseitige Anerkennung von Berufsqualifikationen, auch für Architekten, festgelegt sind, muss weiterhin gewährleistet werden, dass Architekten und Planer die optimale Verbindung von erneuerbarer Energie und effizienzsteigernden Technologien in ihren Plänen und Entwürfen gebührend berücksichtigen. Die Mitgliedstaaten sollten in dieser Hinsicht daher klare Empfehlungen vorgeben. Dies sollte unbeschadet der Richtlinie 2005/36/EG, insbesondere von deren Artikeln 46 und 49, geschehen.
- (55) Herkunftsnachweise, die für die Zwecke dieser Richtlinie ausgestellt werden, dienen ausschließlich dazu, einem Endkunden gegenüber zu zeigen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde. Ein Herkunftsnachweis kann, unabhängig von der Energie, auf die er sich bezieht, von einem Inhaber auf einen anderen übertragen werden. Um sicherzustellen, dass eine Einheit erneuerbare Energie einem Kunden gegenüber nur einmal ausgewiesen werden kann, sollte jedoch eine Doppelzählung und doppelte Ausweisung von Herkunftsnachweisen vermieden werden. Energie aus erneuerbaren Quellen, deren begleitender Herkunftsnachweis vom Produzenten separat verkauft wurde, sollte gegenüber dem Endkunden nicht als Energie aus erneuerbaren Quellen ausgewiesen oder verkauft werden. Es ist wichtig, dass zwischen grünen Zertifikaten, die für Förderregelungen genutzt werden, und Herkunftsnachweisen unterschieden wird.
- (56) Es sollte ermöglicht werden, dass der Verbrauchermarkt für erneuerbare Elektrizität einen Beitrag zur Entwicklung im Bereich Energie aus erneuerbaren Quellen leistet. Daher sollten die Mitgliedstaaten von Elektrizitätsversorgern, die gemäß dem Unionsrecht über den Elektrizitätsbinnenmarkt gegenüber Endkunden ihren Energiemix ausweisen oder die Energie mit Verweis auf den Verbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen an Verbraucher vermarkten, verlangen, dass sie Herkunftsnachweise von Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen verwenden.
- (57) Es ist wichtig, darüber zu informieren, wie die geförderte Elektrizität den Endkunden zugewiesen wird. Um die Qualität dieser den Verbrauchern bereitgestellten Informationen zu verbessern, sollten die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass für alle Einheiten produzierter erneuerbarer Energie Herkunftsnachweise ausgestellt werden, es sei denn, sie beschließen, Produzenten, die auch finanzielle Förderung erhalten, keine Herkunftsnachweise auszustellen. Wenn Mitgliedstaaten beschließen, Herkunftsnachweise Produzenten auszustellen, die finanzielle Förderung erhalten, oder wenn sie beschließen, diese Nachweise Produzenten nicht direkt auszustellen, sollten sie die Möglichkeit haben, selbst zu entscheiden, mit welchen Mitteln und über welche Mechanismen der Marktwert dieser Herkunftsnachweise berücksichtigt werden soll. Wenn Produzenten von erneuerbarer Energie bereits finanziell gefördert werden, sollte der Marktwert der Herkunftsnachweise für die betreffende Produktion im Rahmen der betreffenden Förderregelung angemessen berücksichtigt werden.
- (58) Mit der Richtlinie 2012/27/EU wurden Herkunftsnachweise eingeführt, um die Herkunft von Elektrizität aus hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu belegen. Jedoch ist für diese Herkunftsnachweise keine Verwendung vorgeschrieben, sodass sie auch als Beleg für die Verwendung von Energie aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung verwendet werden könnten.
- (59) Herkunftsnachweise, die derzeit für erneuerbare Elektrizität bestehen, sollten auch auf Gas aus erneuerbaren Quellen ausgeweitet werden. Die Mitgliedstaaten sollten die Möglichkeit haben, das System der Herkunftsnachweise auch auf Energie aus nicht erneuerbaren Quellen auszudehnen. Dies würde eine einheitliche Nachweisführung für die Herkunft von Gas aus erneuerbaren Quellen wie Biomethan gegenüber dem Endkunden ermöglichen und einen intensiveren länderübergreifenden Handel mit solchem Gas erleichtern. Ferner würde die Einführung von Herkunftsnachweisen für anderes Gas aus erneuerbaren Quellen wie Wasserstoff ermöglicht.
- (60) Die Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen in das Übertragungs- und Verteilernetz und der Einsatz von Systemen zur Energiespeicherung für die integrierte variable Gewinnung zur Verfügung stehender Energie aus erneuerbaren Quellen müssen unterstützt werden, insbesondere hinsichtlich der Bestimmungen für die Einspeisung in das Netz und den Netzzugang. Der Rahmen für die Einbindung von erneuerbarer Elektrizität wird durch anderes Unionsrecht mit Bezug zum Elektrizitätsbinnenmarkt geschaffen. Dieser Rahmen sieht jedoch keine Bestimmungen für die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Energiequellen in das Erdgasnetz vor. Daher ist es angezeigt, sie in diese Richtlinie aufzunehmen.
- (61) Es ist anerkannt, welche Möglichkeiten Innovation und eine nachhaltige, wettbewerbsfördernde Energiepolitik für das Wirtschaftswachstum bieten. Die Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen ist oft von den vor Ort oder in der Region angesiedelten KMU abhängig. Durch Investitionen in die lokale und regionale Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen ergeben sich in den Mitgliedstaaten und ihren Regionen beträchtliche Chancen für die Entwicklung lokaler Unternehmen, nachhaltiges Wachstum und die Entstehung hochwertiger Arbeitsplätze. Deshalb sollten die Kommission und die Mitgliedstaaten nationale und regionale Entwicklungsmaßnahmen in diesen Bereichen unterstützen und fördern, den Austausch bewährter Verfahren für die

Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen zwischen lokalen und regionalen Entwicklungsinitiativen anregen und das Angebot an technischer Hilfe und Schulungsprogrammen ausbauen, um die rechtliche, technische und finanzielle Sachkompetenz vor Ort zu verstärken und die Kenntnisse über Finanzierungsmöglichkeiten, auch in Bezug auf einen gezielteren Einsatz von Unionsmitteln wie Mitteln der Kohäsionspolitik in diesem Bereich, zu verbessern.

- (62) Die Ziele, die regionale und lokale Gebietskörperschaften für erneuerbare Energieträger festlegen, sind häufig ambitionierter als die Ziele auf nationaler Ebene. Das von der lokalen und regionalen Ebene ausgehende Engagement für die Erschließung von erneuerbarer Energie und mehr Energieeffizienz wird zurzeit von Netzen wie dem Bürgermeisterkonvent und der Initiative für intelligente Städte bzw. intelligente Gemeinden und durch die Ausarbeitung von Aktionsplänen für nachhaltige Energie unterstützt. Solche Netze sind unentbehrlich und sollten ausgebaut werden, da sie zur Sensibilisierung beitragen und den Austausch bewährter Verfahren und den Zugang zu verfügbarer finanzieller Förderung erleichtern. In diesem Zusammenhang sollte die Kommission interessierte innovative Regionen und lokale Behörden bei grenzüberschreitenden Vorhaben unterstützen, indem sie bei der Einrichtung von Kooperationsmechanismen Hilfe leistet — wie im Fall des Europäischen Verbunds für territoriale Zusammenarbeit, der öffentlichen Stellen verschiedener Mitgliedstaaten ermöglicht, Teams zu bilden, gemeinsam Leistungen zu erbringen und Projekte umzusetzen, ohne dass dazu vorab ein internationales Abkommen unterzeichnet und von den nationalen Parlamenten ratifiziert werden muss. Andere innovative Maßnahmen, wie Energieleistungsverträge und Normungsverfahren im Bereich der öffentlichen Finanzierung, sollten auch erwogen werden um Anreize für mehr Investitionen in neue Technologien zu schaffen.
- (63) Bei der Förderung der Entwicklung des Marktes für Energie aus erneuerbaren Quellen müssen die positiven Auswirkungen auf regionale und lokale Entwicklungsmöglichkeiten, Exportchancen, sozialen Zusammenhalt und Beschäftigungsmöglichkeiten, besonders für KMU und unabhängige Energieproduzenten, darunter Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, berücksichtigt werden.
- (64) Der besonderen Situation der Regionen in äußerster Randlage wird in Artikel 349 AEUV Rechnung getragen. Der Energiesektor ist in den Regionen in äußerster Randlage häufig durch Isolation, beschränkte Versorgung und Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen gekennzeichnet, obwohl diese Regionen über bedeutende lokale Quellen erneuerbarer Energie verfügen. Die Regionen in äußerster Randlage könnten somit als Beispiele für die Anwendung innovativer Energietechnologien für die Union dienen. Aus diesem Grund ist es erforderlich, die Verbreitung von erneuerbarer Energie zu fördern, damit für diese Regionen ein höheres Maß an Energieautonomie erreicht und ihrer speziellen Situation hinsichtlich des Potenzials im Bereich erneuerbare Energie sowie des Bedarfs an öffentlicher Förderung Rechnung getragen wird. Es sollte eine Ausnahmebestimmung von begrenzter lokaler Wirkung vorgesehen werden, die den Mitgliedstaaten gestattet, spezifische Kriterien festzulegen, damit der Verbrauch bestimmter Kraftstoffe aus Biomasse finanziell gefördert werden kann. Die Mitgliedstaaten sollten solche spezifischen Kriterien für Anlagen, die Kraftstoffe aus Biomasse verwenden und sich in einer Region in äußerster Randlage im Sinne des Artikels 349 AEUV befinden, sowie für Biomasse, die in den solchen Anlagen als Brennstoff verwendet wird und die harmonisierten Kriterien dieser Richtlinie für Nachhaltigkeit, Energieeffizienz und Treibhausgaseinsparungen nicht erfüllt, festlegen können. Diese spezifischen Kriterien für Biomasse-Brennstoffe sollten unabhängig davon gelten, ob die betreffende Biomasse ihren Ursprung in einem Mitgliedstaat oder einem Drittland hat. Ferner sollten alle spezifischen Kriterien aus Gründen der Energieunabhängigkeit der betreffenden Region in äußerster Randlage, und aus Gründen der Gewährleistung eines reibungslosen Übergangs einer solchen Region in äußerster Randlage zu den Kriterien dieser Richtlinie für Nachhaltigkeit, Energieeffizienz und Treibhausgaseinsparungen, objektiv gerechtfertigt sein.

Da der Energiemix für die Stromerzeugung in Regionen in äußerster Randlage im Grunde zu einem großen Teil aus Heizöl besteht, ist es notwendig, eine angemessene Prüfung der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen in diesen Regionen zuzulassen. Daher wäre es angemessen, für den in den Regionen in äußerster Randlage produzierten Strom einen spezifischen Vergleichswert für Fossilbrennstoffe festzulegen. Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass die von ihnen festgelegten spezifischen Kriterien tatsächlich eingehalten werden. Schließlich sollten es die Mitgliedstaaten, unbeschadet der nach Förderregelungen in Einklang mit dieser Richtlinie gewährten Förderungen, nicht ablehnen, gemäß dieser Richtlinie bezogene Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe aufgrund anderer Nachhaltigkeitserwägungen zu berücksichtigen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die die harmonisierten Kriterien dieser Richtlinie erfüllen, auch im Fall der betroffenen Regionen in äußerster Randlage weiterhin von den mit dieser Richtlinie verfolgten Handelserleichterungen profitieren.

- (65) Die Entwicklung dezentraler Technologien für erneuerbare Energie und für deren Speicherung sollte zu nichtdiskriminierenden Bedingungen und ohne Behinderung der Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen ermöglicht werden. Mit dem Übergang zur dezentralisierten Energieproduktion sind viele Vorteile verbunden, beispielsweise die Nutzung vor Ort verfügbarer Energiequellen, eine bessere lokale Energieversorgungssicherheit, kürzere Transportwege und geringere übertragungsbedingte Energieverluste. Diese Dezentralisierung wirkt sich auch positiv auf die Entwicklung und den Zusammenhalt der Gemeinschaft aus, weil vor Ort Erwerbsquellen und Arbeitsplätze entstehen.

- (66) Da die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität an Bedeutung gewinnt, sollten die Begriffe „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ und „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ definiert werden. Es sollte außerdem ein Rechtsrahmen geschaffen werden, der es Eigenversorgern ermöglicht, Elektrizität ohne unverhältnismäßig hohe Belastungen zu erzeugen, zu speichern, zu verbrauchen und zu verkaufen. Beispielsweise sollten in Wohnungen lebende Bürgerinnen und Bürger in gleichem Umfang von der Stärkung der Verbraucher profitieren können wie Haushalte in Einfamilienhäusern. Da allerdings einzeln und gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität unterschiedliche Eigenschaften aufweisen, sollten die Mitgliedstaaten zwischen einzeln und gemeinsam handelnden Eigenversorgern differenzieren dürfen, soweit eine solche Differenzierung verhältnismäßig und hinreichend begründet ist.
- (67) Für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ergeben sich durch die Stärkung gemeinsam handelnder Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität auch Möglichkeiten, die Energieeffizienz auf Ebene der Privathaushalte zu verbessern und — durch Senkung des Verbrauchs und niedrigere Versorgungstarife — Energiearmut zu beseitigen. Die Mitgliedstaaten sollten diese Gelegenheit angemessen nutzen, indem sie unter anderem prüfen, ob die Teilnahme auch Haushalten ermöglicht werden sollte, die dazu andernfalls nicht in der Lage wären, wie unter anderem bedürftige Verbraucher und Mieter.
- (68) Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sollten keine diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Lasten und Kosten zu tragen haben, und ihnen sollten keine ungerechtfertigten Umlagen und Abgaben auferlegt werden. Ihr Beitrag zur Verwirklichung des Klimaschutz- und Energieziels sowie die Kosten und Nutzen, die sie für das Energiesystem im weiteren Sinne mit sich bringen, sollten berücksichtigt werden. Deshalb sollten die Mitgliedstaaten grundsätzlich keine Umlagen und Abgaben auf erneuerbare Elektrizität, die Eigenversorger am selben Ort produziert und verbrauchen, erheben. Es sollte den Mitgliedstaaten jedoch gestattet sein, nichtdiskriminierende, verhältnismäßige Umlagen und Abgaben auf diese Elektrizität zu erheben und die Förderung damit auf die objektiv notwendige Höhe zu beschränken, wenn das notwendig ist, um die finanzielle Tragfähigkeit des Stromsystems sicherzustellen und ihre Förderregelungen effizient zum Einsatz zu bringen. Gleichzeitig sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, wenn Strom ins Netz eingespeist wird, ausgewogen und angemessen an den mit der Produktion, der Verteilung und dem Verbrauch von Strom verbundenen Gesamtkosten beteiligt werden.
- (69) Aus diesen Gründen sollten die Mitgliedstaaten auf von Eigenversorgern am selben Ort produzierte und verbrauchte erneuerbare Elektrizität grundsätzlich keine Umlagen und Abgaben erheben. Damit die finanzielle Tragfähigkeit von Förderregelungen für erneuerbare Energie durch diesen Anreiz nicht beeinträchtigt wird, kann seine Anwendung auf kleine Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität bis 30 kW beschränkt werden. Wenn sie ihre Förderregelungen effizient zum Einsatz bringen und zu ihren Förderregelungen diskriminierungsfrei und effektiv Zugang besteht, sollten die Mitgliedstaaten Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität für die von dieser verbrauchte Elektrizität in bestimmten Fällen Umlagen und Abgaben auferlegen können. Die Mitgliedstaaten sollten bis zu der Höhe, die notwendig ist, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit entsprechender Projekte sicherzustellen, teilweise Befreiungen von Umlagen, Abgaben, oder eine Kombination aus beidem und Förderung gewähren dürfen.
- (70) Dass sich Bürgerinnen und Bürger vor Ort und lokale Behörden im Rahmen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften an Projekten im Bereich erneuerbare Energie beteiligen, hat einen erheblichen Mehrwert gebracht, was die Akzeptanz erneuerbarer Energie und den Zugang zu zusätzlichem Privatkapital vor Ort anbelangt; das führt dazu, dass vor Ort investiert wird, Verbraucher mehr Auswahl haben und Bürgerinnen und Bürger stärker an der Energiewende teilhaben. Dieses Engagement vor Ort wird vor dem Hintergrund wachsender Kapazitäten im Bereich erneuerbare Energie in Zukunft umso wichtiger. Mit Maßnahmen, die es Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften ermöglichen, zu gleichen Bedingungen mit anderen Produzenten zu konkurrieren, wird auch bezweckt, dass sich Bürgerinnen und Bürger vor Ort vermehrt an Projekten im Bereich erneuerbare Energie beteiligen und somit erneuerbare Energie zunehmend akzeptiert wird.
- (71) Die Besonderheiten der lokalen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften hinsichtlich Größe, Eigentümerstruktur und Zahl der Projekte können dazu führen, dass sie mit größeren Akteuren, d. h. Konkurrenten mit größeren Projekten oder Portfolios, nicht auf Augenhöhe konkurrieren können. Daher sollten die Mitgliedstaaten für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften jede Form der Rechtspersönlichkeit wählen können, solange diese in ihrem eigenen Namen Rechte ausüben und Pflichten unterliegen können. Um Missbrauch zu unterbinden und eine starke Beteiligung zu gewährleisten, sollten Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften von den einzelnen Mitgliedern und anderen an der Gemeinschaft als Mitglied oder Anteilseigner beteiligten oder anderweitig, beispielsweise in Form von Investitionen, mit ihnen zusammenarbeitenden herkömmlichen Marktteilnehmern unabhängig bleiben können. Die Teilnahme an Projekten im Bereich erneuerbare Energie sollte auf Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien allen potenziellen Mitgliedern vor Ort offen stehen. Zu den Maßnahmen zum Ausgleich der Nachteile aus den Besonderheiten der lokalen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften hinsichtlich Größe, Eigentümerstruktur und Zahl der Projekte gehört es, den Energiegemeinschaften die Tätigkeit im Energiesystem zu ermöglichen und ihre Marktintegration zu erleichtern. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollten in der Lage sein, in den eigenen Anlagen produzierte Energie gemeinsam zu nutzen. Die Mitglieder der

Gemeinschaften sollten jedoch nicht von einschlägigen Kosten, Umlagen, Abgaben und Steuern befreit sein, die nicht an der Gemeinschaft beteiligte Endverbraucher oder Produzenten in vergleichbarer Lage oder immer dann zu tragen hätten, wenn öffentliche Netzinfrastruktur für diese Übertragungen genutzt wird.

- (72) Privathaushalte und Gemeinschaften, die Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sind, sollten ihre Rechte als Verbraucher behalten, darunter auch das Recht, mit dem Versorger ihrer Wahl einen Vertrag zu schließen und den Versorger zu wechseln.
- (73) Der Wärme- und Kältesektor macht rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs der Union aus und gilt damit als Schlüsselsektor für die beschleunigte Dekarbonisierung des Energiesystems. Darüber hinaus ist sie auch für die Energiesicherheit ein strategisch wichtiger Sektor, da Schätzungen zufolge bis 2030 rund 40 % des Verbrauchs erneuerbarer Energie auf die Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen entfallen werden. Jedoch haben das Fehlen einer harmonisierten Strategie auf Unionsebene, die mangelnde Internalisierung externer Kosten und die Fragmentierung der Märkte für Wärme- und Kälteerzeugung dazu geführt, dass in diesem Bereich bisher nur relativ langsam Fortschritte erzielt wurden.
- (74) Mehrere Mitgliedstaaten haben Maßnahmen im Wärme- und Kältesektor umgesetzt, um ihr Ziel im Bereich erneuerbare Energie bis 2020 zu erreichen. In Ermangelung verbindlicher nationaler Ziele für die Zeit nach 2020 reichen die verbleibenden nationalen Anreize jedoch möglicherweise nicht aus, um die langfristigen Dekarbonisierungsziele für 2030 und 2050 zu verwirklichen. Um diese Zielvorgaben einzuhalten, die Investitionssicherheit zu stärken und die Entwicklung eines unionsweiten Marktes für Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern und gleichzeitig den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ zu achten, sollten die Mitgliedstaaten in ihren Bestrebungen, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen und damit einen Beitrag zur schrittweisen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie zu leisten, bestärkt werden. Angesichts der Fragmentierung einiger Märkte für Wärme- und Kälteerzeugung muss im Hinblick auf die Konzipierung dieser Bestrebungen unbedingt für Flexibilität gesorgt werden. Des Weiteren muss gewährleistet werden, dass eine potenzielle Nutzung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen keine nachteiligen Folgen für die Umwelt hat oder zu unverhältnismäßig hohen Gesamtkosten führt. Um dies möglichst weitgehend zu verhindern, sollte bei der Erhöhung des Anteils der im Wärme- und Kältesektor eingesetzten erneuerbaren Energie die Lage der Mitgliedstaaten, in denen dieser Anteil bereits sehr hoch ist oder in denen Abwärme und -kälte gar nicht genutzt wird, wie etwa in Zypern und Malta, berücksichtigt werden.
- (75) Auf Fernwärme und -kälte entfallen derzeit rund 10 % des Wärmebedarfs in der Union, wobei zwischen den Mitgliedstaaten große Unterschiede bestehen. In ihrer Strategie für die Wärme- und Kälteerzeugung erkennt die Kommission das Dekarbonisierungspotenzial der Fernwärme durch erhöhte Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energie an.
- (76) In der Strategie für die Energieunion wird ferner die Rolle der Bürgerinnen und Bürger bei der Energiewende gewürdigt, wobei sie die Verantwortung für die Umstellung des Energiesystems übernehmen, mithilfe neuer Technologien ihre Energierechnungen senken und sich aktiv am Markt beteiligen.
- (77) Die potenziellen Synergien zwischen den Bemühungen um eine gesteigerte Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Wärme- und Kälteerzeugung und den bestehenden Regelungen im Rahmen der Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾, und der Richtlinie 2012/27/EU sollten hervorgehoben werden. Die Mitgliedstaaten sollten — soweit möglich — bestehende Verwaltungsstrukturen für die Umsetzung solcher Maßnahmen nutzen können, um den Verwaltungsaufwand zu verringern.
- (78) Auf dem Gebiet der Fernwärme ist es daher von entscheidender Bedeutung, die Umstellung auf Energie aus erneuerbaren Quellen zu ermöglichen sowie Lock-in- und Lock-out-Effekte im rechtlichen und technologischen Bereich zu verhindern, indem die Rechte der Produzenten und Endverbraucher von erneuerbarer Energie gestärkt werden; außerdem sollte den Endverbrauchern das Rüstzeug an die Hand gegeben werden, um ihnen die Wahl der Lösung mit der höchsten Gesamtenergieeffizienz, die dem künftigen Wärme- und Kältebedarf in Einklang mit den voraussichtlichen Kriterien für die Energieeffizienz von Gebäuden Rechnung trägt, zu erleichtern. Den Endverbrauchern sollten transparente und zuverlässige Informationen über die Effizienz des Fernwärme- und -kältesystems und den Anteil, der bei ihrer speziellen Wärme- oder Kälteversorgung auf Energie aus erneuerbaren Quellen entfällt, zur Verfügung gestellt werden.
- (79) Zum Schutz von Verbrauchern von Fernwärme- und -kältesystemen, die keine effizienten Fernwärme- und -kältesysteme sind, und um es ihnen zu ermöglichen, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen und mit erheblich besserer Gesamtenergieeffizienz selbst produzieren zu können, sollten sie das Recht haben, ineffiziente Fernwärme- oder -kältesysteme auf Ebene des gesamten Gebäudes zu verlassen, d. h. diese Versorgungsdienste nicht länger in Anspruch zu nehmen, indem sie den Vertrag kündigen, oder, wenn der Vertrag für mehrere Gebäude gilt, indem sie den Vertrag mit dem Betreiber des Fernwärme- oder -kältesystems ändern.

⁽¹⁾ Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (ABl. L 153 vom 18.6.2010, S. 13).

- (80) Um die Umstellung auf fortschrittliche Biokraftstoffe vorzubereiten und die Gesamtfolgen direkter und indirekter Landnutzungsänderungen möglichst gering zu halten, sollte die Menge der aus Getreide und anderen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen produzierten Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe, die auf die in dieser Richtlinie festgelegten Ziele angerechnet werden kann, begrenzt werden, ohne die Möglichkeit der Verwendung dieser Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe generell einzuschränken. Die Festlegung eines Grenzwerts auf Unionsebene sollte die Mitgliedstaaten nicht daran hindern, für die Menge der aus Getreide und anderen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen produzierten Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe, die auf nationaler Ebene auf die in dieser Richtlinie festgelegten Ziele angerechnet werden kann, niedrigere Grenzwerte vorzusehen, wobei es ihnen nicht erlaubt sein sollte, die Möglichkeit der Verwendung dieser Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe generell einzuschränken.
- (81) Mit der Richtlinie 2009/28/EG wurde eine Reihe von Nachhaltigkeitskriterien eingeführt, die auch Kriterien zum Schutz von Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt und von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand einschließen; das Problem indirekter Landnutzungsänderungen wird von dieser Richtlinie allerdings nicht erfasst. Bei indirekten Landnutzungsänderungen wird der herkömmliche Anbau von Pflanzen für die Lebensmittel- und Futtermittelproduktion durch den Anbau von Pflanzen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe verdrängt. Die zusätzliche Nachfrage kann den Druck auf die Flächen verschärfen und dazu führen, dass landwirtschaftliche Nutzflächen auf Gebiete mit hohem Kohlenstoffbestand, wie Wälder, Feuchtgebiete und Torfmoorflächen ausgedehnt werden und dadurch zusätzliche Treibhausgasemissionen entstehen. In der Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾ wird festgestellt, dass die Treibhausgasemissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen die Treibhausgasemissionen einzelner Biokraftstoffe, flüssiger Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe aufgrund ihrer Größenordnung ganz oder teilweise aufheben können. Indirekte Landnutzungsänderungen sind zwar mit Risiken verbunden, aber Studien zeigen, dass es von vielen Faktoren abhängt, wie ausgeprägt dieser Effekt ist, unter anderem davon, welche Rohstoffe zur Produktion des Kraftstoffs verwendet werden, wie stark die Nachfrage nach dem Rohstoff durch die Nutzung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen steigt und in welchem Umfang Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand weltweit geschützt werden.

Da nicht eindeutig und mit dem nötigen Präzisionsgrad bestimmt werden kann, wie hoch die durch indirekte Landnutzungsänderungen bedingten Treibhausgasemissionen sind, können sie bei der Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen nicht berücksichtigt werden; ein besonders hohes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen wurde für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe festgestellt, die aus Rohstoffen hergestellt werden, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist. Deshalb sollten die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die im Rahmen dieser Richtlinie gefördert werden, grundsätzlich begrenzt werden; darüber hinaus sollten die Mitgliedstaaten verpflichtet werden, für aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, einen spezifischen, schrittweise herabzusetzenden Grenzwert festzulegen. Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe mit einem geringen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen sollten von dem spezifischen, schrittweise herabzusetzenden Grenzwert ausgenommen werden.

- (82) Ertragssteigerungen in den landwirtschaftlichen Sektoren, die durch verbesserte Landbewirtschaftungsmethoden, Investitionen in bessere Maschinen und Wissenstransfers erreicht werden, und die über dem Niveau liegen, das ohne produktivitätsfördernde Systeme für aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe erreichbar wäre, sowie der Anbau von Pflanzen auf Flächen, die zuvor nicht für den Anbau von Pflanzen genutzt wurden, können indirekte Landnutzungsänderungen vermindert. Wenn es Hinweise dafür gibt, dass solche Maßnahmen zu einer über die erwartete Verbesserung hinausgehenden Steigerung der Produktivität geführt haben, sollten die aus solchen zusätzlichen Rohstoffen produzierten Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe als Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe mit einem geringen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen betrachtet werden. Dabei sollte Schwankungen bei den jährlichen Erträgen Rechnung getragen werden.
- (83) In der Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates wurde die Kommission aufgefordert, unverzüglich einen umfassenden Vorschlag für eine kosteneffiziente und technologieneutrale Strategie für die Zeit nach 2020 vorzulegen, um mit dem übergeordneten Ziel, die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor zu verringern, eine langfristige Perspektive für Investitionen in nachhaltige Biokraftstoffe zu schaffen, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht. Eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Kraftstoffanbietern einen Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen vorzuschreiben, kann Investitionssicherheit schaffen und die kontinuierliche Entwicklung alternativer erneuerbarer Kraftstoffe,

⁽¹⁾ Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 239 vom 15.9.2015, S. 1).

einschließlich fortschrittlicher Biokraftstoffe, flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, sowie die Nutzung erneuerbarer Elektrizität im Verkehrssektor begünstigen. Da sich möglicherweise nicht alle Kraftstoffanbieter kostengünstig oder überhaupt Alternativen aus erneuerbaren Quellen beschaffen können, sollten die Mitgliedstaaten sie unterschiedlich behandeln und bei Bedarf bestimmte Kraftstoffanbieter von dieser Verpflichtung ausnehmen dürfen. Da sich Kraftstoffe leicht handeln lassen, dürften Kraftstoffanbieter in Mitgliedstaaten, die in geringem Maße über die relevanten Ressourcen verfügen, in der Lage sein, ohne weiteres Kraftstoffe erneuerbarer Herkunft anderweitig zu beziehen.

- (84) Um bei nachhaltigen Kraftstoffen für Transparenz und Rückverfolgbarkeit zu sorgen, sollte eine Unionsdatenbank eingerichtet werden. Die Mitgliedstaaten sollten zwar weiterhin nationale Datenbanken nutzen oder einrichten können, aber diese Datenbanken sollten mit der Unionsdatenbank verknüpft sein, um die sofortige Übermittlung der Daten und die Harmonisierung der Datenströme sicherzustellen.
- (85) Fortschrittliche Biokraftstoffe sowie andere Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in einem Anhang zu dieser Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs und die Nutzung erneuerbarer Elektrizität im Verkehrssektor können zu geringen CO₂-Emissionen, und damit zu einer kosteneffizienten Dekarbonisierung des Verkehrssektors der Union beitragen, und, unter anderem, die Förderung von Innovation, Wachstum und Beschäftigung in der Wirtschaft der Union, die Verringerung der Abhängigkeit von Energieeinfuhren und die Diversifizierung der Energieversorgung in diesem Bereich vorantreiben. Eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Kraftstoffanbietern die Gewährleistung eines Mindestanteils fortschrittlicher Biokraftstoffe und bestimmter Biogase vorzuschreiben, sollte dazu dienen, die stetige Entwicklung fortschrittlicher Kraftstoffe, einschließlich Biokraftstoffe, vorantreiben. Es ist wichtig, dafür zu sorgen, dass diese Beimischungsverpflichtung auch die Verbesserung der Treibhausgasbilanz jener Kraftstoffe fördert, die zur Einhaltung dieser Verpflichtung eingesetzt werden. Die Kommission sollte die Treibhausgasbilanz, die technische Innovativität und die Nachhaltigkeit dieser Kraftstoffe bewerten.
- (86) Im Bereich der intelligenten Verkehrssysteme ist es wichtig, die Entwicklung und den Einsatz von Elektromobilität für den Straßenverkehr voranzutreiben, und die Integration fortschrittlicher Technologien in den innovativen Schienenverkehr zu beschleunigen.
- (87) Ein wesentlicher Anteil der erneuerbaren Energie im Verkehrssektor wird bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf Elektromobilität entfallen. Angesichts der raschen Entwicklung der Elektromobilität und des Potenzials dieses Sektors für Wachstum und Beschäftigung in der Union sollten hier weitere Anreize geschaffen werden. Um dem Einsatz von erneuerbarer Elektrizität im Verkehrssektor zu fördern und den komparativen Nachteil in der Energiestatistik zu verringern, sollten auf für den Verkehrssektor bereitgestellte erneuerbarer Elektrizität Multiplikatoren angewandt werden. Da es unmöglich ist, alle für Straßenfahrzeuge bereitgestellte Elektrizität durch gezielte Messung (z. B. beim Laden zu Hause) statistisch zu erfassen, sollten Multiplikatoren angewandt werden, damit die positiven Auswirkungen des elektrifizierten, auf erneuerbarer Energie basierenden Verkehrs richtig erfasst werden. Es sollten Möglichkeiten in Erwägung gezogen werden, mit denen sichergestellt werden kann, dass die neue Nachfrage nach Elektrizität im Verkehrssektor durch zusätzliche Kapazitäten zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird.
- (88) Da bestimmte Arten von Biokraftstoffen in Zypern und Malta wegen der klimatischen Bedingungen aus ökologischen, technischen und gesundheitlichen Gründen sowie aufgrund der Größe und der Struktur des Kraftstoffmarktes nur begrenzt verwendet werden können, sollten die beiden Länder diese inhärenten Einschränkungen geltend machen dürfen, wenn sie den Nachweis erbringen, dass die für Kraftstoffanbieter geltenden nationalen Verpflichtungen zur Nutzung erneuerbarer Energie eingehalten werden.
- (89) Die Förderung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe kann, sofern diese Kraftstoffe den angemessenen Mindestschwellenwerten für Treibhausgaseinsparungen entsprechen, ebenfalls dazu beitragen, dass die politischen Ziele bezüglich der Diversifizierung der Energieversorgung und der Dekarbonisierung des Verkehrssektors erreicht werden. Daher sollte sich die Verpflichtung der Kraftstoffanbieter auch auf diese Kraftstoffe beziehen, wobei es den Mitgliedstaaten allerdings freistehen sollte, diese Kraftstoffe im Rahmen dieser Verpflichtung nicht zu berücksichtigen. Da es sich um nicht erneuerbare Kraftstoffe handelt, sollten diese Kraftstoffe nicht auf das Gesamtziel der Union für Energie aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden.
- (90) Erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs spielen in Sektoren, die voraussichtlich langfristig auf flüssige Kraftstoffe angewiesen sein werden, für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie eine wichtige Rolle. Damit erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs tatsächlich zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen, sollte bei der Kraftstoffproduktion Elektrizität aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden. Für den Fall, dass die verwendete Elektrizität aus dem Netz bezogen wird, sollte die Kommission durch delegierter Rechtsakte ein zuverlässiges Unionsverfahren entwickeln. Mit dem Verfahren sollte sichergestellt werden, dass die Stromproduktionseinheit, mit der der Produzent einen bilateralen Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom geschlossen hat, zeitlich und geografisch mit der Kraftstoffproduktion korreliert. Beispielsweise sollten erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs nicht als uneingeschränkt erneuerbar

angerechnet werden, wenn sie zu einer Zeit produziert werden, in der die unter Vertrag genommene Einheit zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität gar keinen Strom erzeugt. In einem weiteren Beispiel sollten Kraftstoffe bei einem Engpass im des Elektrizitätsnetzes nur dann uneingeschränkt als erneuerbar angerechnet werden können, wenn sich sowohl die Stromerzeugungs- als auch die Kraftstoffproduktionsanlage auf der gleichen Seite des Engpasses befinden. Außerdem sollte es ein Element der Zusätzlichkeit geben, das heißt, der Kraftstoffproduzent trägt zusätzlich zur Nutzung erneuerbarer Quellen oder zu deren Finanzierung bei.

- (91) Rohstoffe, die sich bei der Nutzung für Biokraftstoffe nur geringfügig auf die indirekte Landnutzungsänderung auswirken, sollten aufgrund ihres Beitrags zur Dekarbonisierung der Wirtschaft gefördert werden. Insbesondere Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas für den Verkehr, für die innovativere, weniger ausgereifte Technologien eingesetzt werden und die aus diesem Grund eines höheren Maßes an Unterstützung bedürfen, sollten in einen Anhang dieser Richtlinie aufgenommen werden. Um zu gewährleisten, dass dieser Anhang dem neuesten Stand der technologischen Entwicklungen entspricht und dass unbeabsichtigte negative Auswirkungen vermieden werden, sollte die Kommission diesen Anhang auf seine mögliche Ausweitung auf weitere Rohstoffe überprüfen.
- (92) Die Kosten für den Anschluss neuer Produzenten von Gas aus erneuerbaren Energiequellen an das Gasnetz sollten auf objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien beruhen, und der Nutzen, den lokale Produzenten von Gas aus erneuerbaren Quellen für das Gasnetz bringen, sollte gebührend berücksichtigt werden.
- (93) Um das Potenzial von Biomasse, mit Ausnahme von Torf und Materialien, die in geologische Formationen eingebettet und/oder fossilisiert sind, für die Verringerung der CO₂-Emissionen der Wirtschaft über ihren Material- und Energieverbrauch voll auszunutzen, sollten die Union und die Mitgliedstaaten eine verstärkte nachhaltige Mobilisierung bestehender Holz- und Landwirtschaftsressourcen und die Entwicklung neuer Systeme für Waldbau und landwirtschaftliche Produktion fördern, sofern die für Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen geltenden Kriterien erfüllt sind.
- (94) Die Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen sollte stets auf nachhaltige Weise erfolgen. Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die dafür verwendet werden, das Unionsziel dieser Richtlinie zu erreichen, und jene, denen Förderregelungen zugutekommen, sollten daher Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllen müssen. Die Harmonisierung dieser Kriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe ist Voraussetzung dafür, dass die in Artikel 194 Absatz 1 AEUV festgelegten energiepolitischen Ziele der Union erreicht werden. Diese Harmonisierung garantiert die Funktion des Energiebinnenmarkts und erleichtert somit, insbesondere im Hinblick auf die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, es nicht abzulehnen, gemäß dieser Richtlinie bezogene Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe aufgrund anderer Nachhaltigkeitserwägungen zu berücksichtigen, den Handel mit konformen Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zwischen den Mitgliedstaaten. Die positiven Auswirkungen der Harmonisierung der vorgenannten Kriterien, was das reibungslose Funktionieren des Energiebinnenmarktes und die Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen in der Union anbelangt, werden sich unweigerlich einstellen. Für Biomasse-Brennstoffe sollten die Mitgliedstaaten zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen festlegen dürfen.
- (95) Die Union sollte im Rahmen dieser Richtlinie angemessene Maßnahmen ergreifen, einschließlich der Förderung von Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe sowie für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe.
- (96) Die Produktion landwirtschaftlicher Rohstoffe für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe und die durch diese Richtlinie geschaffenen Anreize für deren Nutzung sollten nicht dazu führen, dass die Zerstörung von durch biologische Vielfalt geprägten Flächen gefördert wird. Solche begrenzten Ressourcen, deren universeller Wert in verschiedenen internationalen Rechtsakten anerkannt wurde, sollten bewahrt werden. Daher müssen Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen festgelegt werden, die sicherstellen, dass Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe nur für Anreize in Frage kommen, wenn garantiert ist, dass der landwirtschaftliche Rohstoff nicht von durch biologische Vielfalt geprägten Flächen stammt, oder wenn im Falle von Gebieten, die zu Naturschutzzwecken oder zum Schutz von seltenen, bedrohten oder gefährdeten Ökosystemen oder Arten ausgewiesen wurden, nachgewiesen wird, dass die Produktion des landwirtschaftlichen Rohstoffs solchen Zwecken nicht entgegensteht, wobei die jeweils zuständige Behörde den Nachweis zu führen hat.
- (97) Wälder sollten als biologisch vielfältig im Sinne der Nachhaltigkeitskriterien eingestuft werden, wenn es sich gemäß der Definition der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (FAO) in ihrer globalen Waldbestandsaufnahme („Global Forest Resource Assessment“) um Primärwälder handelt oder wenn Wälder zu Naturschutzzwecken durch nationale Rechtsvorschriften geschützt sind. Gebiete, in denen forstwirtschaftliche Produkte außer Holz gesammelt werden, sollten als biologisch vielfältig eingestuft werden, sofern die

menschliche Einwirkung gering ist. Andere Waldarten gemäß der Definition der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen, wie z. B. modifizierte Naturwälder, halbnatürliche Wälder und Plantagen, sollten nicht als Primärwald eingestuft werden. Angesichts der großen biologischen Vielfalt, die bestimmte Arten von Grünland in gemäßigten wie auch in tropischen Gebieten aufweisen, einschließlich Savannen, Steppen, Buschland und Prärien mit großer biologischer Vielfalt, ist es überdies angebracht, dass Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die aus von solchen Flächen stammenden landwirtschaftlichen Rohstoffen hergestellt werden, nicht für die in dieser Richtlinie vorgesehenen Anreize in Frage kommen. Der Kommission sollten Durchführungsbefugnisse übertragen werden um geeignete Kriterien festzulegen, nach denen, im Einklang mit den besten verfügbaren wissenschaftlichen Daten und einschlägigen internationalen Standards, definiert würde, was unter Grünland mit hoher biologischer Vielfalt zu verstehen ist.

- (98) Flächen sollten nicht zur Produktion von landwirtschaftlichen Rohstoffen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe umgewandelt werden, wenn der resultierende Kohlenstoffbestandsverlust nicht innerhalb einer angesichts der Dringlichkeit von Klimaschutzmaßnahmen vertretbaren Zeitspanne durch Treibhausgaseinsparung infolge der Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen ausgeglichen werden könnte. Dies würde den Wirtschaftsteilnehmern unnötig aufwändige Forschungsarbeiten ersparen und die Umwandlung von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand vermeiden, die für die Gewinnung von landwirtschaftlichen Rohstoffen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe nicht in Frage kommen. Aus Verzeichnissen der weltweiten Kohlenstoffbestände ergibt sich, dass Feuchtgebiete und kontinuierlich bewaldete Gebiete mit einem Überschirmungsgrad von über 30 % in diese Kategorie aufgenommen werden sollten.
- (99) Im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik sollten die Landwirte der Union ein umfassendes Paket von Umweltschutzanforderungen einhalten, um Direktzahlungen zu erhalten. Die Einhaltung dieser Anforderungen kann am wirksamsten im Rahmen der Agrarpolitik überprüft werden. Ihre Aufnahme in die Nachhaltigkeitsregelung ist nicht sinnvoll, da mit den Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie Bestimmungen festgelegt werden sollten, die objektiv und allgemeingültig sind. Eine Überprüfung der Einhaltung der Vorschriften im Rahmen dieser Richtlinie würde außerdem unnötigen Verwaltungsaufwand verursachen.
- (100) Zur Produktion landwirtschaftlicher Rohstoffe für die Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen sollten Verfahren eingesetzt werden, die die Auflage erfüllen, dass die Bodenqualität und der Gehalt an organischem Kohlenstoff im Boden geschützt werden. Die Überwachungssysteme der Betreiber oder der nationalen Behörden sollten sich deshalb auch auf die Bodenqualität und den Kohlenstoffgehalt des Bodens erstrecken.
- (101) Für Biomasse-Brennstoffe, die in den Bereichen Elektrizität, im Wärme- und Kältesektor eingesetzt werden, sollten unionsweit gültige Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen festgelegt werden, um auch weiterhin erhebliche Treibhausgaseinsparungen gegenüber fossilen Brennstoffen zu erzielen, unbeabsichtigte Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit zu vermeiden und den Binnenmarkt zu fördern. Gebiete in äußerster Randlage sollten das Potenzial ihrer Ressourcen nutzen können, um die Produktion von erneuerbarer Energie zu steigern und energiewirtschaftlich unabhängiger zu werden.
- (102) Um sicherzustellen, dass trotz der zunehmenden Nachfrage nach forstwirtschaftlicher Biomasse die Entnahme in den Wäldern auf nachhaltige Weise erfolgt und die Regeneration gewährleistet ist, dass speziell für den Schutz von Biodiversität, Landschaften und spezifischen natürlichen Ressourcen ausgewiesenen Gebieten besondere Aufmerksamkeit gewidmet wird, dass Biodiversitätsressourcen erhalten bleiben und Kohlenstoffbestände beobachtet werden, sollte das Rohmaterial Holz ausschließlich aus Wäldern stammen, in denen die Ernte im Einklang mit den Grundsätzen der nachhaltigen Waldbewirtschaftung, die im Rahmen internationaler Initiativen wie Forest Europe entwickelt wurden und die durch nationale Rechtsvorschriften oder die besten Bewirtschaftungsverfahren auf Ebene des Gewinnungsgebiets umgesetzt werden, erfolgt. Die Betreiber sollten geeignete Maßnahmen ergreifen, um die Gefahr, dass nicht nachhaltige forstwirtschaftliche Biomasse für die Produktion von Bioenergie genutzt wird, weitestgehend zu begrenzen. Zu diesem Zweck sollten die Betreiber einen risikobasierten Ansatz verfolgen. In diesem Zusammenhang ist es angebracht, dass die Kommission im Anschluss an die Konsultation des Ausschusses für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen mithilfe von Durchführungsrechtsakten Empfehlungen für die Überprüfung der Einhaltung des risikobasierten Ansatzes erstellt.
- (103) Die Ernte zu Energiezwecken hat zugenommen und wird voraussichtlich weiter zunehmen, was zu umfangreicheren Rohstoffeinfuhren aus Drittländern sowie zum Anstieg der Produktion dieser Materialien in der Union führt. Es sollte sichergestellt werden, dass nachhaltig geerntet wird.
- (104) Um den Verwaltungsaufwand möglichst gering zu halten, sollten die Kriterien der Union für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen ausschließlich für die Produktion von Elektrizität und Wärme aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen mit einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von 20 MW und mehr gelten.

- (105) Biomasse-Brennstoffe sollten auf effiziente Weise in Elektrizität und Wärme umgewandelt werden, um im größtmöglichen Umfang Energieversorgungssicherheit und Treibhausgaseinsparungen zu gewährleisten und um die Luftschadstoffemissionen zu begrenzen und den Druck auf begrenzte Biomasseressourcen weitestgehend zu reduzieren.
- (106) Die Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen, die mit in neuen Anlagen hergestellten Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biogas für den Verkehr zu erzielen sind, sollten erhöht werden, um die Treibhausgasgesamtbilanz dieser Anlagen zu verbessern und weiteren Investitionen in Anlagen mit schlechterer Treibhausgasemissionsbilanz entgegenzuwirken. Mit einer solchen Erhöhung würde ein Schutz für Investitionen in Kapazitäten zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biogas für den Verkehr geschaffen.
- (107) Aufgrund der Erfahrungen mit der praktischen Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien der Union ist es sinnvoll, die Rolle freiwilliger internationaler und nationaler Zertifizierungssysteme zur einheitlichen Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien zu stärken.
- (108) Die Förderung freiwilliger internationaler oder nationaler Regelungen, in denen Standards für die nachhaltige Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen festgelegt sind und die bescheinigen, dass die Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen diese Standards erfüllt, ist im Interesse der Union. Daher sollte bei solchen Regelungen dafür gesorgt werden, dass sie anerkanntermaßen zuverlässige Erkenntnisse und Daten hervorbringen, wenn sie angemessene Standards der Zuverlässigkeit, Transparenz und Unabhängigkeit der Audits erfüllen. Um zu gewährleisten, dass die Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen solide und einheitlich überprüft wird, und insbesondere um Betrug zu verhindern, sollte die Kommission die Befugnis erhalten, Durchführungsbestimmungen einschließlich angemessener Standards der Zuverlässigkeit, Transparenz und Unabhängigkeit der Audits, die im Rahmen der freiwilligen Systeme anzuwenden sind, zu erlassen.
- (109) Freiwillige Systeme spielen eine zunehmend wichtige Rolle, wenn es darum geht, die Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe nachzuweisen. Daher wäre es für die Kommission angemessen zu verlangen, dass freiwillige Systeme — einschließlich der bereits von der Kommission anerkannten — regelmäßig über ihre Tätigkeit Bericht erstatten. Diese Berichte sollten veröffentlicht werden, um mehr Transparenz zu schaffen und die Aufsicht durch die Kommission zu verbessern. Außerdem würde die Kommission aufgrund dieser Berichterstattung die Informationen erhalten, die sie benötigt, um einen Bericht über das Funktionieren der freiwilligen Systeme erstellen zu können, in dem sie aufzeigt, welche Verfahren sich bewährt haben, und gegebenenfalls einen Vorschlag unterbreitet, wie diese Verfahren noch stärker gefördert werden können.
- (110) Um das Funktionieren des Binnenmarkts zu erleichtern, sollten Nachweise hinsichtlich der Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die nach einer von der Kommission anerkannten Regelung erlangt wurden, in allen Mitgliedstaaten anerkannt werden. Die Mitgliedstaaten sollten dazu beitragen, dass die ordnungsgemäße Umsetzung der Zertifizierungsgrundsätze der freiwilligen Regelungen gewährleistet wird, indem sie die Arbeitsweise der Zertifizierungsstellen, die durch die nationale Zulassungsstelle akkreditiert wurden, überwachen und indem sie den freiwilligen Regelungen relevante Beobachtungen mitteilen.
- (111) Um einem unverhältnismäßigen administrativen Aufwand vorzubeugen, sollte eine Liste von Standardwerten für verbreitete Biokraftstoff-Produktionswege für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe festgelegt werden; diese Liste sollte aktualisiert und erweitert werden, sobald weitere zuverlässige Daten vorliegen. Wirtschaftsteilnehmer sollten immer die in dieser Liste angegebenen Einsparwerte für Treibhausgasemissionen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe für sich in Anspruch nehmen können. Liegt der Standardwert für die Treibhausgaseinsparung eines Produktionswegs unter dem geforderten Mindestwert für Treibhausgaseinsparungen, sollte von Produzenten, die nachweisen wollen, dass sie diesen Mindestwert einhalten, verlangt werden, dass sie den Nachweis dafür erbringen, dass die tatsächlichen aus ihrem Produktionsverfahren resultierenden Treibhausgasemissionen niedriger sind als diejenigen, von denen bei der Berechnung der Standardwerte ausgegangen wurde.
- (112) Für die Berechnung der Treibhausgaseinsparungen von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen sowie Biomasse-Brennstoffen und ihrer fossilen Vergleichsgrößen müssen klare Regeln festgelegt werden, die auf objektiven und nichtdiskriminierenden Kriterien beruhen.
- (113) Nach dem aktuellen technischen und wissenschaftlichen Kenntnisstand sollte die Berechnungsmethode für Treibhausgasemissionen der Umwandlung fester und gasförmiger Biomasse-Brennstoffe in Endenergie Rechnung tragen, damit sie der Berechnung erneuerbarer Energie für die Zwecke der Anrechnung auf das Unionsziel gemäß dieser Richtlinie entspricht. Im Unterschied zu Abfällen und Reststoffen sollte die Zuordnung von Treibhausgasemissionen zu Nebenprodukten auch in den Fällen überprüft werden, in denen Elektrizität und Wärme und Kälte in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder in Multi-Erzeugungsanlagen produziert wurden.

- (114) Wenn Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand im Boden oder in der Vegetation für den Anbau von Rohstoffen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe umgewandelt werden, wird in der Regel ein Teil des gespeicherten Kohlenstoffs in die Atmosphäre freigesetzt, was zur Bildung von Kohlendioxid (CO₂) führt. Die daraus resultierenden negativen Auswirkungen auf den Treibhauseffekt können die positiven Auswirkungen auf den Treibhauseffekt der Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe aufheben, in einigen Fällen kann die Wirkung sogar deutlich kontraproduktiv sein. Die vollständigen Kohlenstoffauswirkungen einer solchen Umwandlung sollten daher bei der Berechnung der Treibhausgaseinsparung von einzelnen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen berücksichtigt werden. Dies ist erforderlich, um sicherzustellen, dass bei der Berechnung der Treibhausgaseinsparungen die Kohlenstoffauswirkungen der Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen in vollem Umfang berücksichtigt werden.
- (115) Bei der Berechnung des Beitrags von Landnutzungsänderungen zu den Treibhausgasemissionen sollten die Wirtschaftsteilnehmer auf die tatsächlichen Werte für die Kohlenstoffbestände zurückgreifen können, die mit der Bezugsflächennutzung und der Landnutzung nach der Umwandlung verbunden sind. Darüber hinaus sollten sie Standardwerte verwenden können. Die Methodik der Zwischenstaatlichen Sachverständigengruppe für Klimaänderungen („Intergovernmental Panel on Climate Change“ — IPCC) ist eine geeignete Grundlage für solche Standardwerte. Diese Arbeit liegt zurzeit nicht in einer Form vor, die unmittelbar von den Wirtschaftsteilnehmern angewendet werden kann. Daher sollte die Kommission ihre Leitlinien vom 10. Juni 2010 für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke der dieser Richtlinie als Anhang beigefügten Regelung über die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie ihrer fossilen Vergleichsgrößen zu den Treibhausgasemissionen unter Gewährleistung der Kohärenz mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ überarbeiten.
- (116) Bei der Berechnung der durch die Produktion und Verwendung von Kraft- und Brennstoffen verursachten Treibhausgasemissionen sollten Nebenprodukte berücksichtigt werden. Die Substitutionsmethode ist für Analysen politischer Maßnahmen geeignet, für die Regulierung in Bezug auf einzelne Wirtschaftsteilnehmer und einzelne Kraftstofflieferungen jedoch nicht. Für Regulierungszwecke eignet sich die Energieallokationsmethode am besten, da sie leicht anzuwenden und im Zeitablauf vorhersehbar ist, kontraproduktive Anreize auf ein Mindestmaß begrenzt sind und sie Ergebnisse hervorbringt, die in der Regel mit den Ergebnissen der Substitutionsmethode vergleichbar sind. Für Analysen politischer Maßnahmen sollte die Kommission in ihrer Berichterstattung auch die Ergebnisse der Substitutionsmethode heranziehen.
- (117) Nebenprodukte unterscheiden sich von Reststoffen und landwirtschaftlichen Reststoffen, da sie das primäre Ziel des Produktionsprozesses darstellen. Daher sollte klargestellt werden, dass Ernterückstände Reststoffe und keine Nebenprodukte sind. Dies hätte keine Auswirkungen auf die bestehende Methodik, sondern würde lediglich die bestehenden Bestimmungen verdeutlichen.
- (118) Die etablierte Methode der Energieallokation für die Aufteilung der Treibhausgasemissionen auf die Nebenprodukte, hat sich bewährt und sollte weiterhin angewandt werden. Es empfiehlt sich, die Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die bei der Verarbeitung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen eingesetzt wird, an die Methode anzugleichen, die angewandt wird, wenn KWK die Endnutzung darstellt.
- (119) Die Methode trägt der Verringerung von Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von KWK-Anlagen im Vergleich zu reinen Elektrizitätswerken und Wärmeerzeugungsanlagen Rechnung, indem sie den Nutzen von Wärme gegenüber Elektrizität sowie den Nutzen von Wärme bei unterschiedlichen Temperaturen berücksichtigt. Daraus folgt, dass der Wärmeerzeugung bei einer höheren Temperatur ein größerer Teil der gesamten Treibhausgasemissionen zuzuordnen ist als bei einer niedrigen Temperatur, wenn die Wärme- und Stromerzeugung gekoppelt sind. Bei der Methode wird der gesamte Produktionsweg bis zur Endenergie berücksichtigt, einschließlich der Umwandlung in Wärme oder Elektrizität.
- (120) Die Daten, die für die Berechnung dieser Standardwerte verwendet werden, sollten aus unabhängigen, mit wissenschaftlichem Sachverstand ausgestatteten Quellen stammen und gegebenenfalls aktualisiert werden, wenn die Arbeit dieser Quellen voranschreitet. Die Kommission sollte diesen Quellen nahelegen, dass sie bei ihren Aktualisierungen auf Emissionen aus dem Anbau, die Auswirkungen regionaler und klimatischer Bedingungen, die Auswirkungen des Anbaus nach nachhaltigen landwirtschaftlichen Methoden und Methoden des ökologischen Landbaus und wissenschaftliche Beiträge von Produzenten innerhalb der Union und in Drittländern sowie der Zivilgesellschaft eingehen.

⁽¹⁾ Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Mai 2013 über ein System für die Überwachung von Treibhausgasemissionen sowie für die Berichterstattung über diese Emissionen und über andere klimaschutzrelevante Informationen auf Ebene der Mitgliedstaaten und der Union und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 280/2004/EG (ABl. L 165 vom 18.6.2013, S. 13).

- (121) Weltweit wächst die Nachfrage nach landwirtschaftlichen Rohstoffen. Ein Teil dieser wachsenden Nachfrage wird wahrscheinlich dadurch gedeckt werden, dass die landwirtschaftlichen Flächen erweitert werden. Eine Möglichkeit zur Erweiterung der für den Anbau verfügbaren Flächen besteht in der Sanierung von Flächen, die stark degradiert sind und daher ansonsten nicht für landwirtschaftliche Zwecke genutzt werden können. Die Nachhaltigkeitsregelung sollte die Nutzung solcher sanierten Flächen fördern, da die Förderung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zum Anstieg der Nachfrage nach landwirtschaftlichen Rohstoffen beitragen wird.
- (122) Um die einheitliche Anwendung der Methode für die Berechnung der Treibhausgasemissionen sicherzustellen und sie an die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse anzugleichen, sollten der Kommission Durchführungsbefugnisse zur Anpassung der für die Bewertung der Einhaltung der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erforderlichen methodischen Grundsätze und Werte und zur Entscheidung, ob die von den Mitgliedstaaten und Drittländern vorgelegten Berichte genaue Daten über Emissionen aus dem Anbau der Rohstoffe enthalten, übertragen werden.
- (123) Die europäischen Gasnetze sind immer stärker integriert. Da die Produktion und Verwendung von Biomethan gefördert und Biomethan in die Erdgasnetze eingespeist und grenzüberschreitend gehandelt wird, ist es notwendig, eine ordnungsgemäße Anrechnung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten und Doppelanreize infolge unterschiedlicher Förderregelungen in den einzelnen Mitgliedstaaten zu verhindern. Das Massenbilanzsystem zur Überprüfung der Nachhaltigkeit von Bioenergie und die neue Unionsdatenbank sollen als Hilfsmittel zur Lösung dieser Probleme beitragen.
- (124) Zur Erreichung der Ziele dieser Richtlinie ist es erforderlich, dass die Union und die Mitgliedstaaten beträchtliche Finanzmittel für Forschung und Entwicklung im Bereich der Technologien für erneuerbare Energieträger vorsehen. Insbesondere sollte das Europäische Innovations- und Technologieinstitut der Forschung und Entwicklung im Bereich der Technologien für erneuerbare Energieträger hohe Priorität einräumen.
- (125) Bei der Durchführung dieser Richtlinie sollte gegebenenfalls dem Übereinkommen über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten Rechnung getragen werden, insbesondere soweit es mit der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ umgesetzt wurde.
- (126) Zur Änderung oder Ergänzung nicht wesentlicher Bestimmungen dieser Richtlinie sollte der Kommission die Befugnis übertragen werden, gemäß Artikel 290 des AEUV Rechtsakte zur Änderung oder Ergänzung nicht wesentlicher Bestimmungen dieser Richtlinie hinsichtlich der Bestimmung der Methode für die Berechnung der Menge an erneuerbarer Energie, die für Kälteversorgung und Fernkälte genutzt wird, sowie der Änderung der Methode zur Berechnung der Energie von Wärmepumpen; der Einrichtung der URDP und der Festlegung der Kriterien für den Abschluss von Transaktionen statistischer Transfers zwischen den Mitgliedstaaten über die URDP, der Bestimmung angemessener Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe; der Festlegung sowie gegebenenfalls Überarbeitung der Kriterien für die Zertifizierung als Biokraftstoff, flüssiger Biobrennstoff oder Biomasse-Brennstoff mit einem geringen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen sowie für die Bestimmung jener Rohstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, und für die stufenweise Senkung ihres Beitrags zu den Zielen dieser Richtlinie; der Anpassung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr an den wissenschaftlichen und technischen Fortschritt; der Bestimmung der europäischen Methode zur Festlegung der Vorschriften, an die sich die Wirtschaftsteilnehmer halten müssen, damit Elektrizität, mit der flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs hergestellt werden oder die dem Netz entnommen wird, als uneingeschränkt erneuerbar betrachtet werden kann; der Festlegung der Methode zur Bestimmung des sich aus der Verarbeitung von Biomasse in einem einzigen Verfahren mit fossilen Brennstoffen ergebenden Anteils von Biokraftstoff, und Biogas für den Verkehr sowie der Methode zur Bewertung der Treibhausgaseinsparungen von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen, um sicherzustellen, dass Gutschriften für die Treibhausgaseinsparungen nur einmal gewährt werden; der Änderung durch Ergänzung, nicht aber Streichung von der Auflistung der Rohstoffe für die Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe und andere Biokraftstoffe, und Biogas für den Verkehr; und der Ergänzung oder Änderung der Vorschriften für die Berechnung der negativen Auswirkungen von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und ihrer fossilen Vergleichsgrößen zu erlassen. Es ist von besonderer Bedeutung, dass die Kommission im Zuge ihrer Vorbereitungsarbeit angemessene Konsultationen, auch auf der Ebene von Sachverständigen, durchführt, und dass diese Konsultationen mit den Grundsätzen in Einklang stehen,

⁽¹⁾ Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. Januar 2003 über den Zugang der Öffentlichkeit zu Umweltinformationen und zur Aufhebung der Richtlinie 90/313/EWG des Rates (ABl. L 41 vom 14.2.2003, S. 26).

die in der Interinstitutionellen Vereinbarung vom 13. April 2016 über bessere Rechtsetzung ⁽¹⁾ niedergelegt wurden. Um insbesondere eine gleichberechtigte Beteiligung an der Ausbereitung der delegierten Rechtsakte zu gewährleisten, erhalten das Europäische Parlament und der Rat alle Dokumente zur gleichen Zeit wie die Sachverständigen der Mitgliedstaaten, und ihre Sachverständigen haben systematisch Zugang zu den Sitzungen der Sachverständigengruppen der Kommission, die mit der Vorbereitung der delegierten Rechtsakte befasst sind.

- (127) Die zur Durchführung dieser Richtlinie erforderlichen Maßnahmen sollten gemäß der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁾ beschlossen werden.
- (128) Da die Ziele dieser Richtlinie, nämlich bis 2030 den Bruttoendenergieverbrauch der Union zu einem Anteil von mindestens 32 % durch erneuerbare Energie zu decken, auf Ebene der Mitgliedstaaten nicht ausreichend verwirklicht werden können, sondern wegen des Umfangs der Maßnahme eher auf Unionsebene zu verwirklichen sind, kann die Union im Einklang mit dem in Artikel 5 des Vertrags über die Europäische Union niedergelegten Subsidiaritätsprinzip tätig werden. Entsprechend dem in demselben Artikel genannten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit geht diese Richtlinie nicht über das zur Verwirklichung dieser Ziele erforderliche Maß hinaus.
- (129) Gemäß der Gemeinsamen Politischen Erklärung vom 28. September 2011 der Mitgliedstaaten und der Kommission zu erläuternden Dokumenten ⁽³⁾ haben sich die Mitgliedstaaten verpflichtet, in begründeten Fällen zusätzlich zur Mitteilung ihrer Umsetzungsmaßnahmen ein oder mehrere Dokumente zu übermitteln, in dem bzw. denen der Zusammenhang zwischen den Bestandteilen einer Richtlinie und den entsprechenden Teilen innerstaatlicher Umsetzungsinstrumente erläutert wird. In Bezug auf diese Richtlinie hält der Gesetzgeber die Übermittlung derartiger Dokumente für gerechtfertigt.
- (130) Die Verpflichtung zur Umsetzung dieser Richtlinie in nationales Recht sollte nur jene Bestimmungen betreffen, die im Vergleich zu der Richtlinie 2009/28/EC inhaltlich geändert wurden. Die Verpflichtung zur Umsetzung der inhaltlich unveränderten Bestimmungen ergibt sich aus der genannten Richtlinie.
- (131) Die vorliegende Richtlinie sollte die Verpflichtungen der Mitgliedstaaten hinsichtlich der Frist für die Umsetzung der Richtlinie 2013/18/EU des Rates ⁽⁴⁾ und der Richtlinie (EU) 2015/1513 in innerstaatliches Recht unberührt lassen —

HABEN FOLGENDE RICHTLINIE ERLASSEN:

Artikel 1

Gegenstand

Mit dieser Richtlinie wird ein gemeinsamer Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen vorgeschrieben. In ihr wird ein verbindliches Unionsziel für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union für 2030 festgelegt. Gleichzeitig werden Regeln für die finanzielle Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die Eigenversorgung mit solcher Elektrizität, für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und im Verkehrssektor, für die regionale Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern, für Herkunftsnachweise, administrative Verfahren sowie Informationen und Ausbildung aufgestellt. Ferner werden Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe vorgeschrieben.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Richtlinie gelten die relevanten Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁵⁾.

⁽¹⁾ ABl. L 123 vom 12.5.2016, S. 1.

⁽²⁾ Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Februar 2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren (ABl. L 55 vom 28.2.2011, S. 13).

⁽³⁾ ABl. C 369 vom 17.12.2011, S. 14.

⁽⁴⁾ Richtlinie 2013/18/EU des Rates vom 13. Mai 2013 zur Anpassung der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen aufgrund des Beitritts der Republik Kroatien (ABl. L 158 vom 10.6.2013, S. 230).

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

Im Sinne dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck

1. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, und Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;
2. „Umgebungsenergie“ natürlich vorkommende thermische Energie und in der Umwelt innerhalb eines begrenzten Gebiets angesammelte Energie, die in der Umgebungsluft, mit Ausnahme von Abluft, oder in Oberflächengewässern oder Abwässern gespeichert sein kann;
3. „geothermische Energie“ Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist;
4. „Bruttoendenergieverbrauch“ Energieprodukte, die der Industrie, dem Verkehrssektor, Haushalten, dem Dienstleistungssektor zu energetischen Zwecken geliefert werden einschließlich des Sektors der öffentlichen Dienstleistungen sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft, des Elektrizitäts- und Wärmeverbrauchs der Energiewirtschaft bei der Produktion von Elektrizität, Wärme und Kraftstoffen für den Verkehr, sowie der bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Elektrizitäts- und Wärmeverluste;
5. „Förderregelung“ ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird; dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie;
6. „Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie“ eine Förderregelung, durch die Energieproduzenten dazu verpflichtet werden, ihre Produktion zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, durch die Energieversorger dazu verpflichtet werden, ihre Versorgung zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, oder durch die Energieverbraucher dazu verpflichtet werden, ihren Verbrauch zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken; dazu zählen auch Regelungen, bei denen derartige Verpflichtungen durch Verwendung grüner Zertifikate erfüllt werden können;
7. „Finanzinstrument“ ein Finanzinstrument im Sinne von Artikel 2 Nummer 29 der Verordnung (EU, Euratom) 2018/1046 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾;
8. „KMU“ Kleinunternehmen sowie kleine und mittlere Unternehmen gemäß Artikel 2 des Anhangs der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission ⁽²⁾;
9. „Abwärme und -kälte“ unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist;
10. „Repowering“ die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austauschs von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage;
11. „Verteilernetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person im Sinne des Artikels 2 Nummer 6 der Richtlinie 2009/72/EG und des Artikels 2 Nummer 6 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽³⁾;
12. „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde;

⁽¹⁾ Verordnung (EU, Euratom) 2018/1046 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juli 2018 über die Haushaltsordnung für den Gesamthaushaltsplan der Union, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1296/2013, (EU) Nr. 1301/2013, (EU) Nr. 1303/2013, (EU) Nr. 1304/2013, (EU) Nr. 1309/2013, (EU) Nr. 1316/2013, (EU) Nr. 223/2014, (EU) Nr. 283/2014 und des Beschlusses Nr. 541/2014/EU sowie zur Aufhebung der Verordnung (EU, Euratom) Nr. 966/2012 (ABl. L 193 vom 30.7.2018, S. 1).

⁽²⁾ Empfehlung der Kommission 2003/361/EG vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36).

⁽³⁾ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94).

13. „Restenergiemix“ den jährlichen Gesamtenergiemix eines Mitgliedstaats unter Ausschluss des durch entwertete Herkunftsnachweise abgedeckten Anteils;
14. „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ einen Endkunden, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten — im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität — nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt;
15. „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität im Sinne der Nummer 14, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden;
16. „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“ eine Rechtsperson,
 - a) die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind,
 - b) deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind,
 - c) deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen;
17. „Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom“ einen Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen;
18. „Peer-to-Peer-Geschäft“ im Bereich erneuerbare Energie den Verkauf erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern auf Grundlage eines Vertrags mit vorab festgelegten Bedingungen für die automatische Abwicklung und Abrechnung der Transaktion, die entweder direkt zwischen den Beteiligten oder auf indirektem Wege über einen zertifizierten dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator, erfolgt. Die Rechte und Pflichten der als Endkunden, Produzenten, Versorger oder Aggregatoren beteiligten Parteien bleiben vom Recht auf Peer-to-Peer-Geschäfte unberührt;
19. „Fernwärme“ oder „Fernkälte“ die Verteilung thermischer Energie in Form von Dampf, heißem Wasser oder kalten Flüssigkeiten von zentralen oder dezentralen Produktionsquellen über ein Netz an mehrere Gebäude oder Anlagen zur Nutzung von Raum- oder Prozesswärme oder -kälte;
20. „effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung im Sinne von Artikel 2 Nummer 41 der Richtlinie 2012/27/EU;
21. „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne von Artikel 2 der Richtlinie 2012/27/EU;
22. „Ausweis über die Gesamtenergieeffizienz“ einen Ausweis über die Gesamtenergieeffizienz im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie 2010/31/EU;
23. „Abfall“ Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 der Richtlinie 2008/98/EG, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen;
24. „Biomasse“ den biologisch abbaubaren Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs;
25. „landwirtschaftliche Biomasse“ Biomasse aus der Landwirtschaft;
26. „forstwirtschaftliche Biomasse“ Biomasse aus der Forstwirtschaft;
27. „Biomasse-Brennstoffe“ gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;
28. „Biogas“ gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;

29. „Bioabfall“ Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG;
30. „Gewinnungsgebiet“ das geografisch definierte Gebiet, in dem die forstwirtschaftlichen Biomasse-Rohstoffe gewonnen werden, zu dem zuverlässige und unabhängige Informationen verfügbar sind und in dem die Bedingungen homogen genug sind, um das Risiko in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Rechtmäßigkeit der forstwirtschaftlichen Biomasse zu bewerten;
31. „Walderneuerung“ die Wiederaufforstung eines Waldbestands mithilfe natürlicher oder künstlicher Mittel nach der Entnahme des früheren Bestands durch Fällung oder aufgrund natürlicher Ursachen, einschließlich Feuer oder Sturm;
32. „flüssige Biobrennstoffe“ flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind;
33. „Biokraftstoffe“ flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden;
34. „fortschrittliche Biokraftstoffe“ Biokraftstoffe, die aus in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden;
35. „wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe“ flüssige und gasförmige Kraftstoffe, die aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, die für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG nicht geeignet sind, hergestellt werden, sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen;
36. „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs“ flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt;
37. „Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht“ Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, deren Rohstoffe im Rahmen von Systemen hergestellt wurden, bei denen die Verdrängungseffekte von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen durch verbesserte Landbewirtschaftungsmethoden sowie den Anbau von Kulturpflanzen auf zuvor nicht für den Anbau genutzten Flächen vermieden werden, und die in Einklang mit den in Artikel 29 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe hergestellt wurden;
38. „Kraftstoffanbieter“ eine Rechtsperson, die für die Abgabe von Kraftstoff an einer Verbrauchsteuerstelle zuständig ist oder, im Fall von Elektrizität, oder in dem Fall, dass keine Verbrauchsteuer anfällt, oder in anderen hinreichend begründeten Fällen, jede andere von einem Mitgliedstaat benannte Rechtsperson;
39. „Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt“ Pflanzen, unter die überwiegend Getreide, ungeachtet dessen, ob nur die Körner oder, wie bei Grünmais, die gesamte Pflanze verwendet wird, Knollen- und Wurzelfrüchte, wie Kartoffeln, Topinambur, Süßkartoffeln, Maniok und Yamswurzeln, sowie Knollenfrüchte, wie Taro und Cocoyam, fallen;
40. „Nahrungs- und Futtermittelpflanzen“ Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden, ausgenommen Reststoffe, Abfälle und lignozellulosehaltiges Material, und Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, es sei denn, die Verwendung solcher Zwischenfrüchte führt zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Land;
41. „lignozellulosehaltiges Material“ Material, das aus Lignin, Zellulose und Hemizellulose besteht, wie Biomasse aus Wäldern, holzartige Energiepflanzen sowie Reststoffe und Abfälle aus der forstbasierten Wirtschaft;
42. „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen wie Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen, grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, und Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen, Untersaaten, industrielle Reststoffe, einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein, sowie Material aus Bioabfall; als Untersaaten und Deckpflanzen werden vorübergehend angebaute Weiden mit Gras-Klee-Mischungen mit einem niedrigen Stärkegehalt bezeichnet, die zur Fütterung von Vieh sowie dazu dienen, die Bodenfruchtbarkeit im Interesse höherer Ernteerträge bei den Ackerhauptkulturen zu verbessern;
43. „Reststoff“ einen Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;

44. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;
45. „tatsächlicher Wert“ die Treibhausgaseinsparungen bei einigen oder allen Schritten eines speziellen Produktionsverfahrens für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, berechnet anhand der Methode in Anhang V Teil C oder Anhang VI Teil B;
46. „typischer Wert“ den Schätzwert der Treibhausgasemissionen und der entsprechenden Treibhausgaseinsparungen bei einem bestimmten Produktionsweg für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, der für den Verbrauch in der Union repräsentativ ist;
47. „Standardwert“ den von einem typischen Wert durch Anwendung vorab festgelegter Faktoren abgeleiteten Wert, der unter in dieser Richtlinie festgelegten Bedingungen anstelle eines tatsächlichen Werts verwendet werden kann.

Artikel 3

Verbindliches Gesamtziel der Union für 2030

(1) Die Mitgliedstaaten stellen gemeinsam sicher, dass der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 mindestens 32 % beträgt. Die Kommission beurteilt dieses Ziel, um bis 2023 einen Gesetzgebungsvorschlag zu unterbreiten, mit dem der Zielwert nach oben korrigiert wird, wenn sich bei der Produktion erneuerbarer Energie weitere wesentliche Kostensenkungen ergeben, wenn dies notwendig ist, damit die Union ihre internationalen Dekarbonisierungsverpflichtungen erfüllen kann, oder wenn dies aufgrund eines wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs in der Union gerechtfertigt ist.

(2) Die Mitgliedstaaten legen nationale Beiträge fest, um das in Absatz 1 festgesetzte verbindliche Gesamtziel der Union im Rahmen ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimapläne im Einklang mit den Artikeln 3 bis 5 und den Artikeln 9 bis 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 gemeinsam zu erreichen. Bei der Ausarbeitung der Entwürfe ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimapläne können die Mitgliedstaaten die in Anhang II der genannten Verordnung angeführte Formel berücksichtigen.

Kommt die Kommission aufgrund ihrer Bewertung der gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten Entwürfe der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne zu dem Schluss, dass die nationalen Beiträge der Mitgliedstaaten für die gemeinsame Verwirklichung des verbindlichen Gesamtziels der Union unzureichend sind, so wendet sie das Verfahren nach Artikel 9 und 31 der genannten Verordnung an.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ihre nationalen Strategien, einschließlich der Verpflichtungen nach den Artikeln 25 bis 28 dieser Richtlinie, und ihrer Förderregelungen, so konzipiert sind, dass die Abfallhierarchie gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG gebührend berücksichtigt wird, damit unverhältnismäßige wettbewerbsverzerrende Auswirkungen auf die Rohstoffmärkte möglichst vermieden werden. Die Mitgliedstaaten gewähren für erneuerbare Energie, die durch Verbrennung von Abfällen gewonnen wird, keine Förderung, wenn die Verpflichtungen, die gemäß der genannten Richtlinie für die getrennte Sammlung von Abfällen gelten, nicht eingehalten wurden.

(4) Ab dem 1. Januar 2021 darf der Anteil Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoenergieverbrauch in den einzelnen Mitgliedstaaten nicht unter den in der dritten Spalte der Tabelle in Anhang I Teil A dieser Richtlinie als Ausgangswert festgelegten Anteil sinken. Die Mitgliedstaaten ergreifen die erforderlichen Maßnahmen, um die Einhaltung jenes als Ausgangswerts festgelegten Anteils zu gewährleisten. Hält ein Mitgliedstaat seinen als Ausgangswert festgelegten Anteil, ermittelt über einen Zeitraum von einem Jahr, nicht ein, so gelangen Artikel 32 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2018/1999 zur Anwendung.

(5) Die Kommission unterstützt die ehrgeizige Zielsetzung der Mitgliedstaaten durch einen Regulierungsrahmen, der die verstärkte Nutzung von Unionsmitteln ermöglicht, einschließlich zusätzlicher Mitteln zur Erleichterung des gerechten Übergangs zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energie in CO₂-intensiven Regionen, insbesondere von Finanzinstrumenten, und vor allem folgenden Zwecken dient:

- a) der Verringerung der Kapitalkosten von Projekten im Bereich erneuerbare Energie;
- b) der Entwicklung von Projekten und Programmen zur Integration erneuerbarer Quellen in das Energiesystem, zur Flexibilisierung des Energiesystems, zur Gewährleistung der Netzstabilität und zum Ausgleich von Netzengpässen;
- c) dem Ausbau von Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligenten Netzen, Speichieranlagen und Verbindungsleitungen, um bis 2030 ein Stromverbundziel von 15 % zu erreichen und dadurch den technisch machbaren und wirtschaftlich tragbaren Anteil von erneuerbarer Energie im Stromsystem zu erhöhen;

- d) der verstärkten regionalen Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern im Rahmen gemeinsamer Projekte, gemeinsamer Förderregelungen und durch die Öffnung von Förderregelungen im Bereich erneuerbare Elektrizität für Produzenten mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten.
- (6) Die Kommission unterstützt Mitgliedstaaten, die sich dafür entscheiden, durch Nutzung von Kooperationsmechanismen zum verbindlichen Gesamtziel der Union nach Absatz 1 beizutragen, indem sie eine Unterstützungsplattform einrichtet.

Artikel 4

Förderregelungen für Energie aus erneuerbaren Quellen

(1) Die Mitgliedstaaten können Förderregelungen anwenden, um das in Artikel 3 Absatz 1 festgelegte Unionsziel für den Einsatz von erneuerbarer Energie und ihren jeweiligen auf nationaler Ebene festgelegten Beitrag zu diesem Ziel zu erreichen oder zu übertreffen.

(2) Die Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen haben Anreize für die marktbasierende und marktorientierte Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt zu setzen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilität zu berücksichtigen sind.

(3) Förderregelungen von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sind so auszugestalten, dass die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt maximiert wird, und sichergestellt ist, dass die Produzenten erneuerbarer Energie auf die Preissignale des Marktes reagieren und ihre Einnahmen maximieren.

Dazu wird bei direkten Preisstützungssystemen Förderung in Form einer Marktprämie gewährt, bei der es sich unter anderem um eine gleitende oder feste Prämie handeln kann.

Die Mitgliedstaaten dürfen, unbeschadet der für Elektrizität geltenden Binnenmarktvorschriften der Union, für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen von diesem Absatz vorsehen.

(4) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert wird.

Die Mitgliedstaaten können in Bezug auf Ausschreibungsverfahren für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen vorsehen.

Sie können auch den Einsatz von Mechanismen in Erwägung ziehen, die für eine regionale Diversifizierung beim Einsatz von erneuerbarer Elektrizität sorgen, um insbesondere eine kostenwirksame Systemintegration sicherzustellen.

(5) Die Mitgliedstaaten können Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien beschränken, wenn eine allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen offenstehende Förderregelung angesichts folgender Gründe zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde:

- a) das langfristige Potenzial einer bestimmten Technologie;
- b) die Notwendigkeit einer Diversifizierung;
- c) Netzintegrationskosten;
- d) Netzeinschränkungen und Netzstabilität;
- e) im Fall von Biomasse, die Notwendigkeit Wettbewerbsverzerrungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden.

(6) Wenn die Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen über ein Ausschreibungsverfahren gewährt wird, stellen die Mitgliedstaaten eine hohe Projektrealisierungsrate sicher, indem sie

- a) nichtdiskriminierende und transparente Kriterien für die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren festlegen und veröffentlichen und genaue Fristen und Regeln für die Projektdurchführung festlegen;
- b) Informationen über frühere Ausschreibungsverfahren, einschließlich der dabei erzielten Projektrealisierungsraten, veröffentlichen.

(7) Damit in Gebieten in äußerster Randlage und auf kleinen Inseln mehr Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, können die Mitgliedstaaten finanzielle Förderregelungen bei Projekten in diesen Gebieten so anpassen, dass die Produktionskosten, die durch die besonderen Umstände — Abgelegenheit und Abhängigkeit von außen — bedingt sind, berücksichtigt werden.

(8) Bis zum 31. Dezember 2021, und anschließend alle drei Jahre, erstattet die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat über die Ergebnisse der über Ausschreibungsverfahren in der Union gewährten Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen Bericht, wobei sie insbesondere analysiert, inwiefern mit den Ausschreibungsverfahren Folgendes erreicht werden konnte:

- a) Kostensenkungen;
- b) technologische Verbesserungen;
- c) hohe Realisierungsraten;
- d) die diskriminierungsfreie Teilnahme kleiner Marktteilnehmer und, gegebenenfalls, lokaler Behörden;
- e) eine Begrenzung der Auswirkungen auf die Umwelt;
- f) Akzeptanz vor Ort;
- g) Versorgungssicherheit und Netzintegration.

(9) Dieser Artikel gilt unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV.

Artikel 5

Öffnung der Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen

(1) Die Mitgliedstaaten haben das Recht, gemäß den Artikeln 7 bis 13 dieser Richtlinie zu entscheiden, in welchem Umfang sie die in einem anderen Mitgliedstaat produzierte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen fördern. Die Mitgliedstaaten können die Teilnahme an Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen jedoch unter den in diesem Artikel festgelegten Bedingungen für Produzenten mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten öffnen.

Wenn sie die Teilnahme an Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen öffnen, können die Mitgliedstaaten vorsehen, dass Anlagen in anderen Mitgliedstaaten ein indikativer Prozentsatz der in jedem Jahr neu geförderten Kapazität oder der in jedem Jahr dafür bereitgestellten Mittel offensteht.

Diese indikativen Prozentsätze können in jedem Jahr zwischen 2023 und 2026 bei mindestens 5 % und zwischen 2027 und 2030 bei mindestens 10 % oder, falls dieses niedriger ist, auf dem Niveau des Verbundgrads des betreffenden Mitgliedstaats in einem bestimmten Jahr liegen.

Um bezüglich der Umsetzung neue Erfahrungen zu sammeln, können die Mitgliedstaaten ein oder mehrere Pilotprojekte ausrichten, bei denen die Förderung Produzenten mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten offensteht.

(2) Die Mitgliedstaaten können einen Nachweis für den physikalischen Import von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen verlangen. Zu diesem Zweck können sie die Teilnahme an Förderregelungen auf Produzenten in Mitgliedstaaten beschränken, zu denen eine direkte Verbindung über Verbindungsleitungen besteht. Sie dürfen zonenübergreifende Fahrpläne und Kapazitätsvergaben jedoch nicht deswegen ändern oder in anderer Weise beeinflussen, weil Erzeuger an grenzüberschreitenden Förderregelungen teilnehmen. Grenzüberschreitende Stromübertragungen werden ausschließlich anhand des Ergebnisses der Kapazitätsvergabe nach den unionsrechtlichen Bestimmungen über den Binnenmarkt für Elektrizität bestimmt.

(3) Wenn ein Mitgliedstaat beschließt, die Teilnahme an Förderregelungen für Produzenten mit Sitz in einem anderen Mitgliedstaat zu öffnen, vereinbaren die beteiligten Mitgliedstaaten, welche Grundsätze für diese Teilnahme gelten sollen. Diese Vereinbarungen umfassen zumindest die Grundsätze für die Anrechnung von erneuerbarer Elektrizität, die Gegenstand einer grenzüberschreitenden Förderung ist.

(4) Die Kommission unterstützt die beteiligten Mitgliedstaaten auf deren Ersuchen während des gesamten Verhandlungsprozesses und bei der Festlegung der Kooperationsvereinbarungen, indem sie während des gesamten Prozesses Informationen und Analysen, einschließlich quantitativer und qualitativer Daten zu den direkten und indirekten Kosten und Vorteilen der Zusammenarbeit, sowie Empfehlungen und technisches Fachwissen bereitstellt. Die Kommission kann den Austausch über bewährte Verfahren unterstützen oder erleichtern und Muster für Kooperationsvereinbarungen ausarbeiten, die den Verhandlungsprozess voranbringen. Die Kommission bewertet bis 2025 die Kosten und den Nutzen der in diesem Artikel festgelegten Bestimmungen für den Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in der Union.

(5) Bis 2023 führt die Kommission eine Bewertung der Umsetzung dieses Artikels durch. Dabei beurteilt sie, ob die Mitgliedstaaten verpflichtet werden müssen, ihre Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen teilweise für die Teilnahme von in anderen Mitgliedstaaten ansässige Produzenten zu öffnen, mit dem Ziel einer Öffnung im Umfang von 5 % bis 2025 und 10 % bis 2030.

*Artikel 6***Stabilität der finanziellen Förderung**

(1) Unbeschadet der zur Einhaltung der Artikel 107 und 108 AEUV erforderlichen Anpassungen stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugute kommt, infrage stellt.

(2) Die Mitgliedstaaten können die Höhe der Förderung nach objektiven Kriterien anpassen, sofern die betreffenden Kriterien in der Förderregelung von Anbeginn festgelegt waren.

(3) Die Mitgliedstaaten veröffentlichen als Referenzdokument einen mindestens auf die nächsten fünf oder — im Falle von Haushaltsplanungszwängen — drei Jahre ausgelegten langfristigen Zeitplan mit der voraussichtlichen Zuteilung von Fördermitteln, der, soweit angebracht, auch Richtwerte zu den Fristen und Angaben zur Häufigkeit von Ausschreibungsverfahren, zur voraussichtlichen Kapazität und zum voraussichtlichen Budget bzw. zum Höchstbetrag der voraussichtlich gewährten individuellen Förderung und gegebenenfalls zu den voraussichtlich förderfähigen Technologien enthält. Dieser Zeitplan wird jährlich oder immer dann aktualisiert, wenn es nötig ist, um den jüngsten Marktentwicklungen oder der voraussichtlichen Zuteilung von Fördermitteln Rechnung zu tragen.

(4) Die Mitgliedstaaten bewerten mindestens alle fünf Jahre die Wirksamkeit ihrer Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und deren wichtigste Verteilungseffekte in Bezug auf unterschiedliche Verbrauchergruppen und auf Investitionen. Dabei gehen sie auch auf die Auswirkungen möglicher Änderungen der Förderregelungen ein. Den Ergebnissen dieser Bewertung wird bei der indikativen langfristigen Planung der Entscheidungen über die Förderung und die Gestaltung neuer Förderung Rechnung getragen. Die Mitgliedstaaten nehmen diese Bewertung in die entsprechenden aktualisierten Fassungen ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzpläne und ihrer Fortschrittsberichte gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 auf.

*Artikel 7***Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen**

(1) Der Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen in den einzelnen Mitgliedstaaten wird berechnet als Summe

- a) des Bruttoendenergieverbrauchs von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen,
- b) des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und
- c) des Endenergieverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor.

Für die Zwecke der Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch nach Unterabsatz 1 Buchstaben a, b oder c werden Gas, Elektrizität und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt.

Vorbehaltlich Artikel 29 Absatz 1 werden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen nicht erfüllen, nicht berücksichtigt.

(2) Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a wird der Bruttoendenergieverbrauch von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen als die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen produzierte Elektrizität berechnet, einschließlich der von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften produzierten Elektrizität sowie unter Ausschluss der in Pumpspeicherkraftwerken mit zuvor hochgepumptem Wasser produzierten Elektrizität.

Bei Hybridanlagen, die Brennstoffe sowohl aus erneuerbaren als auch aus nicht erneuerbaren Quellen nutzen, wird nur der aus erneuerbaren Energiequellen produzierte Elektrizitätsanteil berücksichtigt. Hierfür wird der Anteil der einzelnen Energiequellen auf der Grundlage ihres Energiegehalts berechnet.

Mit Wasserkraft und Windkraft erzeugte Elektrizität wird gemäß den Normalisierungsregeln in Anhang II berücksichtigt.

(3) Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b wird der Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor als die Menge an Fernwärme und Fernkälte berechnet, die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen produziert wird, zuzüglich des Verbrauchs anderer Energie aus erneuerbaren Quellen in der Industrie, in Haushalten, im Dienstleistungssektor und in der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu Heizungs-, Kühlungs- und Prozesszwecken.

Bei Hybridanlagen, die Brennstoffe sowohl aus erneuerbaren als auch aus nicht erneuerbaren Quellen nutzen, wird nur der aus erneuerbaren Energiequellen produzierte Wärme- und Kälteanteil berücksichtigt. Hierfür wird der Anteil der einzelnen Energiequellen auf der Grundlage ihres Energiegehalts berechnet.

Umgebungsenergie und geothermische Energie, die mit Wärmepumpen und Fernkältesystemen für die Wärme- und Kälteversorgung verwendet wird, wird für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b berücksichtigt, sofern der Endenergieoutput den für den Betrieb der Wärmepumpen erforderlichen Primärenergieinput deutlich überschreitet. Die Menge an Wärme oder Kälte, die im Sinne dieser Richtlinie als Energie aus erneuerbaren Quellen betrachtet werden kann, berechnet sich nach der in Anhang VII vorgesehenen Methode und trägt dem Energieverbrauch in allen Endverbrauchssektoren Rechnung.

Thermische Energie, die durch passive Energiesysteme erzeugt wird, bei denen ein niedrigerer Energieverbrauch auf passive Weise durch die Baukonstruktion oder durch aus Energie aus nicht erneuerbaren Quellen erzeugte Wärme erreicht wird, wird für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b nicht berücksichtigt.

Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte, um diese Richtlinie durch Festlegung einer Methode für die Berechnung der Menge an erneuerbarer Energie, die für die Kälteversorgung und Fernkälte genutzt wird, zu ergänzen sowie um Anhang VII zu ändern.

Diese Methode muss saisonbezogene Mindestleistungsfaktoren für Umkehrwärmepumpen beinhalten.

(4) Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c gilt Folgendes:

a) Der Endverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor wird berechnet als Summe aller Biokraftstoffe, Biomasse-Brennstoffe sowie flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, die im Verkehrssektor verbraucht werden. Allerdings werden flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, die mit erneuerbarer Elektrizität produziert werden, nur dann in die Berechnung gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a einbezogen, wenn die Menge der in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen produzierten Elektrizität berechnet wird.

b) Bei der Berechnung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor werden die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen für den Verkehr verwendet. Zur Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, gelten die entsprechenden Normen zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen der Europäischen Normungsorganisation (ESO). In Fällen, für die keine solche Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, sind die entsprechenden Normen der Internationalen Organisation für Normung (ISO) zu verwenden.

(5) Der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen wird als der Bruttoendenergieverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen, dividiert durch den Bruttoendenergieverbrauch von Energie aus allen Energiequellen berechnet und als Prozentsatz ausgedrückt.

Für die Zwecke des Unterabsatzes 1 dieses Absatzes wird die in Absatz 1 Unterabsatz 1 dieses Artikels genannte Summe gemäß den Artikeln 8, 10, 12 und 13 angepasst.

Wenn der Bruttoendenergieverbrauch eines Mitgliedstaats berechnet wird, um zu ermitteln, inwieweit der Mitgliedstaat die in dieser Richtlinie festgelegten Zielvorgaben und indikativen Zielpfade erfüllt, wird davon ausgegangen, dass der Energieverbrauch im Luftverkehr nicht über 6,18 % des Bruttoendenergieverbrauchs dieses Mitgliedstaats liegt. Für Zypern und Malta wird davon ausgegangen, dass der Energieverbrauch im Luftverkehr nicht über 4,12 % des Bruttoendenergieverbrauchs dieser Mitgliedstaaten liegt.

(6) Für die Berechnung des Anteils der Energie aus erneuerbaren Quellen werden die Methodik und die Begriffsbestimmungen gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 verwendet.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die für die Berechnung des sektorspezifischen Anteils und des Gesamtanteils verwendeten statistischen Angaben und die der Kommission gemäß der genannten Verordnung übermittelten statistischen Angaben kohärent sind.

Artikel 8

Plattform der Union für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie und statistische Transfers zwischen Mitgliedstaaten

(1) Die Mitgliedstaaten können sich auf den statistischen Transfer einer bestimmten Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen aus einem Mitgliedstaat in einen anderen Mitgliedstaat einigen. Die transferierte Menge wird

- a) von der Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen subtrahiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des den Transfer durchführenden Mitgliedstaats für die Zwecke dieser Richtlinie berücksichtigt wird, und
- b) zu der Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen addiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des den Transfer akzeptierenden Mitgliedstaats für die Zwecke dieser Richtlinie berücksichtigt wird.

(2) Um die Erfüllung des verbindlichen Gesamtziels der Union gemäß Artikel 3 Absatz 1 und der jeweiligen Beiträge der Mitgliedstaaten zu diesem Ziel gemäß Artikel 3 Absatz 2 dieser Richtlinie sowie um die statistischen Transfers nach Absatz 1 dieses Artikels zu erleichtern, richtet die Kommission eine Plattform der Union für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie (Union renewable development platform — „URDP“) ein. Die Mitgliedstaaten können freiwillig jährlich Daten zu ihren nationalen Beiträgen zum Ziel der Union, sowie jedwede Bezugswerte für die Überwachung der Fortschritte hinsichtlich der Verordnung (EU) 2018/1999, einschließlich einer Einschätzung, inwieweit der Anteil der erneuerbaren Energie voraussichtlich über oder unter ihren Beiträgen liegen wird, sowie einen Richtwert für den Preis, zu dem sie akzeptieren würden, die Überschussproduktion von Energie aus erneuerbaren Quellen an einen anderen Mitgliedstaat oder von einem anderen Mitgliedstaat zu transferieren, freiwillig bei der URDP einreichen. Der tatsächliche Preis dieser Transfers wird im Einzelfall mithilfe des auf der URDP bereitgestellten Mechanismus zur Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage festgesetzt.

(3) Die Kommission sorgt dafür, dass Angebot und Nachfrage bezüglich der Mengen erneuerbarer Energie, die bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energie eines Mitgliedstaats berücksichtigt werden, über die URDP auf der Grundlage des Preises oder anderer Kriterien des den Transfer akzeptierenden Mitgliedstaats zusammengeführt werden können.

Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch Einrichtung der URDP und durch Festlegung der Kriterien für den Abschluss von Transaktionen gemäß Absatz 5 zu ergänzen.

(4) Die in den Absätzen 1 und 2 genannten Vereinbarungen können für ein oder mehrere Kalenderjahre gelten. Solche Vereinbarungen zwischen den Mitgliedstaaten müssen spätestens 12 Monate nach Ablauf jedes Jahres, in dem sie gültig sind, der Kommission mitgeteilt oder auf der URDP abgeschlossen werden. Die der Kommission übermittelten Angaben umfassen auch die Menge und den Preis der betreffenden Energie. Wenn Transfers auf der URDP abgeschlossen werden, werden die beteiligten Parteien und die Informationen über den betreffenden Transfer dieser Transaktionen veröffentlicht.

(5) Ein Transfer wird wirksam, nachdem alle anzuwendenden Clearing-Bedingungen auf der URDP erfüllt sind oder alle am Transfer beteiligten Mitgliedstaaten der Kommission den Transfer mitgeteilt haben.

Artikel 9

Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten

(1) Zwei oder mehr Mitgliedstaaten können bei allen Arten von gemeinsamen Projekten zur Produktion von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten. Die Zusammenarbeit kann private Betreiber einschließen.

(2) Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Prozentsatz oder die Menge der Elektrizität, der Wärme oder der Kälte aus erneuerbaren Quellen mit, der bzw. die in einem beliebigen gemeinsamen Projekt in ihrem Hoheitsgebiet, das nach dem 25. Juni 2009 in Betrieb genommen wurde, oder mittels der erhöhten Kapazität einer Anlage, die nach Inkrafttreten dieser Richtlinie umgerüstet wurde, produziert wird und für die Zwecke dieser Richtlinie als auf den Anteil erneuerbarer Energie eines anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist.

(3) Die Mitteilung nach Absatz 2 enthält Folgendes:

- a) eine Beschreibung der vorgeschlagenen Anlage oder Angaben zur umgerüsteten Anlage,

- b) die Angabe des Prozentsatzes oder der Menge der von der Anlage produzierten Elektrizität oder der von ihr produzierten Wärme oder Kälte, der bzw. die als auf den Anteil erneuerbarer Energie des anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist,
 - c) die Angabe des Mitgliedstaats, zu dessen Gunsten die Mitteilung erfolgt, und
 - d) die Angabe des Zeitraums, in dem die von der Anlage aus erneuerbaren Quellen produzierte Elektrizität oder die von ihr aus erneuerbaren Quellen produzierte Wärme oder Kälte als auf den Anteil erneuerbarer Energie des anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist, in vollen Kalenderjahren.
- (4) Die Laufzeit eines gemeinsamen Projekts nach diesem Artikel darf über das Jahr 2030 hinausgehen.
- (5) Eine nach diesem Artikel erfolgte Mitteilung darf nur in gegenseitigem Einvernehmen zwischen dem die Mitteilung machenden Mitgliedstaat und dem gemäß Absatz 3 Buchstabe c angegebenen Mitgliedstaat geändert oder widerrufen werden.
- (6) Die Kommission erleichtert auf Ersuchen der betreffenden Mitgliedstaaten die Durchführung gemeinsamer Projekte der Mitgliedstaaten, und zwar vor allem durch spezielle technische Unterstützung und Unterstützung bei der Projektentwicklung.

Artikel 10

Wirkungen gemeinsamer Projekte zwischen Mitgliedstaaten

- (1) Innerhalb von drei Monaten nach Ablauf jedes in den Zeitraum nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe d fallenden Jahres versendet der Mitgliedstaat, der die Mitteilung nach Artikel 9 gemacht hat, ein Mitteilungsschreiben mit folgenden Angaben:
- a) die Gesamtmenge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage, die Gegenstand der Mitteilung nach Artikel 9 war, aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurde, und
 - b) die Menge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurde und gemäß der Mitteilung auf den Anteil erneuerbarer Energie eines anderen Mitgliedstaats anzurechnen ist.
- (2) Der mitteilende Mitgliedstaat sendet das Mitteilungsschreiben an den Mitgliedstaat, zu dessen Gunsten die Mitteilung erfolgte, und an die Kommission.
- (3) Für die Zwecke dieser Richtlinie wird die Menge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen, die gemäß Absatz 1 Buchstabe b mitgeteilt wurde,
- a) von der Menge an Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen subtrahiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des das Mitteilungsschreiben nach Absatz 1 versendenden Mitgliedstaats berücksichtigt wird, und
 - b) zu der Menge an Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen addiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des das Mitteilungsschreiben nach Absatz 2 empfangenden Mitgliedstaats berücksichtigt wird.

Artikel 11

Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten und Drittländern

- (1) Ein oder mehrere Mitgliedstaaten können mit einem oder mehreren Drittländern bei allen Arten gemeinsamer Projekte zur Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten. Die Zusammenarbeit kann private Betreiber einschließen und erfolgt unter uneingeschränkter Achtung des Völkerrechts.
- (2) Aus erneuerbaren Quellen in einem Drittland produzierte Elektrizität wird bei der Berechnung der Anteile erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten nur berücksichtigt, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:
- a) die Elektrizität wird in der Union verbraucht, was als erfüllt angesehen wird, wenn
 - i) eine Elektrizitätsmenge, die der angerechneten Elektrizitätsmenge entspricht, von allen zuständigen Übertragungsnetzbetreibern im Ursprungsland, im Bestimmungsland und, falls relevant, in jedem Transitdrittland der jeweils zugeteilten Verbindungskapazität fest zugewiesen wurde;

- ii) eine Elektrizitätsmenge, die der angerechneten Elektrizitätsmenge entspricht, vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber auf der Unionsseite einer Verbindungsleitung fest im Elektrizitätsbilanzverzeichnis registriert wurde; und
 - iii) die ausgewiesene Kapazität und die Produktion der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen durch die in Buchstabe b genannte Anlage denselben Zeitraum betreffen;
- b) die Elektrizität wird im Rahmen eines gemeinsamen Projekts gemäß Absatz 1 in einer Anlage produziert, die nach dem 25. Juni 2009 in Betrieb genommen, oder nach diesem Datum umgerüstet wurde;
 - c) für die produzierte und exportierte Elektrizitätsmenge wurden außer Investitionsbeihilfen für die Anlage keine Förderung aus einer Förderregelung eines Drittlands gewährt; und
 - d) die Elektrizität wurde im Einklang mit dem Völkerrecht in einem Drittland produziert, das die Europäische Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten oder ein anderes internationales Übereinkommen oder einen anderen internationalen Vertrag über Menschenrechte unterzeichnet hat.

(3) Die Mitgliedstaaten können bei der Kommission beantragen, dass für die Zwecke von Absatz 4 und im Zusammenhang mit der Errichtung einer Verbindungsleitung mit einer sehr langen Vorlaufzeit zwischen einem Mitgliedstaat und einem Drittstaat die aus erneuerbaren Quellen stammende und in einem Drittstaat produzierte und konsumierte Elektrizität unter folgenden Bedingungen berücksichtigt wird:

- a) mit dem Bau der Verbindungsleitung muss bis zum 31. Dezember 2026 begonnen worden sein;
- b) die Verbindungsleitung kann nicht bis zum 31. Dezember 2030 in Betrieb genommen werden;
- c) die Verbindungsleitung kann bis zum 31. Dezember 2032 in Betrieb genommen werden;
- d) nach der Inbetriebnahme wird die Verbindungsleitung in Übereinstimmung mit Absatz 2 für den Export von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in die Union genutzt;
- e) der Antrag bezieht sich auf ein gemeinsames Projekt, das den Kriterien von Absatz 2 Buchstaben b und c entspricht und das die Verbindungsleitung nach ihrer Inbetriebnahme nutzen wird, und auf eine Elektrizitätsmenge, die jene nicht übersteigt, die nach der Inbetriebnahme der Verbindungsleitung in die Union exportiert wird.

(4) Der Prozentsatz oder die Menge der von einer Anlage im Hoheitsgebiet eines Drittlands produzierten Elektrizität, der bzw. die für die Zwecke dieser Richtlinie als auf den Anteil erneuerbarer Energie eines oder mehrerer Mitgliedstaaten anrechenbar zu betrachten ist, wird der Kommission mitgeteilt. Wenn mehr als ein Mitgliedstaat betroffen ist, wird die Aufteilung dieses Prozentsatzes oder dieser Menge auf die Mitgliedstaaten der Kommission mitgeteilt. Dieser Prozentsatz oder diese Menge darf die tatsächlich in die Union ausgeführte und dort verbrauchte Menge nicht überschreiten und muss der Menge gemäß Absatz 2 Buchstabe a Ziffern i und ii entsprechen und die Bedingungen des Absatzes 2 Buchstabe a erfüllen. Die Mitteilung erfolgt durch jeden Mitgliedstaat, auf dessen nationales Gesamtziel der Prozentsatz oder die Menge der Elektrizität angerechnet werden soll.

(5) Die Mitteilung nach Absatz 4 enthält Folgendes:

- a) eine Beschreibung der vorgeschlagenen Anlage oder Angaben zur umgerüsteten Anlage;
- b) die Angabe des Prozentsatzes oder der Menge der von der Anlage produzierten Elektrizität, der bzw. die als auf den Anteil erneuerbarer Energie eines Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist, sowie die entsprechenden Finanzvereinbarungen, wobei Vertraulichkeitsanforderungen einzuhalten sind;
- c) die Angabe des Zeitraums, in dem die Elektrizität als auf den Anteil erneuerbarer Energie des Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist, in vollen Kalenderjahren; und
- d) eine schriftliche Bestätigung der Angaben nach den Buchstaben b und c durch das Drittland, in dessen Hoheitsgebiet die Anlage in Betrieb genommen werden soll, und die Angabe des Anteils oder der Menge der in der Anlage produzierten Elektrizität für den heimischen Verbrauch dieses Drittlands.

(6) Die Laufzeit eines gemeinsamen Projekts nach diesem Artikel darf über das Jahr 2030 hinausgehen.

(7) Eine nach diesem Artikel erfolgte Mitteilung darf nur in gegenseitigem Einvernehmen zwischen dem die Mitteilung machenden Mitgliedstaat und dem Drittland, das das gemeinsame Projekt gemäß Absatz 5 Buchstabe d bestätigt hat, geändert oder widerrufen werden.

(8) Die Mitgliedstaaten und die Union legen den einschlägigen Gremien der Energiegemeinschaft nahe, in Einklang mit dem Vertrag über die Energiegemeinschaft die Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, damit die Vertragsparteien die Bestimmungen dieser Richtlinie für die Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten anwenden können.

Artikel 12

Wirkung gemeinsamer Projekte zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern

(1) Innerhalb von 12 Monaten nach Ablauf jedes in den Zeitraum nach Artikel 11 Absatz 5 Buchstabe c fallenden Jahres versendet der mitteilende Mitgliedstaat ein Mitteilungsschreiben mit folgendem Inhalt:

- a) die Gesamtmenge an Elektrizität, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage, die Gegenstand der Mitteilung nach Artikel 11 war, aus erneuerbaren Quellen produziert wurde;
- b) die Menge an Elektrizität, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage aus erneuerbaren Quellen produziert wurde und gemäß der Mitteilung nach Artikel 11 auf seinen Anteil erneuerbarer Energie anzurechnen ist;
- c) den Nachweis der Einhaltung der in Artikel 11 Absatz 2 genannten Bedingungen.

(2) Die in Absatz 1 genannten Mitgliedstaaten senden das Mitteilungsschreiben an die Kommission und an das Drittland, das das gemeinsame Projekt gemäß Artikel 11 Absatz 5 Buchstabe d bestätigt hat.

(3) Zur Berechnung der Anteile erneuerbarer Energie im Rahmen dieser Richtlinie wird die aus erneuerbaren Quellen produzierte Menge an Elektrizität, die gemäß Absatz 1 Buchstabe b mitgeteilt wurde, der anrechenbaren Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen hinzugerechnet, wenn der Anteil erneuerbarer Energie des Mitgliedstaats, der das Mitteilungsschreiben versendet, berechnet wird.

Artikel 13

Gemeinsame Förderregelungen

(1) Unbeschadet der Pflichten der Mitgliedstaaten nach Artikel 5 können zwei oder mehr Mitgliedstaaten auf freiwilliger Basis beschließen, ihre nationalen Förderregelungen zusammenzulegen oder teilweise zu koordinieren. In solchen Fällen kann eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen, die im Hoheitsgebiet eines teilnehmenden Mitgliedstaats produziert wird, auf den Anteil erneuerbarer Energie eines anderen teilnehmenden Mitgliedstaats angerechnet werden, wenn die betreffenden Mitgliedstaaten

- a) gemäß Artikel 8 einen statistischen Transfer bestimmter Mengen Energie aus erneuerbaren Quellen von einem Mitgliedstaat auf einen anderen vornehmen oder
- b) eine von den teilnehmenden Mitgliedstaaten gebilligte Verteilungsregel festlegen, nach der Mengen an Energie aus erneuerbaren Quellen den beteiligten Mitgliedstaaten zugewiesen werden.

Verteilungsregeln nach Unterabsatz 1 Buchstabe b) sind der Kommission spätestens drei Monate nach dem Ende des ersten Jahres, in dem sie wirksam wird, mitzuteilen.

(2) Innerhalb von drei Monaten nach Ende jedes Jahres versendet jeder Mitgliedstaat, der eine Mitteilung nach Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b gemacht hat, ein Mitteilungsschreiben, in dem er die Gesamtmenge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen angibt, die in dem Jahr, für das die Verteilungsregel gelten soll, produziert wurde.

(3) Zur Berechnung der Anteile erneuerbarer Energie im Rahmen dieser Richtlinie wird die Menge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen, die gemäß Absatz 2 mitgeteilt wurde, nach der mitgeteilten Verteilungsregel zwischen den betreffenden Mitgliedstaaten neu aufgeteilt.

(4) Die Kommission verbreitet Leitlinien und bewährte Verfahren und unterstützt die betreffenden Mitgliedstaaten auf deren Ersuchen bei der Einführung gemeinsamer Förderregelungen in den Mitgliedstaaten.

Artikel 14

Kapazitätserhöhungen

Für die Zwecke des Artikels 9 Absatz 2 und des Artikels 11 Absatz 2 Buchstabe b werden Einheiten von Energie aus erneuerbaren Quellen, die auf die Erhöhung der Kapazität einer Anlage zurückzuführen sind, so behandelt, als seien sie in einer eigenständigen Anlage produziert worden, die zum Zeitpunkt der Kapazitätserhöhung in Betrieb genommen wurde.

Artikel 15

Verwaltungsverfahren, Rechtsvorschriften und Regelwerke

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass einzelstaatliche Vorschriften für die Genehmigungs-, Zertifizierungs- und Zulassungsverfahren, die auf Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen und die angegliederten Übertragungs- und Verteilernetze sowie auf den Vorgang der Umwandlung von Biomasse in Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe oder sonstige Energieprodukte und auf flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs angewandt werden, verhältnismäßig und notwendig sind und zur Umsetzung des Prinzips Energieeffizienz an erster Stelle (energy efficiency first) beitragen.

Die Mitgliedstaaten ergreifen insbesondere angemessene Maßnahmen, um sicherzustellen, dass

- a) die Verwaltungsverfahren auf der geeigneten Verwaltungsebene gestrafft und beschleunigt und für die in Unterabsatz 1 genannten Verfahren vorhersehbare Zeitpläne aufgestellt werden;
- b) die Vorschriften für Genehmigung, Zertifizierung und Zulassung objektiv, transparent und verhältnismäßig sind, nicht zwischen Antragstellern diskriminieren und den Besonderheiten der einzelnen Technologien für erneuerbare Energie vollständig Rechnung tragen;
- c) Verwaltungsgebühren, die die Verbraucher, Planungsbüros, Architekten, Bauunternehmen sowie die Geräte- und Systeminstallateure und -lieferanten entrichten müssen, transparent und kostenbezogen sind und
- d) für dezentrale Anlagen und für die Produktion und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen vereinfachte und weniger aufwändige Genehmigungsverfahren, unter anderem ein Verfahren der einfachen Mitteilung, eingeführt werden.

(2) Die Mitgliedstaaten legen eindeutige technische Spezifikationen fest, die Geräte und Systeme, die erneuerbare Energie nutzen, erfüllen müssen, damit ihnen die Förderregelungen zugutekommen. Gibt es europäische Normen, einschließlich Umweltzeichen, Energiezeichen und sonstige von den europäischen Normungsgremien entwickelte technische Referenzsysteme, werden solche technischen Spezifikationen auf der Grundlage dieser Normen abgefasst. Solche technischen Spezifikationen dürfen nicht vorschreiben, wo die Geräte und Systeme zu zertifizieren sind, und dürfen kein Hindernis für das reibungslose Funktionieren des Binnenmarkts darstellen.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ihre zuständigen Behörden auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene bei der Planung, auch bei der frühzeitigen Raumplanung, beim Entwurf, beim Bau und bei der Renovierung von städtischer Infrastruktur, Industrie-, Gewerbe- oder Wohngebieten und Energieinfrastruktur, einschließlich Netzen für Elektrizität, Fernwärme und -kälte sowie Erdgas und alternative Kraftstoffe, Vorschriften für die Integration und den Einsatz von erneuerbarer Energie, auch für die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie die Nutzung unvermeidbarer Abwärme und -kälte, vorsehen. Die Mitgliedstaaten halten insbesondere lokale und regionale Verwaltungsstellen dazu an, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen, soweit angemessen, in die Planung der städtischen Infrastruktur einzubeziehen und sich mit den Netzbetreibern abzustimmen, damit berücksichtigt wird, wie sich Energieeffizienz- und Laststeuerungsprogramme sowie bestimmte Vorschriften auf die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie auf die Pläne der Betreiber für den Ausbau der Infrastruktur auswirken.

(4) Die Mitgliedstaaten nehmen in ihre Bauvorschriften und Regelwerke geeignete Maßnahmen auf, um den Anteil aller Arten von Energie aus erneuerbaren Quellen im Gebäudebereich zu erhöhen.

Bei der Ausarbeitung solcher Maßnahmen oder in ihren Förderregelungen können die Mitgliedstaaten gegebenenfalls nationale Maßnahmen für eine deutliche Steigerung der Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität, der Energiespeicherung vor Ort und der Energieeffizienz, sowie für Kraft-Wärme-Kopplung und Passiv-, Niedrigenergie- oder Nullenergiehäuser berücksichtigen.

Die Mitgliedstaaten schreiben in ihren Bauvorschriften und Regelwerken oder auf andere Weise mit vergleichbarem Ergebnis vor, dass in neuen Gebäuden und in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ein Mindestmaß an erneuerbarer Energie genutzt wird, sofern dies technisch machbar, zweckmäßig und wirtschaftlich tragbar ist, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Kostenoptimalitätsberechnung gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Richtlinie 2010/31/EU und sofern dies nicht zu einer Verschlechterung der Raumluftqualität führt. Die Mitgliedstaaten gestatten, dass dieses Mindestmaß unter anderem durch effiziente Fernwärme und -kälte erreicht wird, die zu einem wesentlichen Anteil auf der Nutzung von erneuerbarer Energie sowie von Abwärme und -kälte beruht.

Die Anforderungen nach Unterabsatz 1 gelten auch für die Streitkräfte, aber nur soweit ihre Anwendung nicht mit der Art und dem Hauptzweck der Tätigkeit der Streitkräfte kollidiert, und mit Ausnahme von Material, das ausschließlich für militärische Zwecke verwendet wird.

(5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass neu errichtete öffentliche Gebäude sowie bestehende öffentliche Gebäude, an denen größere Renovierungsmaßnahmen vorgenommen werden, auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene ab dem 1. Januar 2012 eine Vorbildfunktion im Rahmen dieser Richtlinie erfüllen. Die Mitgliedstaaten können unter anderem zulassen, dass diese Verpflichtung durch die Einhaltung der Vorschriften für Niedrigstenergiegebäude gemäß der Richtlinie 2010/31/EU oder dadurch erfüllt wird, dass die Dächer öffentlicher oder gemischt privat und öffentlich genutzter Gebäude durch Dritte für Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt werden.

(6) Mit Bezug auf ihre Bauvorschriften und Bauregelwerke fördern die Mitgliedstaaten die Verwendung von Systemen und Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen, die eine erhebliche Verringerung des Energieverbrauchs ermöglichen. Dazu verwenden die Mitgliedstaaten, sofern vorhanden, Energie- oder Ökozeichen oder sonstige auf nationaler Ebene oder auf Unionsebene entwickelte geeignete Zertifikate oder Normen und sorgen dafür, dass zu erneuerbaren, hochgradig energieeffizienten Alternativen sowie etwaigen Finanzierungsinstrumenten und Anreizen, auf die im Fall des Austauschs alter Anlagen zurückgegriffen werden kann, entsprechende Informationen und Beratungsleistungen angeboten werden, damit im Einklang mit der Richtlinie 2010/31/EU der Austausch alter Heizungsanlagen zügiger voranstattgehen und verstärkt zu Lösungen übergegangen werden kann, die auf erneuerbarer Energie beruhen.

(7) Die Mitgliedstaaten führen eine Bewertung ihres Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor durch. Diese Bewertung umfasst gegebenenfalls auch eine Raumanalyse von Gebieten, die sich für einen Einsatz mit geringem Umweltrisiko eignen, geht auf das Potenzial kleiner Projekte auf der Ebene von Privathaushalten ein und wird in die zweite umfassende Bewertung, die gemäß Artikel 14 Absatz 1 der Richtlinie 2012/27/EU erstmals bis zum 31. Dezember 2020 vorzulegen ist, und in die nachfolgenden Aktualisierungen der umfassenden Bewertungen aufgenommen.

(8) Die Mitgliedstaaten müssen die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass derartige Verträge keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterworfen sind.

Die Mitgliedstaaten beschreiben Strategien und Maßnahmen, die zur Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom beitragen sollen, in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und den anschließenden Fortschrittsberichten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999.

Artikel 16

Organisation und Dauer des Verfahrens zur Genehmigungserteilung

(1) Die Mitgliedstaaten errichten oder benennen eine oder mehrere Anlaufstellen. Diese Anlaufstellen leisten auf Ersuchen des Antragstellers während des gesamten Verwaltungsverfahrens im Hinblick auf die Beantragung und die Erteilung der Genehmigung Beratung und Unterstützung. Von einem Antragsteller darf, während des gesamten Verfahrens, nicht verlangt werden, sich an mehr als eine Anlaufstelle zu wenden. Das Verfahren zur Genehmigungserteilung erstreckt sich auf die einschlägigen Verwaltungsgenehmigungen für den Bau, das Repowering und den Betrieb von Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen, sowie die für deren Netzzugang erforderlichen Vermögenswerte. Das Verfahren zur Genehmigungserteilung umfasst alle Verfahren von der Bestätigung des Eingangs des Antrags bis zur Übermittlung des Ergebnisses des Verfahrens gemäß Absatz 2.

(2) Die Anlaufstelle führt den Antragsteller in transparenter Weise durch das Verwaltungsverfahren zur Genehmigungsbeantragung, bis die zuständigen Behörden am Ende des Verfahrens eine oder mehrere Entscheidungen treffen, stellt ihm alle erforderlichen Informationen zur Verfügung und bezieht gegebenenfalls andere Verwaltungsbehörden ein. Antragstellern ist es gestattet, die einschlägigen Unterlagen auch in digitaler Form einzureichen.

(3) Die Anlaufstelle stellt ein Verfahrenshandbuch für Projektträger im Bereich der Produktion erneuerbarer Energie bereit und stellt diese Informationen auch online zur Verfügung, wobei sie gesondert auch auf kleinere Projekte und Projekte von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität eingeht. In den online veröffentlichten Informationen wird der Antragsteller auf die für seinen Antrag zuständige Anlaufstelle hingewiesen. Existieren in einem Mitgliedstaat mehrere Anlaufstellen, wird der Antragsteller in den online veröffentlichten Informationen auf die für seinen Antrag zuständige Anlaufstelle hingewiesen.

(4) Das Verfahren zur Genehmigungserteilung gemäß Absatz 1 dauert, unbeschadet des Absatzes 7, bei den für Kraftwerke geltenden Verfahren, einschließlich der einschlägigen Verfahren aller zuständigen Behörden, nicht länger als zwei Jahre. Der Zeitraum von zwei Jahren kann jedoch in durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen um bis zu einem Jahr verlängert werden.

(5) Bei Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität unter 150 kW darf das Verfahren zur Genehmigungserteilung, unbeschadet des Absatzes 7, nicht länger als ein Jahr dauern. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen kann dieser Zeitraum um bis zu einem Jahr verlängert werden.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Antragsteller bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit Verfahren zur Genehmigungserteilung und der Ausstellung von Genehmigungen für den Bau und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie leichten Zugang zu einfachen Streitbeilegungsverfahren, und gegebenenfalls auch zu alternativen Streitbeilegungsverfahren, haben.

(6) Die Mitgliedstaaten erleichtern das Repowering bestehender Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, indem sie für ein vereinfachtes, zügiges Verfahren zur Genehmigungserteilung sorgen. Dieses Verfahren dauert nicht länger als ein Jahr.

In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründenden Fällen, beispielsweise aus übergeordneten Sicherheitsgründen bei wesentlichen Auswirkungen eines Repowering-Projekts auf das Netz oder die ursprüngliche Kapazität, Größe oder Leistung der Anlage, kann diese Frist um bis zu einem Jahr verlängert werden.

(7) Die in diesem Artikel festgelegten Fristen lassen Verpflichtungen nach dem geltenden Umweltrecht der Union, gerichtliche Berufungsverfahren, Rechtsbehelfe und andere Gerichtsverfahren sowie alternative Streitbeilegungsverfahren, nichtgerichtliche Berufungsverfahren und Rechtsbehelfe unberührt und können sich um die Dauer dieser Verfahren verlängern.

(8) Die Mitgliedstaaten können sich in Bezug auf den Netzzugang von Repowering-Projekten für die Einführung eines Verfahrens der einfachen Mitteilung gemäß Artikel 17 Absatz 1 entscheiden. Wenn Mitgliedstaaten dies tun, ist das Repowering im Anschluss an eine Mitteilung an die zuständige Behörde zuzulassen, sofern keine erheblichen negativen ökologischen oder sozialen Auswirkungen zu erwarten sind. Die zuständige Behörde entscheidet innerhalb von sechs Monaten nach Eingang der Mitteilung, ob diese ausreichend ist.

Gelangt die zuständige Behörde zu dem Schluss, dass die Mitteilung ausreichend ist, erteilt sie die Genehmigung automatisch. Entscheidet die zuständige Behörde, dass die Mitteilung nicht ausreichend ist, muss erneut eine Genehmigung beantragt werden und es gelten die in Absatz 6 genannten Fristen.

Artikel 17

Verfahren der einfachen Mitteilung für den Netzzugang

(1) Die Mitgliedstaaten führen ein Verfahren der einfachen Mitteilung für den Netzzugang ein, wonach Anlagen oder aggregierte Produktionseinheiten von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und Demonstrationsprojekte im Bereich erneuerbare Energie mit einer Stromproduktionskapazität bis 10,8 kW — oder entsprechender Leistung bei anderen als dreiphasigen Anschlüssen — auf eine Mitteilung an den Verteilernetzbetreiber hin an das Netz angeschlossen werden.

Der Verteilernetzbetreiber kann sich innerhalb eines begrenzten Zeitraums nach der Mitteilung wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder wegen technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten dafür entscheiden, den beantragten Netzzugang zu verweigern oder einen anderen Netzanschlusspunkt vorzuschlagen. Trifft der Verteilernetzbetreiber eine positive Entscheidung oder ergeht innerhalb eines Monats nach der Mitteilung keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers, so kann die Anlage oder aggregierte Produktionseinheit angeschlossen werden.

(2) Die Mitgliedstaaten können für Anlagen und aggregierte Produktionseinheiten mit einer Stromproduktionskapazität von über 10,8 kW und bis 50 kW Verfahren der einfachen Mitteilung zulassen, sofern die Stabilität, die Zuverlässigkeit und die Sicherheit des Netzes gewahrt bleiben.

Artikel 18

Information und Ausbildung

- (1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass allen wichtigen Akteuren wie Verbrauchern, einschließlich einkommensschwacher, bedürftiger Verbraucher, Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bauunternehmern, Installateuren, Architekten, Lieferanten von Anlagen und Systemen für die Erzeugung von Wärme, Kälte und Elektrizität und Lieferanten von Fahrzeugen, die mit erneuerbarer Energie und in intelligenten Verkehrssystemen betrieben werden können, Informationen über Fördermaßnahmen zur Verfügung stehen.
- (2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass entweder von dem Lieferanten der Anlage oder des Systems oder von den zuständigen Behörden Informationen über die Nettovorteile, die Kosten und die Energieeffizienz von Anlagen und Systemen für die Nutzung von Wärme, Kälte und Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden.
- (3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Installateuren von kleinen Biomassekesseln und -öfen, solaren Photovoltaik- und Solarwärmesystemen, oberflächennahen geothermischen Systemen und Wärmepumpen Zertifizierungssysteme oder gleichwertige Qualifikationssysteme zur Verfügung stehen. Diese Systeme können bestehenden Systemen und Strukturen gegebenenfalls Rechnung tragen und sind auf die in Anhang IV festgelegten Kriterien zu stützen. Jeder Mitgliedstaat erkennt die von anderen Mitgliedstaaten gemäß diesen Kriterien vorgenommenen Zertifizierungen an.
- (4) Die Mitgliedstaaten stellen der Öffentlichkeit Informationen zu den Zertifizierungssystemen oder gleichwertigen Qualifikationssystemen gemäß Absatz 3 zur Verfügung. Die Mitgliedstaaten können außerdem ein Verzeichnis der gemäß Absatz 3 qualifizierten oder zertifizierten Installateure der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen.
- (5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass allen wichtigen Akteuren, insbesondere Planungsbüros und Architekten, Empfehlungen zur Verfügung gestellt werden, damit diese in der Lage sind, die optimale Kombination von Energie aus erneuerbaren Quellen, hocheffizienten Technologien und Fernwärme und -kälte bei der Planung, beim Entwurf, beim Bau und bei der Renovierung von Industrie-, Gewerbe- oder Wohngebieten sachgerecht in Erwägung zu ziehen.
- (6) Die Mitgliedstaaten entwickeln — gegebenenfalls unter Beteiligung lokaler und regionaler Behörden — zweckdienliche Informations-, Sensibilisierungs-, Orientierungs- und/oder Ausbildungsprogramme, um die Bürger darüber zu informieren, wie sie ihre Rechte als aktive Kunden wahrnehmen können und welche Vorteile — einschließlich technischer und finanzieller Art — mit dem Ausbau und der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, auch durch Eigenversorgung oder im Rahmen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, verbunden sind und welche praktischen Aspekte dabei zu beachten sind.

Artikel 19

Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen

- (1) Um gegenüber den Endkunden den Anteil oder die Menge erneuerbarer Energie im Energiemix eines Energieversorgers sowie in der Energie, welche Verbrauchern im Rahmen von Verträgen geliefert wird, die sich auf den Verbrauch von erneuerbarer Energie beziehen, nachzuweisen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Herkunft von erneuerbarer Energie als solche im Sinne dieser Richtlinie gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann.
- (2) Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird, es sei denn, die Mitgliedstaaten beschließen, um dem Marktwert des Herkunftsnachweises Rechnung zu tragen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keinen Nachweis auszustellen. Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Herkunftsnachweise für Energie aus nicht erneuerbaren Quellen ausgestellt werden. Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen kann von einer Mindestkapazität abhängig gemacht werden. Ein Herkunftsnachweis gilt standardmäßig für 1 MWh. Für jede Einheit produzierte Energie wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt wird.

Wenn ein Produzent finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass der Marktwert des Herkunftsnachweises für diese Produktion im Rahmen der betreffenden Förderregelung gebührend berücksichtigt wird.

Dass der Marktwert des Herkunftsnachweises gebührend berücksichtigt wurde, wird angenommen, wenn

- a) die finanzielle Förderung im Rahmen einer Ausschreibung oder eines Systems mit handelbaren grünen Zertifikaten gewährt wird, oder
- b) der Marktwert der Herkunftsnachweise bei der verwaltungsmäßigen Festlegung der Höhe der finanziellen Förderung berücksichtigt wird, oder
- c) die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie aus erneuerbaren Quellen entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom kauft.

Um den Marktwert des Herkunftsnachweises zu berücksichtigen, können die Mitgliedstaaten unter anderem entscheiden, dem Produzenten einen Herkunftsnachweis auszustellen und diesen unmittelbar zu entwerten.

Der Herkunftsnachweis hat keine Funktion in Bezug auf die Einhaltung des Artikels 3 durch die Mitgliedstaaten. Die Übertragung von Herkunftsnachweisen, sei es gesondert oder zusammen mit der physischen Übertragung von Energie, hat keine Auswirkungen auf die Entscheidung von Mitgliedstaaten, zur Einhaltung von Artikel 3 auf statistische Transfers, gemeinsame Projekte oder gemeinsame Förderregelungen zurückzugreifen; ebenso wenig hat sie Auswirkungen auf die Berechnung des Bruttoenergieverbrauchs von erneuerbarer Energie gemäß Artikel 7.

(3) Für die Zwecke des Absatzes 1 gelten die Herkunftsnachweise zwölf Monate ab der Produktion der betreffenden Energieeinheit. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass alle Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, spätestens 18 Monate nach der Produktion der Energieeinheit ihre Gültigkeit verlieren. Die Mitgliedstaaten berücksichtigen ungültig gewordene Herkunftsnachweise bei der Berechnung ihres Restenergiemixes.

(4) Zu den in den Absätzen 8 und 13 genannten Kennzeichnungszwecken stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Energieunternehmen Herkunftsnachweise spätestens sechs Monate nach Ablauf ihrer Gültigkeit entwerten.

(5) Die Mitgliedstaaten oder benannten zuständigen Stellen überwachen die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise. Die benannten zuständigen Stellen dürfen keine sich geografisch überschneidenden Verantwortlichkeiten haben, und die Stellen müssen von den Bereichen Produktion, Handel und Versorgung unabhängig sein.

(6) Die Mitgliedstaaten oder die benannten zuständigen Stellen schaffen geeignete Mechanismen, um sicherzustellen, dass die Herkunftsnachweise elektronisch ausgestellt, übertragen und entwertet werden und genau, zuverlässig und betrugssicher sind. Die Mitgliedstaaten und die benannten zuständigen Stellen sorgen dafür, dass die von ihnen auferlegten Anforderungen der Norm CEN — EN 16325 entsprechen.

(7) Der Herkunftsnachweis enthält mindestens folgende Angaben:

- a) Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion;
- b) Angaben dazu, ob der Herkunftsnachweis
 - i) Elektrizität oder
 - ii) Gas, einschließlich Wasserstoff, oder
 - iii) Wärme oder Kälte betrifft;
- c) Bezeichnung, Standort, Typ und Kapazität der Anlage, in der die Energie produziert wurde;
- d) Angaben dazu, ob die Anlage Investitionsförderung erhalten hat und ob die Energieeinheit in irgendeiner anderen Weise in den Genuss einer nationalen Förderregelung gelangt ist, und zur Art der Förderregelung;
- e) Datum der Inbetriebnahme der Anlage; und
- f) Ausstellungsdatum und ausstellendes Land und eine eindeutige Kennnummer.

Auf Herkunftsnachweisen von Anlagen unter 50 kW können vereinfachte Angaben gemacht werden.

(8) Wird von einem Elektrizitätsversorger verlangt, den Anteil oder die Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen in seinem Energiemix für die Zwecke des Artikels 3 Absatz 9 Buchstabe a der Richtlinie 2009/72/EG nachzuweisen, so verwendet er hierfür Herkunftsnachweise, es sei denn:

- a) es handelt sich um den Anteil an seinem Energiemix, der etwaigen nicht rückverfolgten Handelsangeboten entspricht, wofür der Versorger den Restenergiemix nutzen kann; oder
- b) der Mitgliedstaat hat beschlossen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keine Herkunftsnachweise auszustellen.

Wenn die Mitgliedstaaten auch für andere Energiearten Herkunftsnachweise vorgesehen haben, müssen die Versorgungsunternehmen zu Kennzeichnungszwecken den für die Art der gelieferten Energie vorgesehene Herkunftsnachweisart verwenden. Gleichmaßen können gemäß Artikel 14 Absatz 10 der Richtlinie 2012/27/EU erstellte Herkunftsnachweise verwendet werden, um etwaigen Anforderungen, die Menge der durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung produzierten Elektrizität nachzuweisen, zu entsprechen. Wenn Elektrizität aus erneuerbaren Quellen durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, darf für die Zwecke des Absatzes 2 nur ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden, in dem beide Eigenschaften angegeben sind.

(9) Die Mitgliedstaaten erkennen die von anderen Mitgliedstaaten gemäß dieser Richtlinie ausgestellten Herkunftsnachweise ausschließlich als Nachweis der in Absatz 1 und Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstaben a bis f genannten Angaben an. Ein Mitgliedstaat kann die Anerkennung eines Herkunftsnachweises nur dann verweigern, wenn er begründete Zweifel an dessen Richtigkeit, Zuverlässigkeit oder Wahrhaftigkeit hat. Der Mitgliedstaat teilt der Kommission eine solche Verweigerung und deren Begründung mit.

(10) Stellt die Kommission fest, dass die Verweigerung der Anerkennung eines Herkunftsnachweises unbegründet ist, kann sie eine Entscheidung erlassen, die den betreffenden Mitgliedstaat zur Anerkennung des Herkunftsnachweises verpflichtet.

(11) Die Mitgliedstaaten erkennen von Drittländern ausgestellte Herkunftsnachweise nur dann an, wenn die Union mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunftsnachweisen und in diesem Drittland eingerichteten kompatiblen Herkunftsnachweissystemen geschlossen hat, und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird.

(12) Ein Mitgliedstaat kann in Einklang mit dem Unionsrecht objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien für die Verwendung von Herkunftsnachweisen unter Einhaltung der Verpflichtungen nach Artikel 3 Absatz 9 der Richtlinie 2009/72/EG einführen.

(13) Die Kommission erstellt einen Bericht zur Bewertung der Möglichkeiten, ein unionsweites Ökolabel einzuführen, um die Nutzung von erneuerbarer Energie aus neuen Anlagen zu fördern. Die Energieversorger nutzen die in den Herkunftsnachweisen enthaltenen Angaben für den Nachweis, dass Anforderungen eines solchen Labels erfüllt sind.

Artikel 20

Netzzugang und -betrieb

(1) Soweit erforderlich, prüfen die Mitgliedstaaten die Notwendigkeit, die bestehende Gasnetzinfrastruktur auszuweiten, um die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern.

(2) Soweit erforderlich, verlangen die Mitgliedstaaten von den Fernleitungsnetz- und den Verteilernetzbetreibern in ihrem Hoheitsgebiet, dass sie technische Vorschriften in Übereinstimmung mit Artikel 8 der Richtlinie 2009/73/EG veröffentlichen; dies betrifft insbesondere Vorschriften für den Netzanschluss, die Anforderungen an die Gasqualität, odorisiertes Gas und den Gasdruck. Die Mitgliedstaaten verlangen von den Fernleitungsnetz- und den Verteilernetzbetreibern ferner, dass sie die Tarife für den Anschluss von Gas aus erneuerbaren Quellen veröffentlichen, wobei sie objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien zugrunde legen.

(3) Auf der Grundlage ihrer im Einklang mit Anhang I der Verordnung (EU) 2018/1999 in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen aufgenommenen Bewertung der Notwendigkeit, zur Verwirklichung des in Artikel 3 Absatz 1 dieser Richtlinie genannten Unionsziels neue mit erneuerbaren Energiequellen betriebene Fernwärme- und -kälteinfrastrukturen zu bauen, unternehmen die Mitgliedstaaten gegebenenfalls die notwendigen Schritte zur Entwicklung einer Fernwärme- und -kälteinfrastruktur, mit der der Ausbau der Wärme- und Kälteerzeugung aus großen Biomasse-, Solarenergie-, Umgebungsenergie- und Geothermieenergieanlagen sowie aus Abwärme und -kälte möglich ist.

Artikel 21

Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität

(1) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Verbraucher vorbehaltlich dieses Artikels Anspruch darauf haben, Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität zu werden.

(2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität individuell oder über Aggregatoren berechtigt sind,

a) erneuerbare Energie einschließlich für die Eigenversorgung zu erzeugen und die Überschussproduktion von erneuerbarer Elektrizität zu speichern und, auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen, zu verkaufen, ohne dass

i) die von ihnen verbrauchte, aus dem Netz bezogene Elektrizität oder die von ihnen in das Netz eingespeiste Elektrizität diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen ist, die nicht kostenorientiert sind;

ii) die eigenerzeugte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die an Ort und Stelle verbleibt, diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren und jeglichen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen ist;

b) mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung zusammenschaltete Stromspeichersysteme zu installieren und zu betreiben, ohne doppelten Umlagen und Abgaben einschließlich Netzentgelten für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, unterworfen zu sein,

c) ihre Rechte und Pflichten als Endverbraucher zu behalten,

d) gegebenenfalls auch im Rahmen von Förderregelungen eine Vergütung für die von ihnen in das Netz eingespeiste eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität zu erhalten, die dem Marktwert der eingespeisten Elektrizität entspricht und den langfristigen Wert dieser Elektrizität für das Netz, die Umwelt und die Gesellschaft berücksichtigen kann.

(3) Die Mitgliedstaaten können Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität für die an Ort und Stelle verbleibende eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Umlagen, Abgaben und Gebühren in einem oder mehrerer der folgenden Fälle auferlegen,

a) wenn die eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität im Rahmen von Förderregelungen effektiv gefördert wird, jedoch nur in dem Umfang, dass die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der betreffenden Förderung dadurch nicht untergraben werden, oder

b) ab dem 1. Dezember 2026, wenn der Gesamtanteil an Eigenversorgungsanlagen über 8 % der in einem Mitgliedstaat insgesamt installierten Stromerzeugungskapazität liegt und eine Kosten-Nutzen-Analyse der nationalen Regulierungsbehörde dieses Mitgliedstaats im Rahmen eines offenen, transparenten und partizipativen Verfahrens ergibt, dass die Bestimmung in Absatz 2 Buchstabe a Ziffer ii zu einer großen und unverhältnismäßigen Belastung der langfristigen finanziellen Tragfähigkeit des Stromsystems führt oder Anreize schafft, die über das hinausgehen, was für den kosteneffizienten Einsatz erneuerbarer Energie objektiv notwendig ist, und derartige Belastungen oder Anreize mithilfe anderer zweckmäßiger Maßnahmen nicht minimiert werden könnten, oder

c) wenn die eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität in Anlagen mit einer installierten Gesamtstromerzeugungskapazität von über 30 kW produziert wird.

(4) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, die sich in demselben Gebäude, einschließlich Mehrfamilienhäusern, befinden, berechtigt sind, gemeinsam den Tätigkeiten gemäß Absatz 2 nachzugehen, und vorbehaltlich der Netzentgelte und sonstiger einschlägiger Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern, denen die einzelnen Eigenversorger gegebenenfalls unterworfen sind, den Austausch der vor Ort produzierten erneuerbaren Energie untereinander vereinbaren dürfen. Die Mitgliedstaaten dürfen zwischen Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität unterscheiden. Jede solche Unterscheidung muss verhältnismäßig und hinreichend begründet sein.

(5) Anlagen von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität können im Eigentum eines Dritten stehen oder hinsichtlich der Einrichtung, des Betriebs, einschließlich der Messung und Wartung, von einem Dritten betreut werden, wenn der Dritte weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers im Bereich erneuerbare Elektrizität unterliegt. Der Dritte gilt selbst nicht als Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität.

(6) Mitgliedstaaten schaffen einen Regulierungsrahmen, der es ermöglicht, den Ausbau der Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität — auf der Grundlage einer Bewertung der ungerechtfertigten Hindernisse und des Potenzials, die in ihrem Hoheitsgebiet und ihren Energienetzen in Bezug auf die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität bestehen — zu unterstützen und zu erleichtern. Dieser Regulierungsrahmen sieht unter anderem Maßnahmen vor, mit der Zielsetzung, dass

- a) dafür gesorgt wird, dass alle Endkunden, einschließlich einkommensschwacher oder bedürftiger Haushalte, Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität erhalten;
- b) ungerechtfertigte Markthindernisse bei der Finanzierung von Projekten beseitigt werden und der Zugang zu Finanzmitteln erleichtert wird;
- c) weitere ungerechtfertigte rechtliche Hindernisse für die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität, auch für Mieter, beseitigt werden;
- d) für Gebäudeeigentümer Anreize gesetzt werden, um Möglichkeiten der Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität, auch für Mieter, zu schaffen;
- e) sichergestellt wird, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Elektrizitätsmarkts nicht diskriminiert werden;
- f) sichergestellt wird, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, wenn sie Elektrizität ins Netz einspeisen, einen angemessenen und ausgewogenen Anteil der Systemgesamtkosten tragen.

Die Mitgliedstaaten nehmen in ihre integrierten nationalen Energie- und Klimapläne und ihre Fortschrittsberichte gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 eine Kurzdarstellung der in diesem Regulierungsrahmen vorgesehenen Strategien und Maßnahmen und eine Bewertung der Umsetzung dieser Strategien bzw. Maßnahmen auf.

(7) Dieser Artikel gilt unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV.

Artikel 22

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte, unter Beibehaltung ihrer Rechte oder Pflichten als Endkunden, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen, ohne ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen oder Verfahren unterworfen zu sein, durch die ihre Beteiligung an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verhindert würde, sofern die Beteiligung im Fall von Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechtigt sind,

- a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, und zwar auch im Rahmen von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom;
- b) innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft — vorbehaltlich der übrigen Anforderungen dieses Artikels und unter Wahrung der Rechte und Pflichten der Mitglieder der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft als Kunden — die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen;
- c) sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten.

(3) Die Mitgliedstaaten bewerten die bestehenden Hindernisse und das Entwicklungspotenzial von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in ihrem jeweiligen Hoheitsgebiet.

(4) Die Mitgliedstaaten schaffen einen Regulierungsrahmen, der es ermöglicht, die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen. Mit diesem Rahmen wird unter anderem sichergestellt, dass

- a) ungerechtfertigte rechtliche und verwaltungstechnische Hindernisse für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beseitigt werden;
- b) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, wenn sie Energie liefern, Aggregierungsdienste oder andere gewerbliche Energiedienstleistungen erbringen, den für diese Tätigkeiten geltenden Bestimmungen unterliegen;

- c) der jeweilige Verteilernetzbetreiber mit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeitet, um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu erleichtern;
 - d) für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften faire, verhältnismäßige und transparente Verfahren, auch für die Registrierung und Zulassung, und kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen;
 - e) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften hinsichtlich ihrer Tätigkeiten, Rechte und Pflichten als Endkunden, Produzenten, Versorger, Verteilernetzbetreiber oder als sonstige Marktteilnehmer diskriminierungsfrei behandelt werden;
 - f) die Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften allen Verbrauchern offensteht, auch jenen, die in einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten leben;
 - g) Instrumente verfügbar sind, die den Zugang zu Finanzmitteln und Informationen erleichtern;
 - h) öffentliche Stellen bei der Schaffung der Voraussetzungen für und der Gründung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie zur Erleichterung ihrer direkten Beteiligung daran Unterstützung in Regulierungsfragen und beim Kapazitätsaufbau erhalten;
 - i) Vorschriften vorhanden sind, mit denen sichergestellt wird, dass an der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligte Verbraucher gleichberechtigt und diskriminierungsfrei behandelt werden.
- (5) Die Kernaspekte des Regulierungsrahmens nach Absatz 4 und seiner Umsetzung sind Teil der Fortschrittsberichte und Aktualisierungen der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999.
- (6) Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für eine grenzüberschreitende Beteiligung offen sind.
- (7) Unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV berücksichtigen die Mitgliedstaaten bei der Konzipierung von Förderregelungen die Besonderheiten von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, damit diese sich unter gleichen Bedingungen wie andere Marktteilnehmer um die Förderung bewerben können.

Artikel 23

Einbeziehung erneuerbarer Energie im Bereich Wärme- und Kälte

- (1) Um die Nutzung erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor zu fördern, bemüht sich jeder Mitgliedstaat unbeschadet von Absatz 2 dieses Artikels um eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energie in diesem Sektor um einen indikativen Richtwert von 1,3 Prozentpunkten gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energie im Wärme- und Kältesektor in 2020, der als Jahresdurchschnitt für die Zeiträume 2021-2025 und 2026-2030 ermittelt, als Anteil am nationalen Endenergieverbrauch ausgedrückt und nach der in Artikel 7 genannten Methode berechnet wird. Bei Mitgliedstaaten, in denen Abwärme und -kälte nicht genutzt werden, ist diese Steigerung auf einen Richtwert von 1,1 Prozentpunkten begrenzt. Die Mitgliedstaaten setzen gegebenenfalls vorrangig die besten verfügbaren Technologien ein.
- (2) Für die Zwecke von Absatz 1 gilt für die Berechnung des Anteils erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor und der diesbezüglichen durchschnittlichen jährlichen Steigerungen, dass die Mitgliedstaaten
- a) Abwärme und -kälte nur bis zu einer Obergrenze von 40 % der durchschnittlichen jährlichen Steigerung anrechnen können,
 - b) sofern der Anteil erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor in ihrem Fall über 60 % beträgt, jeden derartigen Anteil als Erbringung der durchschnittlichen jährlichen Steigerung anrechnen können, und
 - c) sofern der Anteil erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor in ihrem Fall zwischen 50 % und 60 % beträgt, jeden derartigen Anteil als Erbringung der Hälfte der durchschnittlichen jährlichen Steigerung anrechnen können.

Bei der Auswahl von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor können die Mitgliedstaaten Kosteneffizienzgesichtspunkte berücksichtigen, die die strukturellen Hemmnisse widerspiegeln, die aufgrund eines hohen Anteils von Erdgas oder Kälte oder einer zerstreuten Siedlungsstruktur mit geringer Bevölkerungsdichte entstehen.

Wenn diese Maßnahmen dazu führen würden, dass eine niedrigere durchschnittliche jährliche Steigerung als die in Absatz 1 genannte erreicht wird, veröffentlichen die Mitgliedstaaten diese — beispielsweise im Rahmen ihrer integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichte gemäß Artikel 20 der Verordnung (EU) 2018/1999 — und legen der Kommission dazu eine Begründung einschließlich der gemäß Unterabsatz 2 dieses Absatzes gewählten Maßnahmen vor.

(3) Die Mitgliedstaaten können auf Grundlage objektiver und nichtdiskriminierender Kriterien eine Liste von Maßnahmen erstellen und veröffentlichen und können ausführende Stellen, wie Kraftstoffanbieter, öffentliche Stellen oder Fachgremien, benennen und veröffentlichen, die zu der in Absatz 1 genannten durchschnittlichen jährlichen Steigerung beitragen.

(4) Die in Absatz 1 festgelegte durchschnittliche jährliche Steigerung kann von den Mitgliedstaaten unter anderem durch eine oder mehrere der folgenden Optionen erreicht werden:

- a) physische Beimischung von erneuerbarer Energie oder Abwärme und -kälte zu Energie und Brennstoffen für die Wärme- und Kälteversorgung;
- b) direkte Minderungsmaßnahmen wie die Installation hocheffizienter Wärme- und Kältesysteme auf der Grundlage erneuerbarer Energie in Gebäuden oder Nutzung von erneuerbarer Energie oder von Abwärme und -kälte für industrielle Wärme- und Kälteprozesse;
- c) indirekte Minderungsmaßnahmen, die handelbaren Zertifikaten unterliegen, anhand derer die Einhaltung der Verpflichtung gemäß Absatz 1 durch die Förderung indirekter Minderungsmaßnahmen nachgewiesen wird, die von einem anderen Wirtschaftsteilnehmer wie beispielsweise einem unabhängigen Installateur erneuerbarer Technologie oder einem Energiedienstleistungsunternehmen, das Installationsdienstleistungen im Bereich erneuerbare Energie erbringt, durchgeführt wurden;
- d) andere politische Maßnahmen mit entsprechender Wirkung zur Erbringung der durchschnittlichen jährlichen Steigerung gemäß Absatz 1, einschließlich steuerlicher Maßnahmen oder anderer finanzieller Anreize.

Wenn die Mitgliedstaaten Maßnahmen gemäß dem ersten Unterabsatz beschließen und umsetzen, bemühen sie sich sicherzustellen, dass sie allen Verbrauchern, insbesondere Verbrauchern in einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten, die das zur Nutzung der Vorteile nötige Startkapital andernfalls nicht aufbringen könnten, zugänglich sind.

(5) Die Mitgliedstaaten können die im Rahmen der nationalen Energieeinsparverpflichtungen gemäß Artikel 7 der Richtlinie 2012/27/EU eingerichteten Strukturen zur Durchführung und Überwachung der in Absatz 3 genannten Maßnahmen nutzen.

(6) Wenn gemäß Absatz 3 Stellen benannt werden, sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass der Beitrag solcher benannten Stellen messbar und überprüfbar ist und die benannten Stellen jährlich einen Bericht über die folgenden Elemente vorlegen:

- a) die Gesamtmenge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten Energie;
- b) die Gesamtmenge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten erneuerbaren Energie;
- c) die Menge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten Abwärme und -kälte;
- d) den Anteil der erneuerbaren Energie sowie der Abwärme und -kälte an der Gesamtmenge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten Energie; und
- e) die Art der erneuerbaren Energiequelle.

Artikel 24

Fernwärme und -kälte

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass den Endverbrauchern in leicht zugänglicher Form, beispielsweise auf den Webseiten der Anbieter, auf den Jahresabrechnungen oder auf Anfrage, Informationen über die Gesamtenergieeffizienz und den Anteil erneuerbarer Energie ihrer Fernwärme- und -kältesysteme zur Verfügung gestellt werden.

(2) Die Mitgliedstaaten legen die erforderlichen Maßnahmen und Bedingungen fest, damit Kunden von Fernwärme- und -kältesystemen, die keine effizienten Fernwärme- und -kältesysteme sind, oder von denen nicht vorgesehen ist, dass sie sich bis zum 31. Dezember 2025 auf Grundlage eines von der zuständigen Behörde gebilligten Plans zu einem solchen System entwickeln, sich durch Kündigung oder Änderung ihres Vertrags abkoppeln können, um selbst Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen zu produzieren.

Ist eine Vertragskündigung mit einer physischen Abkopplung verbunden, so kann sie an die Bedingung geknüpft werden, dass für die unmittelbar durch die physische Abkopplung verursachten Kosten und den nicht abgeschriebenen Teil der Vermögenswerte, die für die Wärme- und Kälteversorgung des betreffenden Kunden erforderlich waren, ein Ausgleich gezahlt wird.

(3) Die Mitgliedstaaten können das Recht, sich durch Kündigung oder Änderung des Vertrags abzukoppeln, nach Absatz 2 auf die Kunden beschränken, die belegen können, dass die geplante alternative Lösung für die Wärme- bzw. Kälteversorgung zu wesentlich besseren Ergebnissen bei der Gesamtenergieeffizienz führt. Die Bewertung der Gesamtenergieeffizienz der alternativen Lösung kann anhand des Ausweises über die Gesamtenergieeffizienz erfolgen.

(4) Die Mitgliedstaaten legen die Maßnahmen fest, die erforderlich sind, um sicherzustellen, dass Fernwärme- und -kältesysteme zu der Steigerung nach Artikel 23 Absatz 1 dieser Richtlinie beitragen, indem sie mindestens eine der beiden folgenden Optionen umsetzen:

a) Sie streben beim Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte gegenüber dem Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte in 2020 eine Steigerung um mindestens einen Prozentpunkt an, die jahresdurchschnittlich für den Zeitraum 2021-2025 und den Zeitraum 2026-2030 berechnet wird, indem sie Maßnahmen treffen, die diese durchschnittliche jährliche Steigerung in Jahren mit normalen klimatischen Bedingungen voraussichtlich bewirken.

Mitgliedstaaten, in denen der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen und Abwärme und -kälte im Bereich Fernwärme und -kälte über 60 % beträgt, können jeden derartigen Anteil als Erbringung der durchschnittlichen jährlichen Steigerung gemäß Unterabsatz 1 dieses Buchstaben in Anrechnung bringen.

Die Mitgliedstaaten legen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzplänen gemäß Anhang I der Verordnung (EU) 2018/1999 die Maßnahmen fest, die erforderlich sind, um die durchschnittliche jährliche Steigerung nach Unterabsatz 1 dieses Buchstaben zu verwirklichen.

b) Sie stellen sicher, dass die Betreiber von Fernwärme- und -kältesystemen verpflichtet sind, Anbietern von Energie aus erneuerbaren Quellen und von Abwärme und -kälte Zugang zum Netz zu gewähren, oder Drittanbietern anbieten müssen, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen sowie Abwärme und -kälte in das Netz einzuspeisen und abzukaufen, auf Grundlage von durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten festgelegten nichtdiskriminierenden Kriterien, wenn sie

- i) der Nachfrage neuer Kunden entsprechen müssen, oder
- ii) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten ersetzen müssen, oder
- iii) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten erweitern müssen.

(5) Wenn ein Mitgliedstaat nach Absatz 4 Buchstabe b vorgeht, kann der Betreiber eines Fernwärme- oder -kältesystems die Einspeisung und den Abkauf der Wärme oder Kälte von Drittanbietern verweigern, wenn

- a) das System aufgrund anderer Einspeisungen von Abwärme und -kälte, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung produzierter Wärme oder Kälte nicht über die nötige Kapazität verfügt,
- b) die Wärme oder Kälte des Drittanbieters nicht die technischen Voraussetzungen erfüllt, die für die Einspeisung und für den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Fernwärme- oder -kältesystems erforderlich sind, oder
- c) der Betreiber nachweisen kann, dass die Ausgaben der Endkunden für Wärme- bzw. Kälteversorgung im Vergleich zu den Kosten für die Nutzung der wichtigsten Wärme- oder Kältebezugsquelle vor Ort, mit der die erneuerbare Quelle oder Abwärme- und -kälte konkurriert, übermäßig steigen würden, wenn er den Zugang gewähren würde.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der Betreiber eines Fernwärme- und -kältesystems in den Fällen, in denen er einem Wärme- oder Kälteanbieter den Zugang nach dem ersten Unterabsatz verweigert, die zuständige Behörde gemäß Absatz 9 über die Gründe für die Verweigerung informiert und darüber, welche Bedingungen erfüllt und welche Maßnahmen im System getroffen werden müssten, um den Zugang zu ermöglichen.

(6) Wenn ein Mitgliedstaat nach Absatz 4 Buchstabe b vorgeht, können die Mitgliedstaaten Betreiber der folgenden Fernwärme- und -kältesysteme von der Anwendung dieses Buchstaben ausnehmen:

- a) effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung;
- b) effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung, die eine hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung nutzt;

- c) Fernwärme und -kälte für die, auf Grundlage eines von der zuständigen Behörde gebilligten Plans, vorgesehen ist, dass sie sich bis zum 31. Dezember 2025 zu effizienter Fernwärme und -kälte entwickeln wird;
- d) Fernwärme- und -kältesysteme mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung unter 20 MW.

(7) Das Recht, sich nach Absatz 2 durch Kündigung oder Änderung des Vertrags abzukoppeln, kann von einzelnen Kunden, Zusammenschlüssen von Kunden oder Parteien, die die Interessen der Kunden wahrnehmen, ausgeübt werden. Bei Mehrfamilienhäusern kann die Möglichkeit, sich durch Kündigung oder Änderung des Vertrags abzukoppeln, im Einklang mit den geltenden gesetzlichen Vorschriften für Wohnungen nur für das ganze Gebäude wahrgenommen werden.

(8) Die Mitgliedstaaten verlangen von den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, dass sie in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und -kältesystemen in dem jeweiligen Gebiet mindestens alle vier Jahre eine Bewertung des Potenzials der Fernwärme- und -kältesysteme für die Erbringung von Bilanzierungs- und anderen Systemdiensten vornehmen, darunter Nachfragesteuerung und Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen, und dass sie prüfen, ob die Nutzung des ermittelten Potenzials gegenüber alternativen Lösungen ressourcenschonender und kostengünstiger wäre.

(9) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Rechte der Verbraucher sowie die Vorschriften für den Betrieb von Fernwärme- und -kältesystemen im Einklang mit diesem Artikel eindeutig festgelegt sind und von der zuständigen Behörde durchgesetzt werden.

(10) Ein Mitgliedstaat kann von der Anwendung der Absätze 2 bis 9 absehen, wenn

- a) der Anteil seiner Fernwärme und -kälte am 24. Dezember 2018 weniger als oder gleich 2 % des Gesamtenergieverbrauchs im Wärme- und Kältesektor beträgt oder
- b) er den Anteil seiner Fernwärme- und -kälteversorgung gemäß (EU) 2018/1999 auf Grundlage seiner integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzpläne, oder gemäß der Bewertung nach Artikel 15 Absatz 7 dieser Richtlinie auf über 2 % erhöht, indem er neue effiziente Fernwärme- und Fernkälte aufbaut, oder
- c) der Anteil der Systeme nach Absatz 6 dieses Artikels in einem Mitgliedstaat mehr als 90 % des Gesamtverkaufs von Fernwärme und -kälte beträgt.

Artikel 25

Einbeziehung erneuerbarer Energie im Verkehrssektor

(1) Damit erneuerbare Energie im Verkehrssektor durchgängig genutzt wird, verpflichtet jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt (Mindestanteil) und nach der in Artikel 26 und 27 festgelegten Methode berechnet wird. Die Kommission bewertet diese Verpflichtung, um bis 2023 einen Gesetzgebungsvorschlag zu unterbreiten, mit dem der Zielwert erhöht wird, wenn sich bei der Produktion erneuerbarer Energie weitere wesentliche Kostensenkungen ergeben, wenn dies notwendig ist, damit die Union ihre internationalen Dekarbonisierungsverpflichtungen erfüllen kann, oder wenn dies aufgrund eines wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs in der Union gerechtfertigt ist.

Bei der Festlegung dieser Verpflichtung können die Mitgliedstaaten bestimmte Kraftstoffanbieter und Energieträger ausnehmen oder zwischen verschiedenen Kraftstoffanbietern und Energieträgern unterscheiden, um zu berücksichtigen, dass Technologien unterschiedlich weit ausgereift und mit unterschiedlichen Kosten verbunden sind.

Bei der Berechnung des Mindestanteils gemäß Unterabsatz 1

- a) berücksichtigen die Mitgliedstaaten flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, sofern sie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden, und
- b) können die Mitgliedstaaten wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe berücksichtigen.

Innerhalb des Mindestanteils gemäß Unterabsatz 1 beträgt der Beitrag von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden am Anteil des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors, im Jahr 2022 mindestens 0,2 %, im Jahr 2025 mindestens 1 % und steigt bis 2030 auf mindestens 3,5 %.

Die Mitgliedstaaten können Kraftstoffanbieter, die nur Kraftstoffe in Form von Elektrizität und flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs anbieten, von der Verpflichtung ausnehmen, bei diesen Kraftstoffen den Mindestanteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen, anderen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, zu erreichen.

Wenn die Mitgliedstaaten die Verpflichtung gemäß den Unterabsätzen 1 und 4 festlegen, um sicherzustellen, dass die darin festgelegten Anteile erreicht werden, können sie unter anderem auf Mengen, Energiegehalt oder Treibhausgasemissionen ausgerichtete Maßnahmen treffen, sofern die Mindestanteile nach den Unterabsätzen 1 und 4 nachweislich erreicht werden.

(2) Die Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs betragen ab dem 1. Januar 2021 mindestens 70 %.

Die Kommission erlässt bis zum 1. Januar 2021 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch die Festlegung geeigneter Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe im Wege einer Lebenszyklusanalyse unter Berücksichtigung der Besonderheiten der einzelnen Kraftstoffe, zu ergänzen.

Artikel 26

Besondere Kriterien für aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe

(1) Bei der Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß Artikel 7 und des Mindestanteils gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 eines Mitgliedstaats darf der Anteil von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie von im Verkehrssektor verbrauchten Biomasse-Brennstoffen — sofern sie aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden — höchstens einen Prozentpunkt höher sein als ihr Anteil am Endverbrauch von Energie im Bereich Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2020 in diesem Mitgliedstaat, wobei sein Anteil am Endenergieverbrauch im Bereich Straßen- und Schienenverkehr in diesem Mitgliedstaat höchstens 7 % betragen darf.

Wenn dieser Anteil in einem Mitgliedstaat unter 1 % liegt, darf er auf bis zu 2 % des Endenergieverbrauchs im Bereich Straßen- und Schienenverkehr erhöht werden.

Die Mitgliedstaaten können einen niedrigeren Grenzwert festlegen und für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 zwischen verschiedenen Arten von aus Nahrungs- oder Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen unterscheiden, wobei die besten verfügbaren Daten zu den Auswirkungen in Bezug auf indirekte Landnutzungsänderungen zu berücksichtigen sind. Beispielsweise können die Mitgliedstaaten für den Anteil von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die aus Ölpflanzen gewonnen werden, einen niedrigeren Grenzwert festlegen.

Wenn der Anteil von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie im Verkehrssektor verbrauchten Biomasse-Brennstoffen in einem Mitgliedstaat auf einen Anteil von unter 7 % begrenzt ist und/oder ein Mitgliedstaat beschließt, diesen Anteil weiter zu begrenzen, kann dieser Mitgliedstaat den Mindestanteil gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 entsprechend, aber um höchstens 7 Prozentpunkte, senken.

(2) Bei der Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß Artikel 7 und des Mindestanteils gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 eines Mitgliedstaats darf der Anteil von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, nicht über dem 2019 in dem betreffenden Mitgliedstaat verzeichneten Verbrauch solcher Kraftstoffe liegen, es sei denn, sie sind im Sinne dieses Absatzes als Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe mit einem geringen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen zu zertifizieren.

Ab 31. Dezember 2023 sinkt dieser Grenzwert, bis spätestens 31. Dezember 2030, stufenweise auf 0 %.

Die Kommission legt dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum 1. Februar 2019 einen Bericht darüber vor, wie weit die Ausdehnung der Produktion der betroffenen Nahrungs- und Futtermittelpflanzen weltweit fortgeschritten ist.

Die Kommission erlässt bis zum 1. Februar 2019 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch Festlegung von Kriterien für die Zertifizierung als Biokraftstoff, flüssiger Biobrennstoff oder Biomasse-Brennstoff mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen und für die Bestimmung der Rohstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, zu ergänzen. Der Bericht und der betreffende delegierte Rechtsakt beruhen auf den besten verfügbaren wissenschaftlichen Daten.

Bis zum 1. September 2023 überprüft die Kommission die Kriterien, die mit dem in Unterabsatz 4 genannten delegierten Rechtsakt festgelegt wurden, auf der Grundlage der besten verfügbaren wissenschaftlichen Daten und erlässt im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Kriterien gegebenenfalls zu ändern und um für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, einen Zielpfad für die stufenweise Senkung ihres Beitrags zum Unionsziel nach Artikel 3 Absatz 1 und zum Mindestanteil nach Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 aufzunehmen.

Artikel 27

Berechnungsregeln in Hinblick auf Mindestanteile von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor

(1) Für die Berechnung der in den Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 und 4 genannten Mindestanteile gelten die folgenden Bestimmungen:

- a) Bei der Berechnung des Nenners, d. h. des Energiegehalts der Kraftstoffe für den Schienen- und Straßenverkehr, die auf dem Markt für den Verbrauch oder die Nutzung bereitgestellt werden, werden Ottokraftstoff, Dieseldieselkraftstoff, Erdgas, Biokraftstoff, Biogas, flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und für den Bereich Straßen- und Schienenverkehr bereitgestellte Elektrizität berücksichtigt;
- b) bei der Berechnung des Zählers, d. h. der Menge der im Verkehrssektor verbrauchten erneuerbaren Energie für die Zwecke von Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1, werden der Energiegehalt aller Arten erneuerbarer Energie, die für den gesamten Verkehrssektor bereitgestellt werden, einschließlich für den Bereich Straßen- und Schienenverkehr bereitgestellte erneuerbare Elektrizität, berücksichtigt. Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe werden berücksichtigt, wenn ein Mitgliedstaat dies beschließt.

Bei der Berechnung des Zählers ist der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, außer in Malta und Zypern, mit bis zu 1,7 % des Energiegehalts der auf dem Markt für den Verbrauch oder die Nutzung bereitgestellten Kraftstoffe für den Verkehr begrenzt. Die Mitgliedstaaten können diesen Grenzwert ändern, sofern dies angesichts der Verfügbarkeit des Rohstoffs gerechtfertigt ist. Alle solche Änderungen bedürfen der Genehmigung durch die Kommission.

- c) bei der Berechnung des Zählers und des Nenners sind die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen für den Verkehr zu verwenden. Zur Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, gelten die jeweiligen Normen der ESO zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen. In Fällen, für die keine ESO-Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, sind die entsprechenden ISO-Normen zu verwenden. Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch die Annahme des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr nach Anhang III gemäß dem wissenschaftlichen und technischen Fortschritt zu ändern.

(2) Zur Erbringung des Nachweises, dass die Mindestanteile nach Artikel 25 Absatz 1 eingehalten werden,

- a) kann der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, die aus den in Anhang IX aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, mit dem Doppelten ihres Energiegehalts veranschlagt werden;
- b) kann der Anteil erneuerbarer Elektrizität mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird und kann ihr Anteil mit dem 1,5-fachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für den Schienenverkehr bereitgestellt wird;
- c) wird der Anteil der für den Luft- und Seeverkehr bereitgestellten Kraftstoffe mit dem 1,2-fachen ihres Energiegehalts veranschlagt, es sei denn, es handelt sich um Kraftstoffe, die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden.

(3) Bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Elektrizität an der für Straßen- und Schienenfahrzeuge bereitgestellten Elektrizität für die Zwecke Absatz 1 dieses Artikels verweisen Mitgliedstaaten auf den Zeitraum von zwei Jahren vor dem Jahr, in dem die Elektrizität in ihrem Hoheitsgebiet bereitgestellt wurde.

Abweichend von Unterabsatz 1 dieses Absatzes kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird, bei der Bestimmung des Anteils der Elektrizität für die Zwecke des Absatzes 1 dieses Artikels in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden.

Damit dem erwarteten Anstieg der Nachfrage nach Elektrizität im Verkehrssektor über den aktuellen Ausgangswert hinaus mittels zusätzlicher Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energie entsprochen werden kann, erarbeitet die Kommission einen Rahmen für die Zusätzlichkeit im Verkehrssektor und schlägt verschiedene Optionen dafür vor, wie der Ausgangswert für die einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt und die Zusätzlichkeit ermittelt werden kann.

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt, dass wenn Elektrizität entweder direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs genutzt wird, der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, in dem Produktionsmitgliedstaat zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energie verwendet wird.

Hingegen kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und die für die Produktion von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs eingesetzt wird, in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn die Anlage

- a) nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs produziert, und
- b) nicht an das Netz angeschlossen ist oder zwar an das Netz angeschlossen ist, die betreffende Elektrizität aber nachweislich bereitgestellt wird, ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen.

Aus dem Netz entnommene Elektrizität kann in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn sie ausschließlich mittels erneuerbarer Energiequellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften erneuerbarer Energie aufweist sowie etwaige sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden.

Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch die Einführung einer gemeinsamen europäischen Methode, in der detaillierte Vorschriften zur Einhaltung der Anforderungen von Unterabsatz 5 und 6 dieses Absatzes durch Wirtschaftsteilnehmer festgelegt werden, zu ergänzen.

Artikel 28

Andere Bestimmungen für erneuerbare Energie im Verkehrssektor

(1) Um das Risiko, dass einzelne Lieferungen in der Union mehrfach geltend gemacht werden, möglichst gering zu halten, verstärken die Mitgliedstaaten und die Kommission die Zusammenarbeit sowie gegebenenfalls den Datenaustausch zwischen den nationalen Systemen sowie zwischen den nationalen Systemen und den gemäß Artikel 30 eingerichteten freiwilligen Systemen und Prüfstellen. Wenn die zuständige Behörde eines Mitgliedstaats einen Betrug vermutet oder entdeckt, setzt sie die anderen Mitgliedstaaten darüber gegebenenfalls in Kenntnis.

(2) Die Kommission sorgt dafür, dass eine Unionsdatenbank eingerichtet wird, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe für den Verkehr ermöglicht, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können oder für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 berücksichtigt werden. Die Mitgliedstaaten verlangen von den betreffenden Wirtschaftsteilnehmern, dass sie in dieser Datenbank Angaben über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraftstoffe machen, einschließlich ihrer Lebenszyklustreibhausgasemissionen, beginnend beim Ort ihrer Produktion bis hin zum Kraftstoffanbieter, der sie auf den Markt bringt. Die Mitgliedstaaten können eine nationale Datenbank einrichten, die mit der Datenbank der Union verknüpft ist, wobei sie sicherstellen, dass eingegebene Daten sofort zwischen den Datenbanken übermittelt werden.

Die Informationen, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Anforderungen nach Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 und 4 überprüfen zu können, sind von den Kraftstoffanbietern in die jeweils einschlägige Datenbank einzugeben.

(3) Bis zum 31. Dezember 2021 treffen die Mitgliedstaaten Maßnahmen, um die Verfügbarkeit von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen für den Verkehrssektor in Hinblick darauf sicherzustellen, dass im Einklang mit den nationalen Strategierahmen gemäß der Richtlinie 2014/94 /EU öffentlich zugängliche Hochleistungsstationen und andere Betankungsinfrastrukturen bereitgestellt werden.

(4) Die Mitgliedstaaten haben Zugang zu der Unionsdatenbank nach Absatz 2 dieses Artikels. Sie ergreifen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Wirtschaftsteilnehmer richtige Daten in die jeweils einschlägige Datenbank eingeben. Die Kommission verlangt, dass bei der Prüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe im Rahmen der Systeme, die Gegenstand der Beschlüsse gemäß Artikel 30 Absatz 4 dieser Richtlinie sind, auch die Einhaltung dieser Anforderung geprüft wird. Sie veröffentlicht alle zwei Jahre aggregierte Daten aus der Unionsdatenbank gemäß Anhang VIII der Verordnung (EU) 2018/1999.

(5) Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte, um diese Richtlinie durch Festlegung der Methode zur Bestimmung des Anteils an Biokraftstoffen, und Biogas für den Verkehr, der sich aus der Verarbeitung von Biomasse in einem einzigen Verfahren mit fossilen Kraftstoffen ergibt, sowie der Methode zur Bewertung der Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, wobei diese Methode sicherstellt, dass vermiedene Emissionen nicht gutgeschrieben werden, wenn für die Abscheidung dieses CO₂ im Rahmen anderer Rechtsvorschriften bereits eine Gutschrift erteilt wurde, zu ergänzen.

(6) Bis zum 25. Juni 2019, und im Anschluss alle zwei Jahre, überprüft die Kommission die Auflistung der Rohstoffe in Anhang IX Teil A und B in Hinblick auf die Aufnahme von Rohstoffen in Einklang mit den in Unterabsatz 3 festgelegten Grundsätzen.

Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um die Auflistung der Rohstoffe in Anhang IX Teil A und B durch Aufnahme, nicht aber durch Streichung von Rohstoffen zu ändern. Rohstoffe, die nur mit fortschrittlichen Technologien verarbeitet werden können, werden in Anhang IX Teil A aufgenommen. Rohstoffe, die mit ausgereiften Technologien zu Biokraftstoffen oder Biogas für den Verkehr verarbeitet werden können, werden in Anhang IX Teil B aufgenommen.

Solche delegierten Rechtsakte gründen auf eine Analyse des Potenzials des betreffenden Rohstoffs für die Produktion von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, wobei Folgendes zu berücksichtigen ist:

- a) die Grundsätze der Kreislaufwirtschaft und der Abfallhierarchie gemäß der Richtlinie 2008/98/EG;
- b) die Nachhaltigkeitskriterien der Union gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7;
- c) die Notwendigkeit, erhebliche Verzerrungen auf den Märkten für (Neben-)Produkte, Abfälle oder Reststoffe zu vermeiden;
- d) das Potenzial, im Vergleich zu fossilen Brennstoffen — ausgehend von einer Lebenszyklusanalyse der Emissionen — beträchtliche Treibhausgaseinsparungen zu erzielen;
- e) die Notwendigkeit, negative Auswirkungen auf die Umwelt und die biologische Vielfalt zu vermeiden; und
- f) die Notwendigkeit, zusätzliche Nachfrage nach Anbauflächen zu vermeiden.

(7) Im Rahmen der zweijährlichen Bewertung der Fortschritte gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 prüft die Kommission bis zum 31. Dezember 2025, ob die in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 4 festgelegte Verpflichtung bezüglich fortschrittlicher Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in einem Anhang zu dieser Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, Innovation wirksam anregt und Treibhausgaseinsparungen im Verkehrssektor sicherstellt. Die Kommission untersucht bei dieser Bewertung auch, ob eine doppelte Anrechnung von erneuerbarer Energie durch die Anwendung dieses Artikels wirksam verhindert wird.

Die Kommission legt zur Änderung der in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 4 festgelegten Verpflichtung bezüglich fortschrittlicher Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in einem Anhang zu dieser Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, gegebenenfalls einen Vorschlag vor.

Artikel 29

Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Brennstoffe und Biomasse-Brennstoffe

(1) Energie in Form von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen wird für die in den Buchstaben a, b und c genannten Zwecke nur dann berücksichtigt, wenn sie die in den Absätzen 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für die Treibhausgaseinsparungen erfüllen:

- a) Beitrag zum Unionsziel nach Artikel 3 Absatz 1 und zum Anteil erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten;

- b) Bewertung der Einhaltung der Verpflichtungen zur Nutzung erneuerbarer Energie, einschließlich der in Artikel 25 festgelegten Verpflichtung;
- c) Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen.

Aus Abfällen und Reststoffen, mit Ausnahme von land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus der Aquakultur und Fischerei, hergestellte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe müssen jedoch lediglich die in Absatz 10 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllen, um für die in Buchstabe a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt zu werden. Dieser Unterabsatz gilt auch für Abfälle und Reststoffe, die vor ihrer Weiterverarbeitung zu Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden.

Mit festen Siedlungsabfällen produzierte Elektrizität, Wärme und Kälte unterliegt nicht den in Absatz 10 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen.

Wenn Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen — im Fall fester Biomasse-Brennstoffe mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr und im Fall gasförmiger Biomasse-Brennstoffe mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr — verwendet werden, müssen sie die in den Absätzen 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen erfüllen. Die Mitgliedstaaten können die Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen auch auf Anlagen mit geringerer Gesamtfeuerungswärmeleistung anwenden.

Die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 gelten unabhängig von der geografischen Herkunft der Biomasse.

(2) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die aus Abfällen und Reststoffen hergestellt werden, die nicht von forstwirtschaftlichen, sondern von landwirtschaftlichen Flächen stammen, werden für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c nur berücksichtigt, wenn die Betreiber oder die nationalen Behörden Überwachungs- oder Bewirtschaftungspläne festgelegt haben, um einer Beeinträchtigung der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestands des Bodens zu begegnen. Informationen darüber, wie die Beeinträchtigung überwacht und gesteuert wird, sind gemäß Artikel 30 Absatz 3 zu melden.

(3) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe, die für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt werden, dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt gewonnen wurden, das heißt auf Flächen, die im oder nach Januar 2008 folgenden Status hatten, unabhängig davon, ob die Flächen noch diesen Status haben:

- a) Primärwald und andere bewaldete Flächen, das heißt Wald und andere bewaldete Flächen mit einheimischen Arten, in denen es kein deutlich sichtbares Anzeichen für menschliche Aktivität gibt und die ökologischen Prozesse nicht wesentlich gestört sind;
- b) Wald mit großer biologischer Vielfalt oder andere bewaldete Flächen, die artenreich und nicht degradiert sind oder für die die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, es sei denn, es wird nachgewiesen, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief;
- c) ausgewiesene Flächen:
 - i) durch Gesetz oder von der zuständigen Behörde für Naturschutzzwecke; oder
 - ii) für den Schutz seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten, die in internationalen Übereinkünften anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, vorbehaltlich ihrer Anerkennung gemäß dem Verfahren des Artikels 30 Absatz 4,

sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief;

- d) Grünland von mehr als einem Hektar mit großer biologischer Vielfalt, das heißt:
 - i) natürliches Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand Grünland bleiben würde und dessen natürliche Artenzusammensetzung sowie ökologische Merkmale und Prozesse intakt sind, oder
 - ii) künstlich geschaffenes Grünland, das heißt Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand kein Grünland bleiben würde und das artenreich und nicht degradiert ist und für das die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Ernte des Rohstoffs zur Erhaltung des Status als Grünland mit großer Artenvielfalt erforderlich ist.

Die Kommission kann Durchführungsrechtsakte erlassen, um die Kriterien zur Bestimmung des Grünlands, das unter Unterabsatz 1 Buchstabe d dieses Absatzes fällt, weiter zu präzisieren. Diese Durchführungsrechtsakte sind in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 zu erlassen.

(4) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe, die für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt werden, dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand gewonnen werden, das heißt auf Flächen, die im Januar 2008 einen im Folgenden genannten Status hatten, diesen Status aber nicht mehr haben:

- a) Feuchtgebiete, d. h. Flächen, die ständig oder für einen beträchtlichen Teil des Jahres von Wasser bedeckt oder durchtränkt sind;
- b) kontinuierlich bewaldete Gebiete, d. h. Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von mehr als 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Schwellenwerte erreichen können;
- c) Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Schwellenwerte erreichen können, sofern nicht nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffbestand der Fläche vor und nach der Umwandlung so bemessen ist, dass unter Anwendung der in Anhang V Teil C beschriebenen Methode die in Absatz 10 genannten Bedingungen erfüllt wären.

Dieser Absatz findet keine Anwendung, wenn zum Zeitpunkt der Gewinnung des Rohstoffs die Flächen denselben Status hatten wie im Januar 2008.

(5) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe, die für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt werden, dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen gewonnen werden, die im Januar 2008 Torfmoor waren, es sei denn, es wird der Nachweis dafür erbracht, dass nicht entwässerte Flächen für den Anbau und die Ernte dieses Rohstoffs nicht entwässert werden müssen.

(6) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse, die für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c Berücksichtigung finden, müssen zur Minderung der Gefahr, dass nicht nachhaltig produzierte forstwirtschaftliche Biomasse genutzt wird, die folgenden Kriterien erfüllen:

- a) in dem Land, in dem die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, gelten nationale und/oder subnationale Gesetze auf dem Gebiet der Ernte und wird mittels Überwachungs- und Durchsetzungssystemen Folgendes sichergestellt:
 - i) Die Erntetätigkeiten sind legal;
 - ii) auf den Ernteflächen findet Walderneuerung statt;
 - iii) Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Behörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind bzw. wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, sind geschützt;
 - iv) bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet, um Beeinträchtigungen möglichst gering zu halten; und
 - v) durch die Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert;
- b) stehen Nachweise gemäß Buchstabe a dieses Absatzes nicht zur Verfügung, so finden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c Berücksichtigung, wenn durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets Folgendes sichergestellt ist:
 - i) Die Erntetätigkeiten sind legal;
 - ii) auf den Ernteflächen findet Walderneuerung statt;
 - iii) Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Behörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind bzw. wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, sind geschützt, es sei denn, es wird der Nachweis dafür erbracht, dass die Ernte des Rohstoffs diesen Naturschutzzwecken nicht zuwiderläuft;
 - iv) bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet, um Beeinträchtigungen möglichst gering zu halten; und
 - v) durch die Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert.

(7) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse, die für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c Berücksichtigung finden, müssen den folgenden Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) entsprechen:

- a) Das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse
 - i) ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris;
 - ii) hat einen beabsichtigten nationalen Beitrag (NDC) zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) übermittelt, der Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen durch die Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt und gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird; oder
 - iii) es bestehen nationale oder subnationale Gesetze im Einklang mit Artikel 5 des Übereinkommens von Paris, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und -senken zu erhalten und zu verbessern, und die für Nachweise sorgen, dass die für den LULUCF-Sektor gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau;
- b) stehen Nachweise nach Buchstabe a dieses Absatzes nicht zur Verfügung, so finden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c Berücksichtigung, wenn durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sichergestellt ist, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern gleich bleiben oder langfristig verbessert werden.

(8) Die Kommission erlässt bis zum 31. Januar 2021 Durchführungsrechtsakte, worin sie Empfehlungen zu den Nachweisen für die Einhaltung der Kriterien gemäß den Absätzen 6 und 7 dieses Artikels festlegt. Diese Durchführungsrechtsakte werden nach dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

(9) Auf Grundlage der verfügbaren Daten bewertet die Kommission bis zum 31. Dezember 2026, ob durch die Kriterien gemäß den Absätzen 6 und 7 auf wirksame Weise die Gefahr, dass nicht nachhaltig produzierte forstwirtschaftliche Biomasse genutzt wird, minimiert und den LULUCF-Kriterien entsprochen wird.

Die Kommission legt gegebenenfalls einen legislativen Vorschlag zur Änderung der in Absatz 6 und 7 festgelegten Kriterien für den Zeitraum nach 2030 vor.

(10) Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen, die für die in Absatz 1 genannten Zwecke berücksichtigt wird, muss

- a) bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren, mindestens 50 % betragen;
- b) bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb seit dem 6. Oktober 2015 bis zum 31. Dezember 2020 aufgenommen haben, mindestens 60 % betragen;
- c) bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb ab dem 1. Januar 2021 aufnehmen, mindestens 65 % betragen;
- d) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen, die den Betrieb zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 aufnehmen, mindestens 70 %, und in Anlagen, die den Betrieb nach dem 1. Januar 2026 aufnehmen, mindestens 80 % betragen.

Es gilt, dass eine Anlage dann in Betrieb ist, wenn die physische Produktion von Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas, und flüssigen Biobrennstoffen sowie die physische Produktion von Wärme, Kälte und Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen aufgenommen wurde.

Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen in Wärme, Kälte und Elektrizität produzierenden Anlagen erzielte Treibhausgaseinsparungen wird im Einklang mit Artikel 31 Absatz 1 berechnet.

(11) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c findet Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen nur Berücksichtigung, wenn sie eine oder mehrere der folgenden Anforderungen erfüllt:

- a) die Elektrizität wird in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von unter 50 MW produziert; oder
- b) die Elektrizität wird in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung zwischen 50 und 100 MW mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie, oder in ausschließlich Elektrizität produzierenden Anlagen, die die im Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission⁽¹⁾ definierten, mit den besten verfügbaren Techniken verbundenen Energieeffizienzwerte („BVT-assoziierten Energieeffizienzwerte“) erreichen, produziert; oder
- c) die Elektrizität wird in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung über 100 MW mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie, oder in ausschließlich Elektrizität produzierenden Anlagen, die einen elektrischen Nettowirkungsgrad von mindestens 36 % erreichen, produziert; oder
- d) die Elektrizität wird durch Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Biomasse produziert.

Ausschließlich Elektrizität produzierende Anlagen werden für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c nur berücksichtigt, wenn sie als Hauptbrennstoff keine fossilen Brennstoffe verwenden und die Bewertung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU ergibt, dass es keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie gibt.

Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a und b dieses Artikels gilt dieser Absatz nur für Anlagen, die nach dem 25. Dezember 2021 den Betrieb aufnehmen oder auf die Nutzung von Biomasse-Brennstoffe umgestellt werden. Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c dieses Artikels lässt dieser Absatz bis zum 25. Dezember 2021 genehmigte Förderungen aus Förderregelungen nach Artikel 4 unberührt.

Bei Anlagen mit einer geringeren Feuerungswärmeleistung können die Mitgliedstaaten höhere als die in Unterabsatz 1 genannten Energieeffizienzanforderungen zur Anwendung bringen.

Der erste Unterabsatz gilt nicht für Elektrizität aus Anlagen, die Gegenstand einer besonderen Mitteilung eines Mitgliedstaats an die Kommission aufgrund des ordnungsgemäß begründeten Vorliegens einer Gefahr für die Stromversorgungssicherheit sind. Bei der Bewertung der Mitteilung fasst die Kommission einen Beschluss unter Berücksichtigung der darin enthaltenen Elemente.

(12) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c dieses Artikels, und unbeschadet von Artikel 25 und 26, dürfen die Mitgliedstaaten Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die in Übereinstimmung mit diesem Artikel gewonnen werden, nicht wegen anderer Nachhaltigkeitsabwägungen außer Acht lassen. Dieser Absatz lässt die öffentliche Förderung im Rahmen von Förderregelungen, die vor dem 24. Dezember 2018 genehmigt werden, unberührt.

(13) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c dieses Artikels können die Mitgliedstaaten für begrenzte Zeit von den Kriterien gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 und 11 dieses Artikels abweichen, und andere Kriterien festlegen für

- a) Anlagen, die sich in einer der in Artikel 349 AEUV aufgeführten Regionen in äußerster Randlage befinden, soweit diese Anlagen Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus Biomasse-Brennstoffen produzieren, und
- b) in den Anlagen gemäß Buchstabe a dieses Unterabsatzes eingesetzte Biomasse-Brennstoffe, ungeachtet des Ursprungsortes dieser Biomasse, sofern diese anderen Kriterien durch ihren Zweck, nämlich der nahtlosen Einführung der Kriterien gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 und 11 dieses Artikels in der betreffenden Region in äußerster Randlage, objektiv gerechtfertigt sind und somit Anreize für den Übergang von fossilen Brennstoffen zu nachhaltigen Biomasse-Brennstoffen bieten.

Die in diesem Absatz genannten anderen Kriterien sind Gegenstand einer gesonderten Mitteilung des jeweiligen Mitgliedstaats an die Kommission.

(14) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c können die Mitgliedstaaten weitere Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse-Brennstoffe einführen.

Bis zum 31. Dezember 2026 bewertet die Kommission die Folgen, die solche zusätzlichen Kriterien für den Binnenmarkt haben können, wobei sie gegebenenfalls auch Vorschläge unterbreitet, um ihre Harmonisierung sicherzustellen.

⁽¹⁾ Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen (ABl. L 212 vom 17.8.2017, S. 1).

Artikel 30

Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen

(1) Werden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, oder andere Brennstoffe, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, für die in den Artikeln 23 und 25 sowie in Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt, verpflichten die Mitgliedstaaten die Wirtschaftsteilnehmer nachzuweisen, dass die in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllt sind. Zu diesen Zwecken verpflichten sie die Wirtschaftsteilnehmer zur Verwendung eines Massenbilanzsystems, das

- a) es erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen oder Brennstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften und Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen zu mischen, z. B. in einem Container, einer Verarbeitungs- oder Logistikeinrichtung oder einer Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur bzw. -stätte,
- b) es erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen mit unterschiedlichem Energiegehalt zur weiteren Verarbeitung zu mischen, sofern der Umfang der Lieferungen nach ihrem Energiegehalt angepasst wird,
- c) vorschreibt, dass dem Gemisch weiterhin Angaben über die Nachhaltigkeitseigenschaften sowie Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen und den jeweiligen Umfang der unter Buchstabe a genannten Lieferungen zugeordnet sind, und
- d) vorsieht, dass die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen hat wie die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch zugefügt werden, und dass diese Bilanz innerhalb eines angemessenen Zeitraums erreicht wird.

Durch das Massenbilanzsystem soll zudem sichergestellt werden, dass jede Lieferung nur einmal gemäß Artikel 7 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b oder c für die Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt wird und dass Informationen dazu angegeben werden, ob für die Produktion der betreffenden Lieferung eine Förderung gewährt wurde und wenn ja, um welche Art von Förderregelung es sich handelte.

(2) Bei Verarbeitung einer Lieferung werden die Angaben hinsichtlich der Eigenschaften der Lieferung in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen angepasst und im Einklang mit folgenden Vorschriften dem Output zugeordnet:

- a) Sollte die Verarbeitung der Rohstofflieferung nur einen Output hervorbringen, der zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen soll, werden der Umfang der Lieferung und die entsprechenden Werte der Eigenschaften in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen durch Anwendung eines Umrechnungsfaktors angepasst, der das Verhältnis zwischen der Masse des Outputs, die dieser Produktion dienen soll, und der Rohstoffmasse zu Beginn des Verfahrens ausdrückt;
- b) sollte die Verarbeitung der Rohstofflieferung mehrere Outputs hervorbringen, die zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen sollen, ist für jeden Output ein gesonderter Umrechnungsfaktor anzuwenden und eine gesonderte Massenbilanz zugrunde zu legen.

(3) Die Mitgliedstaaten treffen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Wirtschaftsteilnehmer hinsichtlich der Einhaltung der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen sowie der in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen verlässliche Informationen vorlegen und dass die Wirtschaftsteilnehmer dem jeweiligen Mitgliedstaat auf Anfrage die Daten zur Verfügung zu stellen, die zur Zusammenstellung der Informationen verwendet wurden. Die Mitgliedstaaten verpflichten die Wirtschaftsteilnehmer, für ein angemessenes unabhängiges Audit der von ihnen vorgelegten Informationen zu sorgen und nachzuweisen, dass ein solches Audit erfolgt ist. Hinsichtlich der Einhaltung von Artikel 29 Absatz 6 Buchstabe a und Absatz 7 Buchstabe a kann bis zum Ersterfassungspunkt der forstwirtschaftlichen Biomasse das Erst- oder Zweitparteien-Audit verwendet werden. Das Audit erstreckt sich auf die Frage, ob die von den Wirtschaftsteilnehmern verwendeten Systeme genau, verlässlich und betrugssicher sind, wobei durch die Überprüfung auch sichergestellt wird, dass Materialien nicht absichtlich so verändert oder entsorgt werden, dass die Lieferung ganz oder teilweise zu Abfall oder Reststoffen werden könnte. Ferner werden die Häufigkeit und die Methode der Probenahme sowie die Zuverlässigkeit der Daten bewertet.

Die Verpflichtungen nach diesem Absatz gelten sowohl für in der Union produzierte als auch für importierte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe, flüssige und gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Angaben zur geografischen Herkunft der Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe der einzelnen Kraftstoffanbieter und zur Art der für sie verwendeten Rohstoffe werden Verbrauchern auf den Webseiten der Betreiber, der Versorger oder der jeweils zuständigen Behörden bereitgestellt und jährlich aktualisiert.

Die Mitgliedstaaten übermitteln die Angaben nach Unterabsatz 1 in aggregierter Form der Kommission. Diese veröffentlicht sie unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen in zusammengefasster Form auf der in Artikel 28 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Plattform für die elektronische Berichterstattung.

(4) Die Kommission kann beschließen, dass freiwillige nationale oder internationale Systeme, in denen Standards für die Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, oder anderen Brennstoffen, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, vorgegeben werden, genaue Daten zu den Treibhausgaseinsparungen für die Zwecke von Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 29 Absatz 10 enthalten und als Nachweis dafür herangezogen werden dürfen, dass die Bestimmungen von Artikel 27 Absatz 3 und Artikel 28 Absatz 2 und 4 eingehalten werden, und/oder als Nachweis dafür herangezogen werden dürfen, dass Lieferungen von Biokraftstoff, flüssigem Brennstoff oder Biomasse-Brennstoffen den in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien genügen. Für den Nachweis, dass den in Artikel 29 Absatz 6 und 7 festgelegten Anforderungen entsprochen wird, können die Betreiber beschließen, die erforderlichen Belege direkt auf Ebene des Gewinnungsgebiets vorzulegen. Die Kommission kann auch Flächen zum Schutz von seltenen, bedrohten oder gefährdeten Ökosystemen oder Arten, die in internationalen Übereinkünften anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe c Ziffer ii anerkennen.

Die Kommission kann beschließen, dass diese Systeme präzise Angaben über Maßnahmen enthalten, die zum Schutz von Boden, Wasser und Luft, zur Sanierung von degradierten Flächen und zur Vermeidung eines übermäßigen Wasserverbrauchs in Gebieten mit Wasserknappheit und zur Zertifizierung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht, getroffen wurden.

(5) Die Kommission fasst Beschlüsse nach Absatz 4 in Form von Durchführungsrechtsakten. Diese werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen. Solche Beschlüsse sind nicht länger als fünf Jahre gültig.

Die Kommission verlangt, dass freiwillige Systeme, die Gegenstand eines Beschlusses nach Absatz 4 sind, bis zum 30. April jedes Jahres einen Bericht an die Kommission vorlegen, worin alle in Anhang IX der Verordnung (EU) 2018/1999 angeführten Punkte behandelt werden. Der Bericht bezieht sich auf das vorangegangene Kalenderjahr. Diese Pflicht zur Berichterstattung gilt nur für freiwillige Systeme, die seit mindestens 12 Monaten in Betrieb sind.

Die Kommission stellt die von freiwilligen Systemen vorgelegten Berichte, in aggregierter Form, oder, gegebenenfalls, in voller Länge, auf der in Artikel 28 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Plattform für die elektronische Berichterstattung zur Verfügung.

(6) Die Mitgliedstaaten können nationale Systeme einführen, in deren Rahmen die Einhaltung der in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen und der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel sowie gemäß Artikel 28 Absatz 5 angenommenen, für flüssige und gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe geltenden Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen entlang der gesamten Produktkette unter Beteiligung der zuständigen nationalen Behörden überprüft wird.

Ein Mitgliedstaat kann sein nationales System der Kommission melden. Die Kommission muss der Bewertung eines derartigen Systems Vorrang einräumen, um die gegenseitige bilaterale und multilaterale Anerkennung von Systemen zur Überprüfung der Vereinbarkeit mit den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe und mit den in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen für andere Brennstoffe, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, zu erleichtern. Die Kommission fasst Beschlüsse in Form von Durchführungsrechtsakten über die Vereinbarkeit eines solchen gemeldeten nationalen Systems mit den in dieser Richtlinie festgelegten Bedingungen. Diese Durchführungsrechtsakte werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen.

Ist der Beschluss positiv, so dürfen in Übereinstimmung mit diesem Artikel erstellte Systeme die gegenseitige Anerkennung der Systeme des jeweiligen Mitgliedstaats hinsichtlich der Überprüfung der Vereinbarkeit mit den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 sowie der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen nicht verweigern.

(7) Die Kommission kann nur dann Beschlüsse im Sinne von Absatz 4 fassen, wenn das betreffende System angemessenen Standards der Zuverlässigkeit, Transparenz und unabhängigen Audits entspricht und hinreichende

Garantien dafür bietet, dass keine Materialien absichtlich so geändert oder entsorgt wurden, dass die Lieferung ganz oder teilweise unter Anhang IX fallen würde. Bei Systemen, mit denen die Treibhausgaseinsparung gemessen wird, müssen zudem die methodischen Anforderungen von Anhang V oder Anhang VI eingehalten werden. Im Falle von Flächen im Sinne des Artikels 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe c Ziffer ii, die einen hohen Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt haben, müssen die Verzeichnisse dieser Flächen angemessenen Standards der Objektivität entsprechen und Kohärenz mit international anerkannten Standards aufweisen, wobei geeignete Beschwerdeverfahren vorzusehen sind.

Die freiwilligen Systeme nach Absatz 4 müssen mindestens jährlich eine Liste ihrer für unabhängige Audits eingesetzten Zertifizierungsstellen veröffentlichen, in der für jede Zertifizierungsstelle angegeben ist, von welcher Einrichtung oder nationalen öffentliche Stelle sie anerkannt wurde und von welcher Einrichtung oder nationalen öffentliche Stelle sie überwacht wird.

(8) Die Kommission erlässt zur Gewährleistung einer effizienten und einheitlichen Überprüfung der Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen sowie der Bestimmungen bezüglich Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe mit einem geringen oder einem hohen Risiko direkter und indirekter Landnutzungsänderungen und insbesondere zur Verhinderung von Betrug Durchführungsrechtsakte, worin sie detaillierte Durchführungsbestimmungen, einschließlich angemessener Standards für Zuverlässigkeit, Transparenz und unabhängige Audits festlegt und vorschreibt, dass bei allen freiwilligen Systemen diese Standards angewandt werden. Diese Durchführungsrechtsakte werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen.

Bei der Festlegung dieser Standards durch Durchführungsrechtsakte berücksichtigt die Kommission insbesondere das Erfordernis, den Verwaltungsaufwand so weit wie möglich zu reduzieren. Die Durchführungsrechtsakte legen einen Zeitraum fest, in dem die freiwilligen Systeme diese Standards umsetzen müssen. Die Kommission kann Beschlüsse über die Anerkennung freiwilliger Systeme nach Absatz 4 aufheben, falls diese Systeme diese Standards nicht im vorgesehenen Zeitraum umgesetzt haben. Sollte ein Mitgliedstaat Bedenken äußern, dass ein freiwilliges System nicht gemäß den Standards für Zuverlässigkeit, Transparenz und unabhängige Audits, die die Grundlage für Beschlüsse gemäß Absatz 4 bilden, funktioniert, so prüft die Kommission die Angelegenheit und ergreift geeignete Maßnahmen.

(9) Wenn ein Wirtschaftsteilnehmer Nachweise oder Daten vorlegt, die im Einklang mit einem System eingeholt wurden, das Gegenstand eines Beschlusses im Sinne von Absatz 4 oder 6 dieses Artikels ist, darf ein Mitgliedstaat, soweit dieser Beschluss dies vorsieht, von dem Lieferanten keine weiteren Nachweise für die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 verlangen.

Die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten überwachen die Arbeitsweise der Zertifizierungsstellen, die unabhängige Audits im Rahmen eines freiwilligen Systems durchführen. Die Zertifizierungsstellen übermitteln auf Antrag der zuständigen Behörden alle relevanten Informationen, die zur Überwachung der Arbeitsweise erforderlich sind, einschließlich genauer Angaben zu Datum, Uhrzeit und Ort der Durchführung der Audits. Sollten die Mitgliedstaaten Probleme bei der Einhaltung feststellen, so setzen sie das freiwillige System unverzüglich davon in Kenntnis.

(10) Auf Antrag eines Mitgliedstaats, der auf dem Antrag eines Wirtschaftsteilnehmers beruhen kann, prüft die Kommission auf der Grundlage der vorliegenden Nachweise, ob die in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen in Bezug auf eine Quelle von Biokraftstoffen, flüssigem Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen und die in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen eingehalten wurden.

Innerhalb von sechs Monaten nach Eingang eines solchen Antrags beschließt die Kommission gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren, im Wege eines Durchführungsrechtsaktes, ob der betreffende Mitgliedstaat entweder

- a) aus dieser Quelle stammende Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe oder andere Brennstoffe, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c berücksichtigen darf oder
- b) abweichend von Absatz 9 dieses Artikels von Anbietern der betreffenden Quelle von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen und anderen Brennstoffen, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, weitere Nachweise für die Einhaltung jener Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nach Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 und der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen verlangen darf.

Artikel 31

Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zum Treibhauseffekt

(1) Für die Zwecke des Artikels 29 Absatz 10 wird die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzielte Treibhausgaseinsparung nach einer der folgenden Methoden berechnet:

- a) ist für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe in Anhang V Teil A oder Teil B und für Biomasse-Brennstoffe in Anhang VI Teil A ein Standardwert für die Treibhausgaseinsparung für den Produktionsweg festgelegt und ist der für diese Biokraftstoffe oder flüssigen Biobrennstoffe gemäß Anhang V Teil C Nummer 7 und für diese Biomasse-Brennstoffe gemäß Anhang VI Teil B Nummer 7 berechnete e_f -Wert für diese Biokraftstoffe oder flüssigen Biobrennstoffe kleiner oder gleich null, durch Verwendung dieses Standardwerts;
- b) durch Verwendung eines tatsächlichen Werts, der gemäß der in Anhang V Teil C für Biokraftstoffe oder flüssige Biobrennstoffe und gemäß der in Anhang VI Teil B für Biomasse-Brennstoffe festgelegten Methode berechnet wird;
- c) durch Verwendung eines Werts, der berechnet wird als Summe der in den Formeln in Anhang V Teil C Nummer 1 genannten Faktoren, wobei die in Anhang V Teil D oder Teil E angegebenen disaggregierten Standardwerte für einige Faktoren verwendet werden können, und der nach der Methode in Anhang V Teil C berechneten tatsächlichen Werte für alle anderen Faktoren verwendet werden; oder
- d) durch Verwendung eines Werts, der berechnet wird als Summe der in den Formeln in Anhang VI Teil B Nummer 1 genannten Faktoren, wobei die in Anhang VI Teil C angegebenen disaggregierten Standardwerte für einige Faktoren verwendet werden können, und der nach der Methode in Anhang VI Teil B berechneten tatsächlichen Werte für alle anderen Faktoren verwendet werden.

(2) Die Mitgliedstaaten können der Kommission Berichte mit Angaben zu den typischen Treibhausgasemissionen aus dem Anbau von landwirtschaftlichen Rohstoffen in den Gebieten ihres Hoheitsgebiets unterbreiten, die als Regionen der Ebene 2 der Klassifikation der „Gebietseinheiten für die Statistik“ (NUTS) oder als stärker disaggregierte NUTS-Ebenen im Einklang mit der Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾ eingestuft sind. Den Berichten ist eine Beschreibung der zur Berechnung des Emissionsniveaus verwendeten Methode und Datenquellen beigefügt. Diese Methode berücksichtigt Bodeneigenschaften, Klima und voraussichtliche Rohstofferteerträge.

(3) Im Fall von Gebieten außerhalb der Union können der Kommission Berichte übermittelt werden, die den in Absatz 2 genannten Berichten gleichwertig sind und die von zuständigen Stellen erstellt wurden.

(4) Die Kommission kann in einem Durchführungsrechtsakt beschließen, dass Berichte nach Absatz 2 und 3 für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 10 genaue Daten für die Messung der Treibhausgasemissionen enthalten, die auf den Anbau von in solchen Berichten genannten Gebieten hergestellten Rohstoffen für landwirtschaftliche Biomasse zurückgehen. Diese Durchführungsrechtsakte werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen.

Gemäß solcher Beschlüsse können diese Daten anstelle der für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe in Anhang V Teil D oder Teil E und für Biomasse-Brennstoffe in Anhang VI Teil C festgelegten disaggregierten Standardwerten für den Anbau verwendet werden.

(5) Die Kommission überprüft Anhang V und Anhang VI im Hinblick auf die Hinzufügung oder Überarbeitung — sofern gerechtfertigt — von Werten für Produktionswege für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe. Bei dieser Überprüfung wird auch die Änderung der Methoden nach Anhang V Teil C und Anhang VI Teil B in Erwägung gezogen.

Die Kommission hat die Befugnis, gegebenenfalls gemäß Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um Anhang V oder Anhang VI durch Hinzufügung oder Überarbeitung oder Änderungen der Methoden zu ändern.

Ist im Fall einer Anpassung oder Ergänzung der Standardwerte in Anhang V und Anhang VI

- a) der Beitrag eines Faktors zu den Gesamtemissionen gering, gibt es eine begrenzte Abweichung oder ist es kostspielig oder schwierig, die tatsächlichen Werte zu bestimmen, müssen die Standardwerte typisch für normale Produktionsverfahren sein,
- b) während in allen anderen Fällen die Standardwerte im Vergleich zu normalen Produktionsverfahren konservativ sein müssen.

⁽¹⁾ Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Mai 2003 über die Schaffung einer gemeinsamen Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (NUTS) (ABl. L 154 vom 21.6.2003, S. 1).

(6) Falls dies zur Gewährleistung der einheitlichen Anwendung von Anhang V Teil C und Anhang VI Teil B erforderlich ist, kann die Kommission Durchführungsrechtsakte mit genauen technischen Spezifikationen, einschließlich Definitionen, Umrechnungsfaktoren, Berechnungen jährlicher Emissionen aus dem Anbau, entsprechenden Emissionseinsparungen durch unter- und oberirdische Änderungen des Kohlenstoffbestands von bereits landwirtschaftlich genutzten Flächen, sowie Berechnungen der Emissionseinsparungen durch Abscheidung, Einleitung und geologische Speicherung von CO₂, erlassen. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

Artikel 32

Durchführungsrechtsakte

Die in Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 2 und Absatz 8, Artikel 30 Absatz 5 Unterabsatz 1, Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 2, Artikel 30 Absatz 8 Unterabsatz 1, Artikel 31 Absatz 4 Unterabsatz 1 sowie Artikel 31 Absatz 6 dieser Richtlinie genannten Durchführungsmaßnahmen berücksichtigen vollständig die Zwecke der Bestimmungen über Treibhausgaseinsparungen nach Artikel 7a der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾.

Artikel 33

Überwachung durch die Kommission

(1) Die Kommission überwacht die Herkunft von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die in der Union verbraucht werden, und die Auswirkungen ihrer Produktion — einschließlich der Auswirkungen von Verdrängungseffekten — auf die Flächennutzung in der Union und in den wichtigsten Lieferdrittländern. Die Überwachung stützt sich auf die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten und die entsprechenden Fortschrittsberichte gemäß Artikel 3, 17 und 20 der Verordnung (EU) 2018/1999, sowie auf Berichte einschlägiger Drittländer und zwischenstaatlicher Organisationen, wissenschaftliche Studien und alle sonstigen relevanten Informationen. Die Kommission überwacht auch die mit der energetischen Nutzung von Biomasse verbundenen Rohstoffpreisänderungen sowie damit verbundene positive und negative Folgen für die Nahrungsmittelsicherheit.

(2) Die Kommission pflegt einen Dialog und einen Informationsaustausch mit Drittländern, Produzenten von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, Verbraucherorganisationen sowie mit der Zivilgesellschaft über die allgemeine Durchführung der Maßnahmen dieser Richtlinie in Bezug auf Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe. Den etwaigen Auswirkungen der Produktion von Biokraftstoff, flüssigem Biobrennstoff und Biomasse-Brennstoff auf die Nahrungsmittelpreise widmet sie hierbei besondere Aufmerksamkeit.

(3) Im Jahr 2026 legt die Kommission gegebenenfalls einen Gesetzgebungsvorschlag über einen Rechtsrahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen für den Zeitraum nach 2030 vor.

Zu diesem Zweck werden in diesem Vorschlag die Erfahrungen mit der Umsetzung dieser Richtlinie, einschließlich ihrer Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen, und die technologischen Entwicklungen im Bereich Energie aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt.

(4) Im Jahr 2032 veröffentlicht die Kommission einen Bericht mit einer Überprüfung der Anwendung dieser Richtlinie.

Artikel 34

Ausschussverfahren

(1) Die Kommission wird von dem nach Artikel 44 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingerichteten Ausschuss der Energieunion unterstützt.

(2) Ungeachtet Absatz 1 wird die Kommission in Fragen der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen von dem Ausschuss für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen unterstützt. Dieser Ausschuss ist ein Ausschuss im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

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

⁽¹⁾ Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates (ABl. L 350 vom 28.12.1998, S. 58).

Gibt der Ausschuss keine Stellungnahme ab, so erlässt die Kommission den Durchführungsrechtsakt nicht und Artikel 5 Absatz 4 Unterabsatz 3 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 findet Anwendung.

Artikel 35

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 der in Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 25 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 4 und 5, Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c und Absatz 3 Unterabsatz 7, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, und Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 genannten delegierten Rechtsakte wird der Kommission für einen Zeitraum von fünf Jahren ab dem 24. Dezember 2018 übertragen. Die Kommission erstellt spätestens neun Monate vor Ablauf des Zeitraums von fünf Jahren einen Bericht über die Befugnisübertragung. Die Befugnisübertragung verlängert sich stillschweigend um Zeiträume gleicher Länge, es sei denn, das Europäische Parlament oder der Rat widersprechen einer solchen Verlängerung spätestens drei Monate vor Ablauf des jeweiligen Zeitraums.

(3) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5 wird der Kommission für einen Zeitraum von zwei Jahren ab dem 24. Dezember 2018 übertragen.

(4) Die Befugnisübertragung gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5, Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 25 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 4 und 5, Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c und Absatz 3 Unterabsatz 7, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, und Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 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.

(5) 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.

(6) Sobald die Kommission einen delegierten Rechtsakt erlässt, übermittelt sie ihn gleichzeitig dem Europäischen Parlament und dem Rat.

(7) Ein delegierter Rechtsakt, der gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5, Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 25 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 4 und 5, Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c und Absatz 3 Unterabsatz 7, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, und Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 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 36

Umsetzung

(1) Die Mitgliedstaaten setzen die Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft, die erforderlich sind, um Artikel 2 bis 13 und 15 bis 31 und 37 sowie Anhang II, III und V bis IX dieser Richtlinie bis spätestens 30. Juni 2021 nachzukommen. Sie teilen der Kommission unverzüglich den Wortlaut dieser Vorschriften mit.

Wenn die Mitgliedstaaten diese Vorschriften erlassen, nehmen sie in den Vorschriften selbst oder durch einen Hinweis bei der amtlichen Veröffentlichung auf diese Richtlinie Bezug. In diese Vorschriften fügen sie die Erklärung ein, dass Bezugnahmen in den geltenden Rechts- und Verwaltungsvorschriften auf die durch die vorliegende Richtlinie aufgehobenen Richtlinie als Bezugnahmen auf die vorliegende Richtlinie gelten. Die Mitgliedstaaten regeln die Einzelheiten dieser Bezugnahme und die Formulierung dieser Erklärung.

(2) Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Wortlaut der wichtigsten nationalen Rechtsvorschriften mit, die sie auf dem unter diese Richtlinie fallenden Gebiet erlassen.

(3) Die Bestimmungen dieser Richtlinie berühren nicht die Anwendung der Ausnahmen gemäß den Rechtsvorschriften der Union für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Artikel 37

Aufhebung

Die Richtlinie 2009/28/EG in der Fassung der in Anhang X Teil A aufgeführten Richtlinien wird unbeschadet der Verpflichtungen der Mitgliedstaaten hinsichtlich der in Anhang X Teil B genannten Fristen für die Umsetzung der dort genannten Richtlinien in innerstaatliches Recht und unbeschadet der im Jahr 2020 für die Mitgliedstaaten geltenden Verpflichtungen gemäß Artikel 3 Absatz 1 und Anhang I Teil A der Richtlinie 2009/28/EG mit Wirkung vom 1. Juli 2021 aufgehoben.

Bezugnahmen auf die aufgehobene Richtlinie gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Richtlinie und sind nach Maßgabe der Entsprechungstabelle in Anhang XI zu lesen.

Artikel 38

Inkrafttreten

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

Artikel 39

Adressaten

Diese Richtlinie ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.

Geschehen zu Straßburg am 11. Dezember 2018.

Im Namen des Europäischen Parlaments

Der Präsident

A. TAJANI

Im Namen des Rates

Die Präsidentin

J. BOGNER-STRAUSS

ANHANG I

NATIONALE GESAMTZIELE FÜR DEN ANTEIL VON ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN AM BRUTTOENDENERGIEVERBRAUCH IM JAHR 2020 ⁽¹⁾

A. Nationale Gesamtziele

	Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2005 (S ₂₀₀₅)	Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 (S ₂₀₂₀)
Belgien	2,2 %	13 %
Bulgarien	9,4 %	16 %
Tschechische Republik	6,1 %	13 %
Dänemark	17,0 %	30 %
Deutschland	5,8 %	18 %
Estland	18,0 %	25 %
Irland	3,1 %	16 %
Griechenland	6,9 %	18 %
Spanien	8,7 %	20 %
Frankreich	10,3 %	23 %
Kroatien	12,6 %	20 %
Italien	5,2 %	17 %
Zypern	2,9 %	13 %
Lettland	32,6 %	40 %
Litauen	15,0 %	23 %
Luxemburg	0,9 %	11 %
Ungarn	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Niederlande	2,4 %	14 %
Österreich	23,3 %	34 %
Polen	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumänien	17,8 %	24 %
Slowenien	16,0 %	25 %
Slowakische Republik	6,7 %	14 %
Finnland	28,5 %	38 %
Schweden	39,8 %	49 %
Vereinigtes Königreich	1,3 %	15 %

⁽¹⁾ Mit Blick auf die Erreichung der in diesem Anhang festgelegten nationalen Ziele ist hervorzuheben, dass in den Leitlinien für staatliche Beihilfen für den Umweltschutz die weitere Notwendigkeit von nationalen Fördermaßnahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen anerkannt wird.

ANHANG II

**NORMALISIERUNGSREGEL FÜR DIE BERÜCKSICHTIGUNG VON ELEKTRIZITÄT AUS WASSERKRAFT
UND WINDKRAFT**

Für die Berücksichtigung der in einem bestimmten Mitgliedstaat aus Wasserkraft erzeugten Elektrizität gilt folgende Normalisierungsregel:

$(Q_{N(\text{norm})}) / (C_N \cdot [(\sum_{i=N-14}^N) (Q_i / C_i)]^{1/5})$ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(\text{norm})}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Wasserkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität, zum Zweck der Berücksichtigung
Q_i	=	im Jahr i von sämtlichen Wasserkraftwerken des Mitgliedstaats tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge in GWh unter Ausschluss der Elektrizitätsproduktion durch Pumpspeicherkraftwerke, bei der zuvor hochgepumptes Wasser genutzt wird
C_i	=	installierte Gesamtkapazität nach Abzug der Pumpspeicherung sämtlicher Wasserkraftwerke des Mitgliedstaats am Ende des Jahres i in MW

Die in einem gegebenen Mitgliedstaat aus Onshore-Windkraft gewonnene Elektrizität wird wie folgt berechnet:

$(Q_{N(\text{norm})}) / ((C_N \cdot C_{N-1} \cdot 2) / (\sum_{i=N-n}^N) (Q_i / (\sum_{j=N-1}^N) (C_j \cdot C_{j-1} \cdot 2)))$ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(\text{norm})}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Onshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität zum Zweck der Berücksichtigung
Q_i	=	im Jahr i von sämtlichen Onshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge in GWh
C_j	=	installierte Gesamtkapazität sämtlicher Onshore-Windkraftwerke des Mitgliedstaats am Ende des Jahres j in MW
n	=	4 bzw. Anzahl der Jahre vor dem Jahr N, für welche im betreffenden Mitgliedstaat Daten über die Produktionskapazität und -mengen verfügbar sind, je nachdem, welche Zahl niedriger ist

Die in einem gegebenen Mitgliedstaat aus Offshore-Windkraft gewonnene Elektrizität wird wie folgt berechnet:

$(Q_{N(\text{norm})}) / ((C_N \cdot C_{N-1} \cdot 2) / (\sum_{i=N-n}^N) (Q_i / (\sum_{j=N-1}^N) (C_j \cdot C_{j-1} \cdot 2)))$ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(\text{norm})}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Offshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität zum Zweck der Berücksichtigung
Q_i	=	im Jahr i von sämtlichen Offshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge in GWh
C_j	=	installierte Gesamtkapazität sämtlicher Offshore-Windkraftwerke des Mitgliedstaats am Ende des Jahres j in MW
n	=	4 bzw. Anzahl der Jahre vor dem Jahr N, für welche im betreffenden Mitgliedstaat Daten über die Produktionskapazität und -mengen verfügbar sind, je nachdem, welche Zahl niedriger ist

ANHANG III

ENERGIEGEHALT VON BRENNSTOFFEN

Brennstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)
AUS BIOMASSE UND/ODER DURCH BIOMASSEVERARBEITUNG HERGESTELLTE BRENNSTOFFE		
Biopropan	46	24
Reines Pflanzenöl (durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes Öl, roh oder raffiniert, jedoch chemisch unverändert)	37	34
Biodiesel — Fettsäuremethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Methylester)	37	33
Biodiesel — Fettsäureethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Ethylester)	38	34
Biogas, das durch Reinigung Erdgasqualität erreichen kann	50	—
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Dieselmotortreibstoff	44	34
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Ottomotortreibstoff	45	30
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flugturbinentreibstoff	44	34
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	24
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Dieselmotortreibstoff	43	36
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Ottomotortreibstoff	44	32
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Flugturbinentreibstoff	43	33
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	23
ERNEUERBARE BRENNSTOFFE, DIE AUS VERSCHIEDENEN ERNEUERBAREN QUELLEN PRODUZIERT WERDEN KÖNNEN, DARUNTER AUCH BIOMASSE		
Methanol aus erneuerbaren Quellen	20	16
Ethanol aus erneuerbaren Quellen	27	21
Propanol aus erneuerbaren Quellen	31	25
Butanol aus erneuerbaren Quellen	33	27

Brennstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)
Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemischt) zur Verwendung als Dieselmotorkraftstoffersatz)	44	34
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemischt) zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz)	44	33
Fischer-Tropsch-Flugturbinenkraftstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemischt) zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz)	44	33
Fischer-Tropsch-Flüssiggas (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemischt) zur Verwendung als Flüssiggasersatz)	46	24
DME (Dimethylether)	28	19
Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen	120	—
ETBE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Ethyl-Tertiär-Butylether)	36 (davon 37 % aus erneuerbaren Quellen)	27 (davon 37 % aus erneuerbaren Quellen)
MTBE (auf der Grundlage von Methanol produzierter Methyl-Tertiär-Butylether)	35 (davon 22 % aus erneuerbaren Quellen)	26 (davon 22 % aus erneuerbaren Quellen)
TAAE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 29 % aus erneuerbaren Quellen)	29 (davon 29 % aus erneuerbaren Quellen)
TAME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Amyl-Methyl-Ether)	36 (davon 18 % aus erneuerbaren Quellen)	28 (davon 18 % aus erneuerbaren Quellen)
THxEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Hexyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 25 % aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 25 % aus erneuerbaren Quellen)
THxME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Hexyl-Methyl-Ether)	38 (davon 14 % aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 14 % aus erneuerbaren Quellen)
FOSSILE BRENNSTOFFE		
Ottokraftstoff	43	32
Dieselmotorkraftstoff	43	36

ANHANG IV

ZERTIFIZIERUNG VON INSTALLATEUREN

Für die in Artikel 18 Absatz 3 genannten Zertifizierungssysteme und für gleichwertige Qualifizierungssysteme gelten folgende Kriterien:

1. Das Zertifizierungs- bzw. Qualifizierungsverfahren muss transparent und von den Mitgliedstaaten oder der von ihnen benannten Verwaltungsstellen klar festgelegt sein.
2. Die Zertifizierung von Installateuren von Biomasseanlagen, Wärmepumpen, oberflächennahen Geothermieanlagen, Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen erfolgt mittels eines zugelassenen Ausbildungsprogramms oder durch eine zugelassene Ausbildungseinrichtung.
3. Die Zulassung des Ausbildungsprogramms bzw. der Ausbildungseinrichtung wird von den Mitgliedstaaten oder den von ihnen benannten Verwaltungsstellen vorgenommen. Die Zulassungsstelle gewährleistet, dass das von der Ausbildungseinrichtung angebotene Ausbildungsprogramm kontinuierlich sowie regional oder national flächendeckend angeboten wird. Die Ausbildungseinrichtung muss über angemessene technische Anlagen zur Bereitstellung der praktischen Ausbildung verfügen; dazu gehören bestimmte Laboreinrichtungen oder entsprechende Anlagen für praktische Ausbildungsmaßnahmen. Neben der Grundausbildung muss die Ausbildungseinrichtung kürzere Auffrischkurse zu bestimmten Themen (beispielsweise neue Technologien) anbieten, um zu den Anlagen ständige Fortbildungen zu ermöglichen. Ausbildungseinrichtung kann der Hersteller der betreffenden Geräte bzw. Systeme oder auch ein Institut oder Verband sein.
4. Die Ausbildung, die zur Zertifizierung oder Qualifizierung als Installateur führt, muss sowohl theoretische als auch praktische Teile enthalten. Nach Abschluss der Ausbildung muss der Installateur in der Lage sein, die betreffenden Geräte und Systeme entsprechend den Kundenanforderungen an deren Leistung und Zuverlässigkeit fachmännisch und unter Einhaltung sämtlicher einschlägigen Vorschriften und Normen, darunter jenen zu Energieverbrauchskennzeichen und Umweltgütezeichen, zu installieren.
5. Der Ausbildungsgang muss mit einer Prüfung abschließen, über die eine Bescheinigung ausgestellt wird oder die zu einer Qualifizierung führt. Im Rahmen der Prüfung ist die Fähigkeit zur erfolgreichen Installation von Biomassekesseln oder -öfen, Wärmepumpen, oberflächennahen Geothermieanlagen, Photovoltaik- oder Solarwärmeanlagen praktisch zu prüfen.
6. Die in Artikel 18 Absatz 3 genannten Zertifizierungssysteme bzw. gleichwertigen Qualifizierungssysteme berücksichtigen die folgenden Leitlinien:
 - a) Zugelassene Ausbildungsprogramme sollten Installateuren mit praktischer Erfahrung angeboten werden, welche die folgenden Ausbildungen absolviert haben oder durchlaufen:
 - i) Installateure von Biomassekesseln und -öfen: Eine Ausbildung zum Klempner, Rohrschlosser, Heizungsinstallateur oder Heizungs- oder Kälte- und Sanitärtechniker ist Voraussetzung;
 - ii) Installateure von Wärmepumpen: Eine Ausbildung zum Klempner oder Kältetechniker sowie grundlegende Fertigkeiten auf dem Gebiet der Elektrotechnik und Klempnerei (Schneiden von Rohren, Schweißen und Kleben von Rohrverbindungen, Ummantelung, Abdichtung von Armaturen, Prüfung auf Dichtheit und Installation von Heizungs- oder Kühlanlagen) sind Voraussetzung;
 - iii) Installateure von Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen: Eine Ausbildung als Klempner oder Elektrotechniker sowie Fertigkeiten auf dem Gebiet der Klempnerei, Elektrotechnik und Dachdeckerei, einschließlich Kenntnisse in den Bereichen Schweißen und Kleben von Rohrverbindungen, Abdichtung von Armaturen und Prüfung auf Dichtheit, sowie die Fähigkeit zur Vornahme von Kabelanschlüssen, Vertrautheit mit den wichtigsten Dachmaterialien sowie Dichtungs- und Dämmmethoden sind Voraussetzung;
 - iv) eine Berufsausbildung, die einem Installateur angemessene Fertigkeiten vermittelt, einer dreijährigen Ausbildung in den unter den Buchstaben a, b oder c genannten Berufen entspricht und sowohl theoretische als auch praktische Ausbildungsmaßnahmen umfasst.
 - b) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Biomasseöfen und -kesseln sollte einen Überblick über die Marktsituation von Biomasse geben und sich auf folgende Themen erstrecken: ökologische Aspekte, Brennstoffe aus Biomasse, Logistik, Brandschutz, einschlägige Subventionen, Verbrennungstechniken, Feuerungssysteme, optimale Hydrauliklösungen, Kosten- und Wirtschaftlichkeitsvergleich sowie Bauart, Installation und Instandhaltung von Biomassekesseln und -öfen. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Biomasetechnologie und Biomassebrennstoffe (z. B. Pellets) sowie einschlägiges nationales Recht und Unionsrecht vermitteln.

- c) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Wärmepumpen sollte einen Überblick über die Marktsituation von Wärmepumpen geben und sich auf folgende Themen erstrecken: geothermische Ressourcen, Bodenquellentemperaturen verschiedener Regionen, Bestimmung von Böden und Gesteinen im Hinblick auf deren Wärmeleitfähigkeit, Vorschriften zur Nutzung geothermischer Ressourcen, Nutzbarkeit von Wärmepumpen in Gebäuden, Ermittlung der jeweils zweckmäßigsten Wärmepumpensysteme und technische Anforderungen derselben, Sicherheit, Luftfilterung, Anschluss an die Wärmequelle und Systemkonzeption. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Wärmepumpen sowie einschlägiges nationales Recht und Unionsrecht vermitteln. Der Installateur sollte folgende Kernkompetenzen nachweisen:
- i) fundamentales Verständnis der physikalischen Grundlagen und der Funktionsweise einer Wärmepumpe sowie der Prinzipien des Wärmepumpenkreislaufs: Zusammenhang zwischen niedrigen Temperaturen des Kondensators, hohen Temperaturen des Verdampfers und der Systemeffizienz, Ermittlung der Leistungszahl und des jahreszeitenbedingten Leistungsfaktors (SPF — „seasonal performance factor“);
 - ii) Verständnis der Bauteile — Kompressor, Expansionsventil, Verdampfer, Kondensator, Zubehör, Schmieröl, Kühlmittel, Überhitzung und Unterkühlung sowie Kühlmöglichkeiten mit Wärmepumpen — sowie deren Funktion im Wärmepumpenkreislauf;
 - iii) Fähigkeit zur Auswahl und Dimensionierung der Bauteile in typischen Fällen, einschließlich der Ermittlung der typischen Wärmelastwerte unterschiedlicher Gebäude und für die Warmwasserbereitung auf Grundlage des Energieverbrauchs, der Ermittlung der Wärmepumpenkapazität anhand der Wärmelast für die Warmwasserbereitung, der Speichermasse des Gebäudes und bei diskontinuierlicher Elektrizitätsversorgung; und der Ermittlung des Pufferbehälters und dessen Volumens und der Integration eines zweiten Heizungssystems.
- d) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen sollte einen Überblick über die Marktsituation von Solarenergieanlagen und den Kosten- und Wirtschaftlichkeitsvergleich geben und sich auf folgende Themen erstrecken: ökologische Aspekte, Bauteile, Eigenschaften und Dimensionierung von Solarwärmesystemen, korrekte Auswahl von Systemen und Dimensionierung von Bauteilen, Ermittlung des Wärmebedarfs, Brandschutz, einschlägige Subventionen, Verbrennungstechniken, Feuerungssysteme, optimale Hydrauliklösungen, Bauart, Installation und Instandhaltung von Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Solartechnologie und die Zertifizierung (z. B. Solar Keymark) sowie einschlägiges nationales Recht und Unionsrecht europäische Rechtsvorschriften vermitteln. Der Installateur sollte folgende Kernkompetenzen nachweisen:
- i) Fähigkeit zum sicheren Arbeiten unter Verwendung der notwendigen Werkzeuge und Geräte und unter Einhaltung von Sicherheitsvorschriften und -normen sowie Fähigkeit zur Ermittlung der mit Solaranlagen verbundenen Risiken im Hinblick auf Heiz- und Sanitäranlagen, Elektrik, und andere Gefahrenquellen,
 - ii) Fähigkeit zur Bestimmung von Systemen und ihrer für aktive und passive Systeme spezifischen Bauteile (z. B. mechanische Auslegung) sowie zur Bestimmung der Bauteilposition, der Systemkonzeption und -konfiguration,
 - iii) Fähigkeit zur Ermittlung der notwendigen Installationsfläche für die Photovoltaik- und Solarwärmeanlage sowie deren Orientierung und Neigung unter Berücksichtigung von Beschattung und Sonnenexposition, struktureller Integrität, Eignung der Anlage für das betreffende Gebäude oder Klima sowie Ermittlung unterschiedlicher Installationsmethoden für verschiedene Dachtypen und Ausgewogenheit der für die Installation nötigen Systemausrüstung und
 - iv) für Photovoltaiksysteme insbesondere die Fähigkeit zur Anpassung der elektrotechnischen Auslegung, also z. B. Ermittlung der Nennströme, Auswahl geeigneter Leiter und Nennleistungen für sämtliche Stromkreise, Ermittlung der zweckmäßigen Dimensionierung, Nennleistung und Platzierung von Zubehör und Teilsystemen sowie Wahl eines geeigneten Kopplungspunkts.
- e) Die Zertifizierung als Installateur sollte befristet werden, sodass für eine dauerhafte Zertifizierung die Teilnahme an Auffrischungseminaren oder -veranstaltungen notwendig ist.
-

ANHANG V

**REGELN FÜR DIE BERECHNUNG DES BEITRAGS VON BIOKRAFTSTOFFEN, FLÜSSIGEN
BIOBRENNSTOFFEN UND DES ENTSPRECHENDEN VERGLEICHSWERTS FÜR FOSSILE BRENNSTOFFE ZUM
TREIBHAUSEFFEKT**

A. TYPISCHE WERTE UND STANDARDWERTE FÜR BIOKRAFTSTOFFE BEI PRODUKTION OHNE NETTO-CO₂-EMISSIONEN
INFOLGE VON LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN

Produktionsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	67 %	59 %
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	77 %	73 %
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	73 %	68 %
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	79 %	76 %
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	58 %	47 %
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	71 %	64 %
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	48 %	40 %
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	55 %	48 %
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	40 %	28 %
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	69 %	68 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	47 %	38 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	53 %	46 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	37 %	24 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	67 %	67 %

Produktionsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrohr	70 %	70 %
Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	52 %	47 %
Biodiesel aus Sonnenblumen	57 %	52 %
Biodiesel aus Sojabohnen	55 %	50 %
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	32 %	19 %
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	51 %	45 %
Biodiesel aus Altspeiseöl	88 %	84 %
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	84 %	78 %
Hydriertes Rapsöl	51 %	47 %
Hydriertes Sonnenblumenöl	58 %	54 %
Hydriertes Sojaöl	55 %	51 %
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	34 %	22 %
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	53 %	49 %
Hydriertes Altspeiseöl	87 %	83 %
Hydrierte tierische Fette (**)	83 %	77 %
Reines Rapsöl	59 %	57 %
Reines Sonnenblumenöl	65 %	64 %
Reines Sojaöl	63 %	61 %
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	40 %	30 %
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	59 %	57 %

Produktionsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Reines Altspeiseöl	98 %	98 %

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

B. GESCHÄTZTE TYPISCHE WERTE UND STANDARDWERTE FÜR KÜNFTIGE BOKRAFTSTOFFE, DIE IM JAHR 2016 NICHT ODER NUR IN VERNACHLÄSSIGBAREN MENGEN AUF DEM MARKT WAREN, BEI PRODUKTION OHNE NETTO-CO₂-EMISSION INFOLGE VON LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN

Produktionsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Weizenstroh	85 %	83 %
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	85 %	85 %
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	82 %	82 %
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	85 %	85 %
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	82 %	82 %
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	86 %	86 %
DME aus Kulturholz in Einzelanlage	83 %	83 %
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	86 %	86 %
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	83 %	83 %
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Methyl-Tertiär-Butylether (MTBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

⁽¹⁾ Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte) (ABL. L 300 vom 14.11.2009, S. 1).

C. METHODE

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Kraftstoffen für den Verkehr, Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen werden wie folgt berechnet:

a) Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biokraftstoffen werden wie folgt berechnet:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

wobei:

E	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
e_{ec}	=	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
e_l	=	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
e_p	=	Emissionen bei der Verarbeitung
e_{td}	=	Emissionen bei Transport und Vertrieb
e_u	=	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs
e_{sca}	=	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
e_{ccs}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO ₂
e_{ccr}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO ₂

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

b) Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von flüssigen Biobrennstoffen werden wie für Biokraftstoffe (E) berechnet; dabei ist allerdings die Erweiterung, die zur Einbeziehung der Energieumwandlung in produzierte Elektrizität und/oder Wärme bzw. Kälte erforderlich ist, in folgender Form zu berücksichtigen:

i) Für Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

wobei:

$EC_{h,el}$ = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt

E = Gesamttreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte elektrische Leistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten flüssigen Biobrennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten flüssigen Biobrennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

iii) Für Elektrizität oder mechanische Energie aus Energieanlagen, die Nutzwärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

- iv) Für Nutzwärme aus Energieanlagen, die Wärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

Dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt

E = Gesamttreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte elektrische Leistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

C_{el} = Exergieanteil der Elektrizität und/oder mechanischen Energie, festgesetzt auf 100 % ($C_{el} = 1$)

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad (Exergieanteil der Nutzwärme)

Der Carnot'sche Wirkungsgrad (C_h) für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen ist definiert als:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

wobei:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
 - b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Deckung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
 - c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.
2. Die durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe verursachten Treibhausgasemissionen werden wie folgt angegeben:
- a) durch Biokraftstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (E): gCO₂eq/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff);
 - b) durch flüssige Biobrennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC): gCO₂eq/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)).

Werden Wärme und Kälte gleichzeitig mit Elektrizität erzeugt, werden die Emissionen zwischen Wärme und Elektrizität aufgeteilt (wie unter Nummer 1 Buchstabe b), unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder zur Kühlung ⁽¹⁾ genutzt wird.

⁽¹⁾ Durch Absorptionskühler wird Kälte (gekühlte Luft oder gekühltes Wasser) aus Wärme oder Abwärme erzeugt. Daher ist es angebracht, nur die Emissionen in Verbindung mit der pro MJ Wärme erzeugten Wärme zu berechnen, unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder mittels Absorptionskühlern zur Kühlung genutzt wird.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{cc}) als Einheit $\text{gCO}_2\text{eq/Tonne Trockenrohstoff}$ angegeben, wird die Umwandlung in $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet ⁽¹⁾:

$$e_{cc}\text{Brennstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ fuel}} \right]_{ec} = \frac{e_{cc}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t}_{\text{trocken}}} \right]}{\text{LHV}_a \left[\frac{\text{MJ Rohstoff}}{\text{t Trockenrohstoff}} \right]} \times \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \times \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[\frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff-Erzeugnisse}} \right]$$

$$\text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a = \left[\text{Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist} \right]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{cc}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t}_{\text{dry}}} \right] = \frac{e_{cc}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t}_{\text{feucht}}} \right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

3. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Treibhausgaseinsparungen wird wie folgt berechnet:

a) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biokraftstoffen:

$$\text{EINSPARUNG} = (E_{F(t)} - E_B) / E_{F(t)}$$

wobei:

E_B	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs
$E_{F(t)}$	=	Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor

- b) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger Biobrennstoffe zur Erzeugung von Wärme und Kälte sowie Elektrizität:

$$\text{EINSPARUNG} = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)}) / EC_{F(h\&c,el)}$$

Dabei sind

$EC_{B(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen durch die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung

$EC_{F(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe für Nutzwärme oder Elektrizität

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO_2 , N_2O und CH_4 . Zur Berechnung der CO_2 -Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

CO_2	:	1
N_2O	:	298
CH_4	:	25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{cc}) schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten ein. Die CO_2 -Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse Schätzungen aus den regionalen

⁽¹⁾ Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{cc}) berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen (e_{cc}) berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

Durchschnittswerten für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 genannten Berichten oder aus den Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in diesen Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden.

6. Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Treibhausgasemissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken (e_{sca}), wie infolge der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Güllevergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen ⁽¹⁾.
7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_i) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_i = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_b, \text{ (}^2\text{)}$$

wobei:

e_i	=	auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse (Gramm) an CO ₂ -Äquivalent pro Energieeinheit (Megajoule) Biokraftstoff bzw. Flüssig-Biobrennstoff). „Kulturflächen“ ⁽³⁾ und „Dauerkulturen“ ⁽⁴⁾ sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;
CS_R	=	der mit der Referenzlandnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Referenzlandnutzung ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffes, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.
CS_A	=	der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als CS_A -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.
P	=	die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs pro Flächeneinheit pro Jahr)
e_b	=	Bonus von 29 gCO ₂ eq/MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 aufgestellten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

8. Der Bonus von 29 gCO₂eq/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche
- im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde; und
 - aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29 gCO₂eq/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden.

⁽¹⁾ Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

⁽²⁾ Der durch Division des Molekulargewichts von CO₂ (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

⁽³⁾ Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

⁽⁴⁾ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind.
10. Die Kommission überprüft auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und der Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ bis spätestens 31. Dezember 2020 die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands ⁽²⁾. Die Leitlinien der Kommission werden Grundlage der Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands für die Zwecke dieser Richtlinie sein.
11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der CO₂-Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt von fossilen Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.

Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Kraftstoffproduktion produzierter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei der Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt, dass die Produzenten für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage produzierte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden können, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.

Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_d) schließen die beim Transport von Rohstoffen und Halbfertigprodukten sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigprodukten anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_u) werden für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe mit null angesetzt.

Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als CO₂ (N₂O und CH₄) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den e_u -Faktor für flüssige Biobrennstoffe einbezogen.

14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Speicherung von emittiertem CO₂ vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽³⁾ über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch CO₂-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO₂ vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO₂ fossilen Ursprungs verwendet wird.
16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Nutzanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad C_h , der wie folgt berechnet wird:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

wobei:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

⁽¹⁾ Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU (ABL L 156 vom 19.6.2018, S. 1).

⁽²⁾ Beschluss 2010/335/EU der Kommission vom 10. Juni 2010 über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG (ABL L 151 vom 17.6.2010, S. 19).

⁽³⁾ Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABL L 140 vom 5.6.2009, S. 114).

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$$C_h = \text{Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin)} = 0,3546$$

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich produzierte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
 - b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
 - c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.
17. Werden bei einem Kraftstoffproduktionsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Produkte („Nebenprodukte“) produziert, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenprodukt und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenprodukten als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Kraftstoffherstellungsverfahren gelieferten Wärme oder Elektrizität; sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie CH_4 - und N_2O -Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.
 18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{cc} + e_i + e_{sca}$ + die Anteile von e_p , e_{id} , e_{ccs} und e_{ccr} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt produziert wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diese Zwecke anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenprodukt zugeordnet wird.

Im Falle von Biokraftstoffen und flüssigen Brennstoffen werden sämtliche Nebenprodukte für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

Bei Kraft- und Brennstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biokraftstoffen ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße $E_{F(t)}$ 94 $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe $EC_{F(e)}$ 183 $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Nutzwärmeproduktion sowie zur Wärme- und/oder Kälteproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe $EC_{F(h\&c)}$ 80 $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$.

D. DISAGGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR BIOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{cc}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N₂O-Bodenemissionen

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	9,6	9,6
Ethanol aus Mais	25,5	25,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	27,0	27,0
Ethanol aus Zuckerrohr	17,1	17,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	32,0	32,0
Biodiesel aus Sonnenblumen	26,1	26,1
Biodiesel aus Sojabohnen	21,2	21,2
Biodiesel aus Palmöl	26,2	26,2
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	0	0
Hydriertes Rapsöl	33,4	33,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	26,9	26,9
Hydriertes Sojaöl	22,1	22,1
Hydriertes Palmöl	27,4	27,4
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette (**)	0	0
Reines Rapsöl	33,4	33,4
Reines Sonnenblumenöl	27,2	27,2
Reines Sojaöl	22,2	22,2
Reines Palmöl	27,1	27,1
Reines Altspeiseöl	0	0

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ — ausschließlich für N₂O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „e_{ec}“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten) Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	4,9	4,9
Ethanol aus Mais	13,7	13,7
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	14,1	14,1
Ethanol aus Zuckerrohr	2,1	2,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	17,6	17,6
Biodiesel aus Sonnenblumen	12,2	12,2
Biodiesel aus Sojabohnen	13,4	13,4
Biodiesel aus Palmöl	16,5	16,5
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	0	0
Hydriertes Rapsöl	18,0	18,0
Hydriertes Sonnenblumenöl	12,5	12,5
Hydriertes Sojaöl	13,7	13,7
Hydriertes Palmöl	16,9	16,9
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette (**)	0	0
Reines Rapsöl	17,6	17,6
Reines Sonnenblumenöl	12,2	12,2
Reines Sojaöl	13,4	13,4
Reines Palmöl	16,5	16,5
Reines Altspeiseöl	0	0

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung: „e_p“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	18,8	26,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	9,7	13,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	13,2	18,5
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	7,6	10,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	27,4	38,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	15,7	22,0
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	20,8	29,1
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	14,8	20,8
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	28,6	40,1
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,8	2,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21,0	29,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	15,1	21,1
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	30,3	42,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,5	2,2
Ethanol aus Zuckerrohr	1,3	1,8
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	11,7	16,3
Biodiesel aus Sonnenblumen	11,8	16,5
Biodiesel aus Sojabohnen	12,1	16,9
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	30,4	42,6
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	13,2	18,5
Biodiesel aus Altspeiseöl	9,3	13,0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	13,6	19,1
Hydriertes Rapsöl	10,7	15,0
Hydriertes Sonnenblumenöl	10,5	14,7
Hydriertes Sojaöl	10,9	15,2
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	27,8	38,9
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	9,7	13,6
Hydriertes Altspeiseöl	10,2	14,3
Hydrierte tierische Fette (**)	14,5	20,3
Reines Rapsöl	3,7	5,2
Reines Sonnenblumenöl	3,8	5,4
Reines Sojaöl	4,2	5,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	22,6	31,7
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	4,7	6,5
Reines Altspeiseöl	0,6	0,8

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für die Ölgewinnung (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „e_p“ für Emissionen aus der Verarbeitung enthalten)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Biodiesel aus Raps	3,0	4,2
Biodiesel aus Sonnenblumen	2,9	4,0
Biodiesel aus Sojabohnen	3,2	4,4
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	20,9	29,2
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,7	5,1
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	4,3	6,1
Hydriertes Rapsöl	3,1	4,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	3,0	4,1
Hydriertes Sojaöl	3,3	4,6
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,9	30,7
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,4
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette (**)	4,3	6,0
Reines Rapsöl	3,1	4,4
Reines Sonnenblumenöl	3,0	4,2
Reines Sojaöl	3,4	4,7
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,8	30,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,3
Reines Altspeiseöl	0	0

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „e_{id}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2
Ethanol aus Zuckerrohr	9,7	9,7
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1,8	1,8
Biodiesel aus Sonnenblumen	2,1	2,1
Biodiesel aus Sojabohnen	8,9	8,9
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	6,9	6,9
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	6,9	6,9
Biodiesel aus Altspeiseöl	1,9	1,9
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	1,7	1,7
Hydriertes Rapsöl	1,7	1,7
Hydriertes Sonnenblumenöl	2,0	2,0
Hydriertes Sojaöl	9,2	9,2
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	7,0	7,0
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	7,0	7,0
Hydriertes Altspeiseöl	1,7	1,7
Hydrierte tierische Fette (**)	1,5	1,5
Reines Rapsöl	1,4	1,4
Reines Sonnenblumenöl	1,7	1,7
Reines Sojaöl	8,8	8,8
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	6,7	6,7
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	6,7	6,7
Reines Altspeiseöl	1,4	1,4

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs. Diese sind bereits in der Tabelle als Emissionen bei Transport und Vertrieb „e_d“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein Wirtschaftsteilnehmer die tatsächlichen Transportemissionen nur für den Transport von Kulturpflanzen oder Öl angeben will.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrohr	6,0	6,0
Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Produktionsweg für Ethanol	

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1,3	1,3
Biodiesel aus Sonnenblumen	1,3	1,3
Biodiesel aus Sojabohnen	1,3	1,3
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	1,3	1,3
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	1,3	1,3
Biodiesel aus Altspeiseöl	1,3	1,3
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	1,3	1,3
Hydriertes Rapsöl	1,2	1,2
Hydriertes Sonnenblumenöl	1,2	1,2
Hydriertes Sojaöl	1,2	1,2
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	1,2	1,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	1,2	1,2
Hydriertes Altspeiseöl	1,2	1,2
Hydrierte tierische Fette (**)	1,2	1,2
Reines Rapsöl	0,8	0,8
Reines Sonnenblumenöl	0,8	0,8
Reines Sojaöl	0,8	0,8
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	0,8	0,8
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	0,8	0,8
Reines Altspeiseöl	0,8	0,8

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	30,7	38,2
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21,6	25,5
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	25,1	30,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	19,5	22,5
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	39,3	50,2
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	27,6	33,9
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	48,5	56,8
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	42,5	48,5
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	56,3	67,8
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	29,5	30,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	50,2	58,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	44,3	50,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	59,5	71,7
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	30,7	31,4
Ethanol aus Zuckerrohr	28,1	28,6
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Biodiesel aus Raps	45,5	50,1
Biodiesel aus Sonnenblumen	40,0	44,7
Biodiesel aus Sojabohnen	42,2	47,0
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	63,5	75,7
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	46,3	51,6
Biodiesel aus Altspeiseöl	11,2	14,9
Biodiesel aus tierischen Fetten (**)	15,3	20,8
Hydriertes Rapsöl	45,8	50,1
Hydriertes Sonnenblumenöl	39,4	43,6
Hydriertes Sojaöl	42,2	46,5
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	62,2	73,3
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	44,1	48,0
Hydriertes Altspeiseöl	11,9	16,0
Hydrierte tierische Fette (**)	16,0	21,8
Reines Rapsöl	38,5	40,0
Reines Sonnenblumenöl	32,7	34,3
Reines Sojaöl	35,2	36,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	56,3	65,4
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	38,4	57,2
Reines Altspeiseöl	2,0	2,2

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

E. GESCHÄTZTE DISAGGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR KÜNFTIGE BIOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE, DIE 2016 NICHT ODER NUR IN VERNACHLÄSSIGBAREN MENGEN AUF DEM MARKT WAREN

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N₂O-Emissionen (darunter Späne von Holzabfall oder Kulturholz)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	1,8	1,8
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,2	8,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	8,2	8,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	12,4	12,4
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für N₂O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „e_{ec}“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4	4,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4	4,4
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1	4,1
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1	4,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung: „e_p“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	4,8	6,8
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „e_{id}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	7,1	7,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	10,3	10,3
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	10,3	10,3
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	10,4	10,4
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	10,4	10,4
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlaugelauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlaug, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte nur für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs. Diese sind bereits in der Tabelle als Emissionen bei Transport und Vertrieb „e_{td}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein Wirtschaftsteilnehmer die tatsächlichen Transportemissionen nur für den Rohstofftransport angeben will.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	1,6	1,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlaug, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlaug, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlaug, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	13,7	15,7
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	13,7	13,7
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	13,7	13,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	13,5	13,5
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	13,5	13,5
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,2	10,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,4	10,4
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,2	10,2
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,4	10,4
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

ANHANG VI

**REGELN FÜR DIE BERECHNUNG DES BEITRAGS VON BIOMASSE-BRENNSTOFFEN UND DES
ENTSPRECHENDEN VERGLEICHSWERTS FÜR FOSSILE BRENNSTOFFE ZUM TREIBHAUSEFFEKT**

A. Typische Werte und Standardwerte für Treibhausgaseinsparungen für Biomasse-Brennstoffe bei Produktion ohne Netto-Co₂-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen

HOLZSCHNITZEL					
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500 bis 2 500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2 500 bis 10 000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Über 10 000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2 500 bis 10 000 km	77 %	65 %	73 %	60 %
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500 bis 2 500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2 500 bis 10 000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Über 10 000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500 bis 2 500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2 500 bis 10 000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Über 10 000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500 bis 2 500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2 500 bis 10 000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Über 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
Holzschnitzel aus Industriereststoffen	1 bis 500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500 bis 2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500 bis 10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Über 10 000 km	69 %	54 %	63 %	44 %

HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen		
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität	
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	Fall 1	1 bis 500 km	58 %	37 %	49 %	24 %
		500 bis 2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2 500 bis 10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Über 10 000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		500 bis 2 500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		2 500 bis 10 000 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		Über 10 000 km	69 %	54 %	63 %	45 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	92 %	88 %	90 %	85 %
		500 bis 2 500 km	92 %	88 %	90 %	86 %
		2 500 bis 10 000 km	90 %	85 %	88 %	81 %
		Über 10 000 km	84 %	76 %	81 %	72 %
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	Fall 1	2 500 bis 10 000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Fall 2a	2 500 bis 10 000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Fall 3a	2 500 bis 10 000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	Fall 1	1 bis 500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500 bis 10 000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Über 10 000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500 bis 10 000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Über 10 000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 bis 10 000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Über 10 000 km	80 %	71 %	78 %	67 %

HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen		
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität	
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	Fall 1	1 bis 500 km	56 %	35 %	48 %	23 %
		500 bis 10 000 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		Über 10 000 km	49 %	24 %	40 %	10 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	76 %	64 %	72 %	58 %
		500 bis 10 000 km	74 %	61 %	69 %	54 %
		Über 10 000 km	68 %	53 %	63 %	45 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	91 %	86 %	90 %	85 %
		500 bis 10 000 km	89 %	83 %	87 %	81 %
		Über 10 000 km	83 %	75 %	81 %	71 %
Stammholz	Fall 1	1 bis 500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
		500 bis 2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2 500 bis 10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Über 10 000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		500 bis 2 500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		2 500 bis 10 000 km	75 %	63 %	70 %	56 %
		Über 10 000 km	70 %	55 %	64 %	46 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	92 %	88 %	91 %	86 %
		500 bis 2 500 km	92 %	88 %	91 %	87 %
		2 500 bis 10 000 km	90 %	85 %	88 %	83 %
		Über 10 000 km	84 %	77 %	82 %	73 %
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie	Fall 1	1 bis 500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500 bis 2 500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2 500 bis 10 000 km	72 %	59 %	67 %	51 %
		Über 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	87 %	80 %	84 %	76 %
		500 bis 2 500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2 500 bis 10 000 km	85 %	77 %	82 %	73 %
		Über 10 000 km	79 %	69 %	75 %	63 %

HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen	
			Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Fall 3a		1 bis 500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500 bis 2 500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2 500 bis 10 000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Über 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

(*) Fall 1 bezieht sich auf Verfahren, in denen ein Erdgaskessel genutzt wird, um der Pelletpresse Prozesswärme zu liefern. Die Elektrizität für die Pelletpresse stammt aus dem Stromnetz.

Fall 2a bezieht sich auf Verfahren, in denen ein mit vorgetrockneten Schnitzeln betriebener Holzschneidkessel genutzt wird, um Prozesswärme zu liefern. Die Elektrizität für die Pelletpresse stammt aus dem Stromnetz.

Fall 3a bezieht sich auf Verfahren, in denen ein mit vorgetrockneten Holzschneideln betriebener KWK-Kessel genutzt wird, um der Pelletpresse Elektrizität und Wärme zu liefern.

LANDWIRTSCHAFTLICHE OPTIONEN						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
			Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <math><0,2 \text{ t/m}^3</math> (*)		1 bis 500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
		500 bis 2 500 km	89 %	83 %	86 %	80 %
		2 500 bis 10 000 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		Über 10 000 km	57 %	36 %	48 %	23 %
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >math>>0,2 \text{ t/m}^3</math> (**)		1 bis 500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
		500 bis 2 500 km	93 %	89 %	92 %	87 %
		2 500 bis 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %
		Über 10 000 km	78 %	68 %	74 %	61 %
Strohpellets		1 bis 500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
		500 bis 10 000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
		Über 10 000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bagassebriketts		500 bis 10 000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
		Über 10 000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Palmkern-Extraktionsschrot		Über 10 000 km	20 %	-18 %	11 %	-33 %

LANDWIRTSCHAFTLICHE OPTIONEN					
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Palmkern-Extraktionsschrot (keine CH ₄ -Emissionen aus der Ölmühle)	Über 10 000 km	46 %	20 %	42 %	14 %

(*) Diese Gruppe von Materialien umfasst landwirtschaftliche Reststoffe von geringer Schüttdichte, darunter u. a. Strohballen, Haferspelzen, Reisspelzen und Rohrzuckerbagasseballen (demonstrative Aufzählung).

(**) Die Gruppe von landwirtschaftlichen Reststoffen mit höherer Schüttdichte umfasst Maiskolben, Nusschalen, Sojabohnenschalen und Palmkernschalen (demonstrative Aufzählung).

BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG (*)				
Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Gülle (1)	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager (2)	146 %	94 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager (3)	246 %	240 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	136 %	85 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	227 %	219 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	142 %	86 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	243 %	235 %
Mais, gesamte Pflanze (4)	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager	36 %	21 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	59 %	53 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	34 %	18 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	55 %	47 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	28 %	10 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	52 %	43 %

(1) Die Werte für die Biogasproduktion aus Mist/Gülle schließen negative Emissionen durch Emissionseinsparungen aufgrund der Bewirtschaftung von Frischmist/-gülle ein. Der esca-Wert ist gleich $-45 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

(2) Die offene Lagerung von Gärrückständen bringt zusätzliche CH₄- und N₂O Emissionen mit sich. Der Umfang dieser Emissionen hängt von den Umgebungsbedingungen, Substrattypen und der Zersetzungseffizienz.

(3) Bei der geschlossenen Lagerung werden die Gärrückstände aus dem Zersetzungsprozess in einem gasdichten Tank gelagert, und es wird davon ausgegangen, dass das zusätzlich während der Lagerung freigegebene Gas für die Erzeugung zusätzlicher Elektrizität oder zusätzlichen Biomethans aufgefangen wird. Dieses Verfahren schließt keine Treibhausgasemissionen ein.

(4) Der Begriff „Mais, gesamte Pflanze“ sollte als Mais ausgelegt werden, der zur Verwendung als Futtermittel geerntet und zur Haltbarmachung siliert wurde.

BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG (*)				
Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Bioab-fall	Fall 1	Offenes Gärrück-stands-lager	47 %	26 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	84 %	78 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-stands-lager	43 %	21 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	77 %	68 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-stands-lager	38 %	14 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	76 %	66 %

(*) Fall 1 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität und Wärme von der KWK-Anlage selbst geliefert werden.

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird. In einigen Mitgliedstaaten ist es Betreibern nicht gestattet, Beihilfen für die Bruttoproduktion zu beantragen, sodass eine Zusammensetzung wie in Fall 1 wahrscheinlicher ist.

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen und die Prozesswärme von einem Biogaskessel geliefert wird. Dieser Fall gilt für einige Anlagen, bei denen der KWK-Kessel nicht vor Ort ist und Biogas verkauft (aber nicht zu Biomethan aufbereitet) wird.

BIOGAS ZUR ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG — VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS				
Biogasproduktions-system		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	72 %	45 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	120 %	114 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	67 %	40 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	111 %	103 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	65 %	35 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	114 %	106 %
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	60 %	37 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	100 %	94 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	57 %	32 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	93 %	85 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	53 %	27 %
		Geschlossenes Gärrück-stands-lager	94 %	85 %

BIOGAS ZUR ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG — VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS				
Biogasproduktions-system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
Mist/Gülle — Mais 60 % — 40 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	53 %	32 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	88 %	82 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	50 %	28 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	82 %	73 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	46 %	22 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	81 %	72 %
BIOMETHAN FÜR DEN VERKEHRSEKTOR (*)				
Biomethan-produktionssystem	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
Gülle	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	117 %	72 %	
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	133 %	94 %	
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	190 %	179 %	
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	206 %	202 %	
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	35 %	17 %	
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	51 %	39 %	
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	52 %	41 %	
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	68 %	63 %	
Bioabfall	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	43 %	20 %	
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	59 %	42 %	
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	70 %	58 %	
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	86 %	80 %	

(*) Die Treibhausgasemissionen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO₂eq/MJ.

BIOMETHAN — VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS (*)			
Biomethan-produktions-system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung ⁽¹⁾	62 %	35 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung ⁽²⁾	78 %	57 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	97 %	86 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	113 %	108 %
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	53 %	29 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	69 %	51 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	83 %	71 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	99 %	94 %
Mist/Gülle — Mais 60 % - 40 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	48 %	25 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	64 %	48 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	74 %	62 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	90 %	84 %

(*) Die Treibhausgaseinsparungen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO₂eq/MJ.

B. METHODE

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biomasse-Brennstoffen werden wie folgt berechnet:

a) Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biomasse-Brennstoffen vor der Umwandlung in Elektrizität, Wärme und Kälte werden wie folgt berechnet:

$$E = e_{cc} + e_1 + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Dabei sind:

E = Gesamtemissionen bei der Produktion des Brennstoffs vor der Energieumwandlung

e_{cc} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe

e_1 = auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung

⁽¹⁾ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Adsorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH₄/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

⁽²⁾ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), chemische Adsorption (Chemical Scrubbing), physikalische Adsorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

- e_{id} = Emissionen bei Transport und Vertrieb
- e_u = Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
- e_{sca} = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
- e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid
- e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

- b) Bei der Co-Vergärung verschiedener Substrate in einer Biogas-Anlage zur Produktion von Biogas oder Biomethan werden die typischen Werte und die Standardwerte für Treibhausgasemissionen wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n \cdot E_n$$

Dabei sind:

E = Treibhausgasemissionen pro MJ Biogas oder Biomethan, das mittels Co-Vergärung einer bestimmten Mischung von Substraten produziert wird

S_n = Rohstoffanteil n am Energiegehalt

E_n = Emissionen in gCO_2/MJ für Option n gemäß Teil D dieses Anhangs (*)

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n \cdot W_n}$$

Dabei sind:

P_n = Energieausbeute [MJ] pro Kilogramm Flüssiginput des Rohstoffs n (**)

W_n = Gewichtungsfaktor des Substrats n, definiert als:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left(\frac{1 - AM_n}{1 - SM_n} \right)$$

Dabei sind:

I_n = jährliches Input in den Vergärer des Substrats n [Tonne Frischmasse]

AM_n = jährliche Durchschnittsfeuchte des Substrats n [kg Wasser/kg Frischmasse]

SM_n = Standardfeuchte des Substrats n (***)

(*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat wird ein Bonus von $45 \text{ gCO}_2\text{eq}/\text{MJ}$ Gülle ($- 54 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{t}$ Frischmasse) für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung angerechnet.

(**) Für die Berechnung der typischen Werte und der Standardwerte werden die folgenden Werte für P_n verwendet:

$P(\text{Mais}): 4,16 \text{ [MJ]}_{\text{Biogas}}/\text{kg}_{\text{Feuchtmais @ 65 \% Feuchte}}$

$P(\text{Mist/Gülle}): 0,50 \text{ [MJ]}_{\text{Biogas}}/\text{kg}_{\text{Gülle @ 90 \% Feuchte}}$

$P(\text{Bioabfall}): 3,41 \text{ [MJ]}_{\text{Biogas}}/\text{kg}_{\text{Feuchtbioabfall @ 76 \% Feuchte}}$

(***) Die folgenden Standardfeuchtwerte werden für Substrat SM_n verwendet:

$SM(\text{Mais}): 0,65 \text{ [kg Wasser/kg Frischmasse]}$

$SM(\text{Mist/Gülle}): 0,90 \text{ [kg Wasser/kg Frischmasse]}$

$SM(\text{Bioabfall}): 0,76 \text{ [kg Wasser/kg Frischmasse]}$

- c) Bei der Co-Vergärung von n-Substraten in einer Biogas-Anlage zur Produktion von Elektrizität oder Biomethan werden die tatsächlichen Treibhausgasemissionen des Biogases oder Biomethans wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,Rohstoff,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,Produkt} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Dabei sind:

- E = Gesamtemissionen bei der Produktion des Biogases oder Biomethans vor der Energieumwandlung;
- S_n = Rohstoffanteil n am Anteil des Inputs in den Vergärer;
- $e_{ec,n}$ = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau des Rohstoffs n;
- $e_{td,Rohstoff,n}$ = Emissionen beim Transport des Rohstoffs n zum Vergärer;
- $e_{l,n}$ = auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen für Rohstoff n;
- e_{sca} = Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken des Rohstoffs n (*);
- e_p = Emissionen bei der Verarbeitung;
- $e_{td,Produkt}$ = Emissionen bei Transport und Vertrieb des Biogases und/oder Biomethans;
- e_u = Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs, d. h. bei der Verbrennung emittierte Treibhausgase;
- e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂; und
- e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂.

(* Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat für die Produktion von Biogas und Biomethan wird ein Bonus von 45 gCO₂eq/MJ Mist/Gülle für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Gülebewirtschaftung auf e_{sca} angerechnet.

- d) Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von Biomasse-Brennstoffen bei der Produktion von Elektrizität sowie Wärme und Kälte, einschließlich der Energieumwandlung zu produzierter Elektrizität sowie Wärme und Kälte werden wie folgt berechnet:

- i) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

- ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

Dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt

E = Gesamttreibhausgasemissionen des Brennstoffs vor dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Elektrische Leistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

- iii) Für Elektrizität oder mechanische Energie aus Energieanlagen, die Nutzwärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

- iv) Für Nutzwärme aus Energieanlagen, die Wärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

Dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamtreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt

E = Gesamtreibhausgasemissionen des Brennstoffs vor dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Elektrische Leistung, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts

C_{el} = Exergieanteil der Elektrizität und/oder mechanischen Energie, festgesetzt auf 100 % ($C_{el} = 1$)

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad (Exergieanteil der Nutzwärme)

Der Carnot'sche Wirkungsgrad (C_h) für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen ist definiert als:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

Dabei sind:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- i) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- ii) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- iii) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

2. Die Treibhausgasemissionen aus Biomasse-Brennstoffen werden wie folgt angegeben:

- a) durch Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (E) werden in $gCO_2,eq/MJ$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Biomasse-Brennstoffe) angegeben;
- b) durch für die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung genutzte Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC) werden in $gCO_2,eq/MJ$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)) angegeben.

Werden Wärme und Kälte gleichzeitig mit Elektrizität erzeugt, werden Emissionen zwischen Wärme und Elektrizität aufgeteilt (wie unter Nummer 1 Buchstabe d), unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder zur Kühlung genutzt wird. ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Durch Absorptionskühler wird Kälte (gekühlte Luft oder gekühltes Wasser) aus Wärme oder Abwärme erzeugt. Daher ist es angebracht, nur die Emissionen in Verbindung mit der pro MJ Wärme erzeugten Wärme zu berechnen, unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder mittels Absorptionskühlern zur Kühlung genutzt wird.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{cc}) als Einheit $\text{gCO}_2\text{eq/Tonne Trockenrohstoff}$ angegeben, wird die Umwandlung in $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet ⁽¹⁾:

$$e_{cc}\text{Brennstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ fuel}} \right]_{cc} = \frac{e_{cc}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{Trocken}}} \right]}{\text{LHV}_a \left[\frac{\text{MJ Rohstoff}}{t_{\text{Trockenrohstoff}}} \right]} \cdot \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \cdot \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[\frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff-Erzeugnisse}} \right]$$

$$\text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a = \left[\text{Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist} \right]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{cc}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{dry}}} \right] = \frac{e_{cc}\text{Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{feucht}}} \right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

3. Die Treibhausgaseinsparungen durch Biomasse-Brennstoffe werden wie folgt angegeben:

a) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr:

$$\text{EINSPARUNG} = (E_{F(t)} - E_B) / E_{F(t)}$$

Dabei sind:

E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr

$E_{F(t)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor

b) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen zur Erzeugung von Wärme und Kälte sowie Elektrizität:

$$\text{EINSPARUNG} = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)}) / EC_{F(h\&c,el)}$$

Dabei sind:

$EC_{B(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen durch die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung

$EC_{F(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe für Nutzwärme oder Elektrizität

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO_2 , N_2O und CH_4 . Zur Berechnung der CO_2 -Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

CO_2 : 1

N_2O : 298

CH_4 : 25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung, Ernte oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{cc}) schließen die Emissionen des Gewinnungs-, Ernte- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten ein. Die CO_2 -Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse anhand der regionalen Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 dieser Richtlinie genannten Berichten oder anhand der Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang Schätzungen abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in diesen Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden.

Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau und bei der Ernte forstwirtschaftlicher Biomasse anhand der auf nationaler Ebene für geografische Gebiete berechneten Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau und der Ernte Schätzungen abgeleitet werden.

⁽¹⁾ Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen e_{cc} berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen e_{cc} berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

6. Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Emissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken e_{sca} , wie der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Güllevergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen ⁽¹⁾.
7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_i) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_i = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^2\text{)}$$

Dabei sind:

e_i = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse an CO₂-Äquivalent pro Biomasse-Brennstoff-Energieeinheit). „Kulturflächen“ ⁽³⁾ und „Dauerkulturen“ ⁽⁴⁾ sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten.

CS_R = der mit der Referenzlandnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Landnutzung der Bezugsflächen ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffs, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.

CS_A = der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als CS_A -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

P = Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biomasse-Brennstoffs pro Flächeneinheit und Jahr).

e_B = Bonus von 29 gCO₂eq/MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 aufgestellten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird.

8. Der Bonus von 29 gCO₂eq/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche
- im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und
 - aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29 gCO₂eq/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden.

9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind.
10. Entsprechend Anhang V Teil C Nummer 10 dieser Richtlinie dienen die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands nach dem Beschluss 2010/335/EU der Kommission ⁽⁵⁾, die auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit den Verordnungen (EU) Nr. 525/2013 und (EU) 2018/841 erstellt werden, als Grundlage für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands.

⁽¹⁾ Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

⁽²⁾ Der durch Division des Molekulargewichts von CO₂ (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

⁽³⁾ Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

⁽⁴⁾ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

⁽⁵⁾ Beschluss 2010/335/EU der Kommission vom 10. Juni 2010 über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG (ABL L 151 vom 17.6.2010, S. 19).

11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der CO_2 -Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt fossiler Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.

Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Produktion fester oder gasförmiger Biomasse-Brennstoffe produzierter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei der Produktion und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage produzierte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.

Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_d) schließen die beim Transport von Rohstoffen und Halbfertigprodukten sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigprodukten anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die CO_2 -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs (e_u) werden für Biomasse-Brennstoffe mit null angesetzt. Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als CO_2 (CH_4 und N_2O) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den e_u -Faktor einbezogen.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2 (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Speicherung von emittiertem CO_2 vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Biomasse-Brennstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch CO_2 -Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion des Biomasse-Brennstoffs, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO_2 vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO_2 fossilen Ursprungs verwendet wird.
16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, so werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Nutzanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad C_h , der wie folgt berechnet wird:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

Dabei sind:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$$C_h = \text{Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin)} = 0,3546$$

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich produzierte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

17. Werden bei einem Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff neben dem Brennstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Produkte („Nebenprodukte“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Brennstoff oder dessen Zwischenprodukt und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenprodukten als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff gelieferten Wärme oder Elektrizität; sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie CH₄- und N₂O-Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.
18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{ec} + e_1 + e_{sca}$ + die Anteile von e_p , e_{id} , e_{ccs} und e_{ccr} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt produziert wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diese Zwecke anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenprodukt zugeordnet wird.

Im Falle von Biogas und Biomethan werden sämtliche Nebenprodukte, die nicht unter Nummer 7 fallen, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, produziert werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(e)}$ 183 gCO₂eq/MJ Elektrizität oder, für Gebiete in äußerster Randlage, 212 gCO₂eq/MJ Elektrizität.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärme- und/oder Kälteproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(h)}$ 80 gCO₂eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärme- und/oder Kälteproduktion verwendet werden, bei der eine direkte physische Substitution von Kohle nachgewiesen werden kann, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(h)}$ 124 gCO₂eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die als Kraftstoffe für den Verkehr verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $E_{F(0)}$ 94 gCO₂eq/MJ.

C. DISAGGREGIERTE STANDARDWERT FÜR BIOMASSE-BRENNSTOFFE:

Holzbriketts oder -pellets

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	0,0	1,6	3,0	0,4	0,0	1,9	3,6	0,5
	500 bis 2 500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2 500 bis 10 000 km	0,0	1,6	10,5	0,4	0,0	1,9	12,6	0,5
	Über 10 000 km	0,0	1,6	20,5	0,4	0,0	1,9	24,6	0,5
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2 500 bis 10 000 km	4,4	0,0	11,0	0,4	4,4	0,0	13,2	0,5
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	3,9	0,0	3,5	0,4	3,9	0,0	4,2	0,5
	500 bis 2 500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2 500 bis 10 000 km	3,9	0,0	11,0	0,4	3,9	0,0	13,2	0,5
	Über 10 000 km	3,9	0,0	21,0	0,4	3,9	0,0	25,2	0,5
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500 bis 2 500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2 500 bis 10 000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5
	Über 10 000 km	2,2	0,0	21,0	0,4	2,2	0,0	25,2	0,5
Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500 bis 2 500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2 500 bis 10 000 km	1,1	0,3	10,5	0,4	1,1	0,4	12,6	0,5
	Über 10 000 km	1,1	0,3	20,5	0,4	1,1	0,4	24,6	0,5

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzschnitzel aus Reststoffen der Holzindustrie	1 bis 500 km	0,0	0,3	3,0	0,4	0,0	0,4	3,6	0,5
	500 bis 2 500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2 500 bis 10 000 km	0,0	0,3	10,5	0,4	0,0	0,4	12,6	0,5
	Über 10 000 km	0,0	0,3	20,5	0,4	0,0	0,4	24,6	0,5

Holzbriketts oder -pellets

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 1)	1 bis 500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3
	Über 10 000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 2a)	1 bis 500 km	0,0	12,5	3,0	0,3	0,0	15,0	3,6	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	12,5	4,4	0,3	0,0	15,0	5,3	0,3
	Über 10 000 km	0,0	12,5	8,1	0,3	0,0	15,0	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 3a)	1 bis 500 km	0,0	2,4	3,0	0,3	0,0	2,8	3,6	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	2,4	4,4	0,3	0,0	2,8	5,3	0,3
	Über 10 000 km	0,0	2,4	8,2	0,3	0,0	2,8	9,8	0,3

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 1)	2 500 bis 10 000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 2a)	2 500 bis 10 000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 3a)	2 500 bis 10 000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 1)	1 bis 500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
	500 bis 10 000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
	Über 10 000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 2a)	1 bis 500 km	4,4	10,6	3,0	0,3	4,4	12,7	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	4,4	10,6	4,4	0,3	4,4	12,7	5,3	0,3
	Über 10 000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 3a)	1 bis 500 km	4,6	0,3	3,0	0,3	4,6	0,4	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	4,6	0,3	4,4	0,3	4,6	0,4	5,3	0,3
	Über 10 000 km	4,6	0,3	8,2	0,3	4,6	0,4	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt — Fall 1)	1 bis 500 km	2,0	24,5	2,9	0,3	2,0	29,4	3,5	0,3
	500 bis 2 500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2 500 bis 10 000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt — Fall 2a)	1 bis 500 km	2,5	10,6	3,0	0,3	2,5	12,7	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	2,5	10,6	4,4	0,3	2,5	12,7	5,3	0,3
	Über 10 000 km	2,5	10,6	8,1	0,3	2,5	12,7	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt — Fall 3a)	1 bis 500 km	2,6	0,3	3,0	0,3	2,6	0,4	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	2,6	0,3	4,4	0,3	2,6	0,4	5,3	0,3
	Über 10 000 km	2,6	0,3	8,2	0,3	2,6	0,4	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 1)	1 bis 500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500 bis 2 500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2 500 bis 10 000 km	1,1	24,8	4,3	0,3	1,1	29,8	5,2	0,3
	Über 10 000 km	1,1	24,8	7,9	0,3	1,1	29,8	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 2a)	1 bis 500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500 bis 2 500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
	2 500 bis 10 000 km	1,4	11,0	4,4	0,3	1,4	13,2	5,3	0,3
	Über 10 000 km	1,4	11,0	8,1	0,3	1,4	13,2	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 3a)	1 bis 500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
	500 bis 2 500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2 500 bis 10 000 km	1,4	0,8	4,4	0,3	1,4	0,9	5,3	0,3
	Über 10 000 km	1,4	0,8	8,2	0,3	1,4	0,9	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 1)	1 bis 500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	14,3	4,2	0,3	0,0	17,2	5,0	0,3
	Über 10 000 km	0,0	14,3	7,7	0,3	0,0	17,2	9,2	0,3

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 2a)	1 bis 500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	6,0	4,2	0,3	0,0	7,2	5,1	0,3
	Über 10 000 km	0,0	6,0	7,8	0,3	0,0	7,2	9,3	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 3a)	1 bis 500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	0,2	4,2	0,3	0,0	0,3	5,1	0,3
	Über 10 000 km	0,0	0,2	7,8	0,3	0,0	0,3	9,3	0,3

Landwirtschaftliche Optionen

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <0,2 t/m ³	1 bis 500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Über 10 000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >0,2 t/m ³	1 bis 500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2 500 bis 10 000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Über 10 000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/M)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/M)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Strohpellets	1 bis 500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Über 10 000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
Bagassebriketts	500 bis 10 000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
	Über 10 000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
Palmkern-Extraktionsschrot	Über 10 000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
Palmkern-Extraktionsschrot (keine CH ₄ -Emissionen aus der Ölmühle)	Über 10 000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3

Disaggregierte Standardwerte für Biogas zur Elektrizitätsproduktion

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Technologie	TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/M]					STANDARDWERT [gCO ₂ eq/M]				
			Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Güllennutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Güllennutzung
Gülle (†)	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	0,0	69,6	8,9	0,8	- 107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	- 107,3
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0,0	0,0	8,9	0,8	- 97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	- 97,6
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	0,0	74,1	8,9	0,8	- 107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	- 107,3
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0,0	4,2	8,9	0,8	- 97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	- 97,6
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	0,0	83,2	8,9	0,9	- 120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	- 120,7
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0,0	4,6	8,9	0,8	- 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	- 108,5

(†) Die Werte für die Biogasproduktion aus Mist/Gülle schließen negative Emissionen durch Emissionseinsparungen aufgrund der Bewirtschaftung von Frischmist/-gülle ein. Der e_{ca}-Wert ist gleich - 45 gCO₂eq/M für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Technologie	TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/M]					STANDARDWERT [gCO ₂ eq/M]				
			Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung
Mais, gesamte Pflanze ⁽¹⁾	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager	15,6	13,5	8,9	0,0 ⁽²⁾	—	15,6	18,9	12,5	0,0	—
		Geschlossenes Gärrück-standslager	15,2	0,0	8,9	0,0	—	15,2	0,0	12,5	0,0	—
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—
		Geschlossenes Gärrück-standslager	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—
		Geschlossenes Gärrück-standslager	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—
Bioabfall	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
		Geschlossenes Gärrück-standslager	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—
		Geschlossenes Gärrück-standslager	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—
		Geschlossenes Gärrück-standslager	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—

⁽¹⁾ Der Begriff „Mais, gesamte Pflanze“ sollte als Mais ausgelegt werden, der zur Verwendung als Futtermittel geerntet und zur Haltbarmachung siliert wurde.

⁽²⁾ Der Wert für den „Anbau“ umfasst gemäß der im Bericht der Kommission vom 25. Februar 2010 an den Rat und das Europäische Parlament über Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung enthaltenen Methode auch den Transport von landwirtschaftlichen Rohstoffen zur Umwandlungsanlage. Der Wert für den Transport von Maissilage liegt bei 0,4 gCO₂eq/MJ Biogas.

Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktions-system	Technologische Optionen		TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/M]						STANDARDWERT [gCO ₂ eq/M]							
			Anbau	Verar-beitung	Aufbe-reitung	Trans-port	Kompr-ession an der Tank-stelle	Gutsch-rift für Mist-/G-üllenut-zung	Anbau	Verar-beitung	Aufbe-reitung	Trans-port	Kompr-ession an der Tank-stelle	Gutsch-rift für Mist-/Gülle-nutzung		
Gülle	Offenes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	—	124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	—	124,4
		Abgasverbrennung	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	—	124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	—	124,4
	Geschlosse-nes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	—	111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	—	111,9
		Abgasverbrennung	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	—	111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	—	111,9
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	—	—	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	—	—
		Abgasverbrennung	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	—	—	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	—	—
	Geschlosse-nes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	—	—	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	—	—
		Abgasverbrennung	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	—	—	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	—	—
Bioabfall	Offenes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	—	—	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	—	—
		Abgasverbrennung	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	—	—	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	—	—
	Geschlosse-nes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	—	—	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	—	—
		Abgasverbrennung	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	—	—	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	—	—

D. TYPISCHE GESAMTWERTE UND STANDARDGESAMTWERTE DER BIOMASSE-BRENNSTOFFOPTIIONEN

Biomasse-Brennstoff-Produktions-system	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2 500 km	7	9
	2 500 bis 10 000 km	12	15
	Über 10 000 km	22	27
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2 500 bis 10 000 km	16	18
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	8	9
	500 bis 2 500 km	10	11
	2 500 bis 10 000 km	15	18
	über 10 000 km	25	30
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 2 500 km	8	10
	2 500 bis 10 000 km	14	16
	über 10 000 km	24	28
Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2 500 km	7	8
	2 500 bis 10 000 km	12	15
	über 10 000 km	22	27
Holzschnitzel aus Industriereststoffen	1 bis 500 km	4	5
	500 bis 2 500 km	6	7
	2 500 bis 10 000 km	11	13
	Über 10 000 km	21	25
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 1)	1 bis 500 km	29	35
	500 bis 2 500 km	29	35
	2 500 bis 10 000 km	30	36
	Über 10 000 km	34	41
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 2a)	1 bis 500 km	16	19
	500 bis 2 500 km	16	19
	2 500 bis 10 000 km	17	21
	Über 10 000 km	21	25

Biomasse-Brennstoff-Produktions-system	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 3a)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 2 500 km	6	7
	2 500 bis 10 000 km	7	8
	Über 10 000 km	11	13
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 1)	2 500 bis 10 000 km	33	39
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 2a)	2 500 bis 10 000 km	20	23
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 3a)	2 500 bis 10 000 km	10	11
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 1)	1 bis 500 km	31	37
	500 bis 10 000 km	32	38
	Über 10 000 km	36	43
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 2a)	1 bis 500 km	18	21
	500 bis 10 000 km	20	23
	Über 10 000 km	23	27
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 3a)	1 bis 500 km	8	9
	500 bis 10 000 km	10	11
	Über 10 000 km	13	15
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt — Fall 1)	1 bis 500 km	30	35
	500 bis 10 000 km	31	37
	Über 10 000 km	35	41
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt — Fall 2a)	1 bis 500 km	16	19
	500 bis 10 000 km	18	21
	Über 10 000 km	21	25
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt — Fall 3a)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 10 000 km	8	9
	Über 10 000 km	11	13

Biomasse-Brennstoff-Produktions-system	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 1)	1 bis 500 km	29	35
	500 bis 2 500 km	29	34
	2 500 bis 10 000 km	30	36
	Über 10 000 km	34	41
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 2a)	1 bis 500 km	16	18
	500 bis 2 500 km	15	18
	2 500 bis 10 000 km	17	20
	Über 10 000 km	21	25
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 3a)	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2 500 km	5	6
	2 500 bis 10 000 km	7	8
	Über 10 000 km	11	12
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 1)	1 bis 500 km	17	21
	500 bis 2 500 km	17	21
	2 500 bis 10 000 km	19	23
	Über 10 000 km	22	27
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 2a)	1 bis 500 km	9	11
	500 bis 2 500 km	9	11
	2 500 bis 10 000 km	10	13
	Über 10 000 km	14	17
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 3a)	1 bis 500 km	3	4
	500 bis 2 500 km	3	4
	2 500 bis 10 000 km	5	6
	Über 10 000 km	8	10

Fall 1 bezieht sich auf Verfahren, in denen ein Erdgaskessel genutzt wird, um der Pelletpresse Prozesswärme zu liefern. Der Prozessstrom wird aus dem Netz bezogen.

Fall 2a bezieht sich auf Verfahren, in denen ein mit Holzschnitzeln betriebener Kessel genutzt wird, um der Pelletpresse Prozesswärme zu liefern. Der Prozessstrom wird aus dem Netz bezogen.

Fall 3a bezieht sich auf Verfahren, in denen eine mit Holzschnitzeln betriebene KWK-Anlage genutzt wird, um der Pelletpresse Wärme und Elektrizität zu liefern.

Biomasse-Brennstoff-Produktions-system	Transportent-fernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <0,2 t/m ³ ⁽¹⁾	1 bis 500 km	4	4
	500 bis 2 500 km	8	9
	2 500 bis 10 000 km	15	18
	Über 10 000 km	29	35
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >0,2 t/m ³ ⁽²⁾	1 bis 500 km	4	4
	500 bis 2 500 km	5	6
	2 500 bis 10 000 km	8	10
	Über 10 000 km	15	18
Strohpellets	1 bis 500 km	8	10
	500 bis 10 000 km	10	12
	Über 10 000 km	14	16
Bagassebriketts	500 bis 10 000 km	5	6
	Über 10 000 km	9	10
Palmkern-Extraktionsschrot	Über 10 000 km	54	61
Palmkern-Extraktionsschrot (keine CH ₄ -Emissionen aus der Ölmühle)	Über 10 000 km	37	40

Typische Werte und Standardwerte — Biogas zur Elektrizitätserzeugung

Biogasproduktionssystem	Technologische Optionen		Typischer Wert	Standardwert
			Treibhausgas-emissionen (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhaus-gas-emissionen (gCO ₂ eq/MJ)
Biogas aus Gülle zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager ⁽³⁾	– 28	3
		Geschlossenes Gärrückstandslager ⁽⁴⁾	– 88	– 84
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	– 23	10
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 84	– 78
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	– 28	9
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 94	– 89

⁽¹⁾ Diese Gruppe von Materialien umfasst landwirtschaftliche Reststoffe von geringer Schüttdichte, darunter u. a. Strohballen, Haferspelzen, Reisspelzen und Rohrzuckerbagasseballen (unvollständige Liste).

⁽²⁾ Die Gruppe von landwirtschaftlichen Reststoffen mit höherer Schüttdichte umfasst Maiskolben, Nussschalen, Sojabohnenschalen und Palmkernschalen (unvollständige Liste).

⁽³⁾ Die offene Lagerung von Gärrückständen bringt zusätzliche Methanemissionen in Abhängigkeit von Wetter, Substrat und Vergärungseffizienz mit sich. Bei diesen Berechnungen entsprechen der Betrag für Mist/Gülle 0,05 MJ CH₄/MJ Biogas, für Mais 0,035 MJ CH₄/MJ Biogas und für Bioabfall 0,01 MJ CH₄/MJ Biogas.

⁽⁴⁾ Bei der geschlossenen Lagerung werden die Gärrückstände aus dem Zersetzungsprozess in einem gasdichten Tank gelagert, und es wird davon ausgegangen, dass das zusätzlich während der Lagerung freigegebene Gas für die Erzeugung zusätzlicher Elektrizität oder zusätzlichen Biomethans aufgefangen wird.

Biogasproduktionssystem	Technologische Optionen		Typischer Wert	Standardwert
			Treibhausgas-emissionen (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen (gCO ₂ eq/MJ)
Biogas aus Mais (gesamte Pflanze) zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	38	47
		Geschlossenes Gärrückstandslager	24	28
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	43	54
		Geschlossenes Gärrückstandslager	29	35
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	47	59
		Geschlossenes Gärrückstandslager	32	38
Biogas aus Bioabfall zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	31	44
		Geschlossenes Gärrückstandslager	9	13
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	37	52
		Geschlossenes Gärrückstandslager	15	21
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	41	57
		Geschlossenes Gärrückstandslager	16	22

Typische Werte und Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Biomethan aus Gülle	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung ⁽¹⁾	– 20	22
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung ⁽²⁾	– 35	1
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	– 88	– 79
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	– 103	– 100
Biomethan aus Mais (gesamte Pflanze)	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	58	73
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	43	52
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	51
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	26	30

⁽¹⁾ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Adsorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH₄/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

⁽²⁾ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), chemische Adsorption (Chemical Scrubbing), physikalische Adsorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Biomethan aus Bioabfall	Offenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	51	71
	Offenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	36	50
	Geschlossenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	25	35
	Geschlossenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	10	14

Typische Werte und Standardwerte — Biogas zur Elektrizitätserzeugung — Vermischung von Mist/Gülle und Mais: Treibhausgasemissionen mit Anteilsangaben auf Grundlage von Frischmasse

Biogasproduktionssystem	Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)	
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	17	33
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 12	– 9
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	22	40
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 7	– 2
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	23	43
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 9	– 4
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	24	37
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0	3
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	29	45
		Geschlossenes Gärrückstandslager	4	10
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	31	48
		Geschlossenes Gärrückstandslager	4	10
Mist/Gülle — Mais 60 % — 40 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	28	40
		Geschlossenes Gärrückstandslager	7	11
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	33	47
		Geschlossenes Gärrückstandslager	12	18
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	36	52
		Geschlossenes Gärrückstandslager	12	18

Anmerkungen

Fall 1 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität und Wärme von der KWK-Anlage selbst geliefert werden.

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird. In einigen Mitgliedstaaten ist es Betreibern nicht gestattet, Beihilfen für die Bruttoproduktion zu beantragen, sodass eine Zusammensetzung wie in Fall 1 wahrscheinlicher ist.

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen und die Prozesswärme von einem Biogaskessel geliefert wird. Dieser Fall gilt für einige Anlagen, bei denen der KWK-Kessel nicht vor Ort ist und Biogas verkauft (aber nicht zu Biomethan aufbereitet) wird.

Typische Werte und Standardwerte — Biomethan — Vermischung von Mist/Gülle und Mais: Treibhausgasemissionen mit Anteilsangaben auf Grundlage von Frischmasse

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Typischer Wert	Standardwert
		(gCO ₂ eq/MJ)	(gCO ₂ eq/MJ)
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	32	57
	Offenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	17	36
	Geschlossenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	- 1	9
	Geschlossenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	- 16	- 12
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Offenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	62
	Offenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	26	41
	Geschlossenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	13	22
	Geschlossenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	- 2	1
Mist/Gülle — Mais 60 % - 40 %	Offenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	46	66
	Offenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	31	45
	Geschlossenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	22	31
	Geschlossenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	7	10

Bei Biomethan, das in Form von komprimiertem Biomethan als Kraftstoff für den Verkehr verwendet wird, müssen zu den typischen Werten 3,3 gCO₂eq/MJ Biomethan und zu den Standardwerten 4,6 gCO₂eq/MJ Biomethan addiert werden.

ANHANG VII

BERÜCKSICHTIGUNG VON ENERGIE AUS WÄRMEPUMPEN

Die Menge der durch Wärmepumpen gebundenen aerothermischen, geothermischen oder hydrothermischen Energie, die für die Zwecke dieser Richtlinie als Energie aus erneuerbaren Quellen, E_{RES} , betrachtet wird, wird nach folgender Formel berechnet:

$$E_{RES} = Q_{usable} * (1 - 1/SPF)$$

Dabei sind:

- Q_{usable} = die geschätzte, durch Wärmepumpen, die die in Artikel 7 Absatz 4 genannten Kriterien erfüllen, erzeugte gesamte Nutzwärme, wie folgt umgesetzt: Nur Wärmepumpen, für die $SPF > 1,15 * 1/\eta$, werden berücksichtigt;
 - SPF = der geschätzte jahreszeitbedingte Leistungsfaktor für diese Wärmepumpen;
 - η = das Verhältnis zwischen der gesamten Bruttoelektrizitätsproduktion und dem Primärenergieverbrauch für die Elektrizitätsproduktion; sie wird als EU-Durchschnitt auf der Grundlage von Eurostat-Daten berechnet.
-

ANHANG VIII

TEIL A. VORLÄUFIGE GESCHÄTZTE EMISSIONEN INFOLGE VON INDIREKTEN LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN DURCH ROHSTOFFE FÜR BOKRAFTSTOFFE, FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE UND BIOMASSE-BRENNSTOFFE (gCO₂eq/MJ) ⁽¹⁾

Rohstoffgruppe	Mittelwert ⁽²⁾	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen ⁽³⁾
Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt	12	8 bis 16
Zuckerpflanzen	13	4 bis 17
Ölpflanzen	55	33 bis 66

TEIL B. BOKRAFTSTOFFE, FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE UND BIOMASSE-BRENNSTOFFE, BEI DENEN DIE EMISSIONEN INFOLGE INDIREKTER LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN MIT NULL ANGESETZT WERDEN

Bei Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die aus den folgenden Kategorien von Rohstoffen produziert werden, werden die geschätzten Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen mit Null angesetzt:

1. Rohstoffe, die nicht in Teil A dieses Anhangs aufgeführt sind;
2. Rohstoffe, deren Anbau zu direkten Landnutzungsänderungen geführt hat, d. h. zu einem Wechsel von einer der folgenden Kategorien des IPCC in Bezug auf die Bodenbedeckung — bewaldete Flächen, Grünland, Feuchtgebiete, Ansiedlungen oder sonstige Flächen — zu Kulturflächen oder Dauerkulturen ⁽⁴⁾. In diesem Fall hätte ein „Emissionswert für direkte Landnutzungsänderungen (e)“ nach Anhang V Teil C Nummer 7 berechnet werden müssen.

⁽¹⁾ Die hier gemeldeten Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell modellierten Rohstoffwerte dar. Die Höhe der Werte in diesem Anhang kann durch die Bandbreite der Grundannahmen (wie etwa Behandlung von Nebenprodukten, Entwicklung der Erträge, Kohlenstoffbestände und Verdrängung anderer Grundstoffe) beeinflusst werden, die in den für deren Schätzung herangezogenen Wirtschaftsmodellen verwendet werden. Obwohl es daher nicht möglich ist, die mit derartigen Schätzungen verbundene Unsicherheitsbandbreite vollständig zu beschreiben, wurde eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse durchgeführt, die auf einer zufälligen Variation der Kernparameter basiert (sogenannte Monte-Carlo-Analyse).

⁽²⁾ Die hier aufgenommenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

⁽³⁾ Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts. Das fünfte Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 5 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse unter 8, 4 und 33 gCO₂eq/MJ). Das fünfundneunzigste Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 95 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse über 16, 17 und 66 gCO₂eq/MJ).

⁽⁴⁾ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird, z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen.

ANHANG IX

Teil A. Rohstoffe zur Produktion von Biogas für den Verkehr und fortschrittlicher Biokraftstoffe, deren Beitrag zu den Mindestanteilen gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 und 4 mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt werden kann

- a) Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert;
- b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Absatz 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG gelten;
- c) Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Nummer 11 der genannten Richtlinie unterliegt;
- d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe;
- e) Stroh;
- f) Mist/Gülle und Klärschlamm;
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;
- h) Tallölpech;
- i) Rohglyzerin;
- j) Bagasse;
- k) Traubentrester und Weintrub;
- l) Nussschalen;
- m) Hülsen;
- n) entkernte Maiskolben;
- o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz.

Teil B. Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, deren Beitrag zu den Mindestanteilen gemäß Artikel 25 Unterabsatz 1 begrenzt ist und mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt werden kann

- a) gebrauchtes Speiseöl;
- b) tierische Fette, die in die Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 eingestuft sind.

ANHANG X

TEIL A

Aufgehobene Richtlinie mit Liste ihrer nachfolgenden Änderungen (gemäß Artikel 37)

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16)	
Richtlinie 2013/18/EU des Rates (ABl. L 158 vom 10.6.2013, S. 230)	
Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 239 vom 15.9.2015, S. 1)	Nur Artikel 2

TEIL B

**Fristen für die Umsetzung in nationales Recht
(gemäß Artikel 36)**

Richtlinie	Frist für die Umsetzung
2009/28/EG	25. Juni 2009
2013/18/EU	1. Juli 2013
(EU) 2015/1513	10. September 2017

ANHANG XI

Entsprechungstabelle

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
Artikel 1	Artikel 1
Artikel 2 Unterabsatz 1	Artikel 2 Unterabsatz 1
Artikel 2 Unterabsatz 2 Eingangsteil	Artikel 2 Unterabsatz 2 Eingangsteil
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe a	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummer 1
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe b	—
—	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummer 2
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe c	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummer 3
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe d	—
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstaben e, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v und w	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummern 2, 4, 19, 32, 33, 12, 5, 6, 45, 46, 47, 23, 39, 41, 42, 43, 36, 44 und 37
—	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummern 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 34, 35, 38 und 40
Artikel 3	—
—	Artikel 3
Artikel 4	—
—	Artikel 4
—	Artikel 5
—	Artikel 6
Artikel 5 Absatz 1	Artikel 7 Absatz 1
Artikel 5 Absatz 2	—
Artikel 5 Absatz 3	Artikel 7 Absatz 2
Artikel 5 Absatz 4, Unterabsätze 1, 2, 3 und 4	Artikel 7 Absatz 2 Unterabsätze 1, 2, 3 und 4
—	Artikel 7 Absatz 3 Unterabsätze 5 und 6
—	Artikel 7 Absatz 4
Artikel 5 Absatz 5	Artikel 27 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c
Artikel 5 Absätze 6 und 7	Artikel 7 Absätze 5 und 6
Artikel 6 Absatz 1	Artikel 8 Absatz 1
—	Artikel 8 Absätze 2 und 3
Artikel 6 Absätze 2 und 3	Artikel 8 Absätze 4 und 5
Artikel 7 Absätze 1,2, 3, 4 und 5	Artikel 9 Absätze 1,2, 3, 4 und 5
—	Artikel 9 Absatz 6
Artikel 8	Artikel 10
Artikel 9 Absatz 1	Artikel 11 Absatz 1
Artikel 9 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 11 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 11 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstabe d
Artikel 10	Artikel 12
Artikel 11 Absätze 1, 2 und 3	Artikel 13 Absätze 1, 2 und 3

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
—	Artikel 13 Absatz 4
Artikel 12	Artikel 14
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 15 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 2	Artikel 15 Absatz 1 Unterabsatz 2
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstaben a und b	—
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstaben c, d, e und f	Artikel 15 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstaben a, b, c und d
Artikel 13 Absätze 2, 3, 4 und 5	Artikel 15 Absätze 2, 3, 4 und 5
Artikel 13 Absatz 6 Unterabsatz 1	Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1
Artikel 13 Absatz 6 Unterabsätze 2, 3, 4 und 5	—
—	Artikel 15 Absätze 7 und 8
—	Artikel 16
—	Artikel 17
Artikel 14	Artikel 18
Artikel 15 Absatz 1	Artikel 19 Absatz 1
Artikel 15 Absatz 2 Unterabsätze 1, 2 und 3	Artikel 19 Absatz 2 Unterabsätze 1, 2 und 3
—	Artikel 19 Absatz 2 Unterabsätze 4 und 5
Artikel 15 Absatz 2 Unterabsatz 4	Artikel 19 Absatz 2 Unterabsatz 6
Artikel 15 Absatz 3	—
—	Artikel 19 Absätze 3 und 4
Artikel 15 Absätze 4 und 5	Artikel 19 Absätze 5 und 6
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstabe a	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe a
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer i	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer i
—	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer ii
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer ii	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer iii
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstaben c, d, e und f	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstaben c, d, e und f
—	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 2
Artikel 15 Absatz 7	Artikel 19 Absatz 8
Artikel 15 Absatz 8	—
Artikel 15 Absätze 9 und 10	Artikel 19 Absätze 9 und 10
—	Artikel 19 Absatz 11
Artikel 15 Absätze 11	Artikel 19 Absatz 12
Artikel 15 Absatz 12	—
—	Artikel 19 Absatz 13
Artikel 16 Absätze 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 und 8	—
Artikel 16 Absätze 9, 10 und 11	Artikel 20 Absätze 1, 2 und 3
—	Artikel 21
—	Artikel 22
—	Artikel 23
—	Artikel 24
—	Artikel 25
—	Artikel 26

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
—	Artikel 27
—	Artikel 28
Artikel 17 Absatz 1 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 29 Absatz 1 Unterabsätze 1 und 2
—	Artikel 29 Absatz 1 Unterabsätze 3 und 4
—	Artikel 29 Absatz 2
Artikel 17 Absatz 2 Unterabsätze 1 und 2	—
Artikel 17 Absatz 2 Unterabsatz 3	Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 3
Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe a	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe a
—	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe b
Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstaben b und c	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstaben c und d
—	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 2
Artikel 17 Absatz 4	Artikel 29 Absatz 4
Artikel 17 Absatz 5	Artikel 29 Absatz 5
Artikel 17 Absätze 6 und 7	—
—	Artikel 29 Absätze 6, 7, 8, 9, 10 und 11
Artikel 17 Absatz 8	Artikel 29 Absatz 12
Artikel 17 Absatz 9	—
—	Artikel 29 Absätze 13 und 14
Artikel 18 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, c und d
—	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b
—	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 2
Artikel 18 Absatz 2	—
—	Artikel 30 Absatz 2
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsatz 1	Artikel 30 Absatz 3 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsätze 2 und 3	—
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsätze 4 und 5	Artikel 30 Absatz 3 Unterabsätze 2 und 3
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 1	—
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsätze 2 und 3	Artikel 30 Absatz 4 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 4	—
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 30 Absatz 5 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsatz 3	Artikel 30 Absatz 8 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsatz 4	Artikel 30 Absatz 5 Unterabsatz 3
—	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsatz 3	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 2
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 30 Absatz 5 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 3	—
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 4	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 3
—	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 4
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 5	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 5
Artikel 18 Absatz 7	Artikel 30 Absatz 7 Unterabsatz 1

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
—	Artikel 30 Absatz 7 Unterabsatz 2
Artikel 18 Absätze 8 und 9	—
—	Artikel 30 Absatz 10
Artikel 19 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 31 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 19 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 31 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 31 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe d
Artikel 19 Absätze 2, 3 und 4	Artikel 31 Absätze 2, 3 und 4
Artikel 19 Absatz 5	—
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1	Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 1
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 erster, zweiter, dritter und vierter Gedankenstrich	—
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsätze 2 und 3	Artikel 31 Absatz 5 Unterabsätze 2 und 3
Artikel 19 Absatz 8	Artikel 31 Absatz 6
Artikel 20	Artikel 32
Artikel 22	—
Artikel 23 Absätze 1 und 2	Artikel 33 Absätze 1 und 2
Artikel 23 Absätze 3, 4, 5, 6, 7 und 8	—
Artikel 23 Absatz 9	Artikel 33 Absatz 3
Artikel 23 Absatz 10	Artikel 33 Absatz 4
Artikel 24	—
Artikel 25 Absatz 1	Artikel 34 Absatz 1
Artikel 25 Absatz 2	—
Artikel 25 Absatz 3	Artikel 34 Absatz 2
Artikel 25a Absatz 1	Artikel 35 Absatz 1
Artikel 25a Absatz 2	Artikel 35 Absätze 2 und 3
Artikel 25a Absatz 3	Artikel 35 Absatz 4
—	Artikel 35 Absatz 5
Artikel 25a Absätze 4 und 5	Artikel 35 Absätze 6 und 7
Artikel 26	—
Artikel 27	Artikel 36
—	Artikel 37
Artikel 28	Artikel 38
Artikel 29	Artikel 39
Anhang I	Anhang I
Anhang II	Anhang II
Anhang III	Anhang III
Anhang IV	Anhang IV
Anhang V	Anhang V
Anhang VI	—
—	Anhang VI
Anhang VII	Anhang VII
Anhang VIII	Anhang VIII
Anhang IX	Anhang IX
—	Anhang X
—	Anhang XI

RICHTLINIEN

RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 5. Juni 2019

mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

(Neufassung)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 194 Absatz 2,

auf Vorschlag der Europäischen Kommission,

nach Zuleitung des Entwurfs des Gesetzgebungsakts an die nationalen Parlamente,

nach Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses ⁽¹⁾,

nach Stellungnahme des Ausschusses der Regionen ⁽²⁾,

gemäß dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren ⁽³⁾,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Die Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁴⁾ ist erheblich zu ändern. Aus Gründen der Klarheit empfiehlt es sich, die genannte Richtlinie neu zu fassen.
- (2) Der Elektrizitätsbinnenmarkt, der seit 1999 in der Union schrittweise geschaffen wird, soll allen privaten und gewerblichen Endkunden in der Union durch die Gestaltung wettbewerbsgeprägter länderübergreifender Elektrizitätsmärkte eine echte Wahl ermöglichen, den Unternehmen neue Geschäftschancen eröffnen, wettbewerbsfähige Preise, effiziente Investitionssignale und höhere Dienstleistungsanforderungen bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen.
- (3) Die Richtlinien 2003/54/EG und 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁵⁾ waren ein wichtiger Beitrag zur Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes. Das Energiesystem der Union durchlebt allerdings zurzeit tiefgreifende Veränderungen. Mit dem gemeinsamen Ziel der Dekarbonisierung des Energiesystems ergeben sich für die Marktteilnehmer neue Chancen und Herausforderungen. Gleichzeitig entstehen durch technologische Entwicklungen neue Formen der Beteiligung der Verbraucher und der länderübergreifenden Zusammenarbeit. Es besteht die Notwendigkeit, die Marktvorschriften der Union den neuen Marktgegebenheiten anzupassen.
- (4) Die Mitteilung der Kommission vom 25. Februar 2015 mit dem Titel „Eine Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie“ eröffnet eine Vision für eine Energieunion, in deren Mittelpunkt die Bürgerinnen und Bürger stehen, die Verantwortung für die Energiewende übernehmen, neue Technologien zur Senkung ihrer Energiekosten nutzen und aktiv am Markt teilnehmen, und in der gefährdete Kunden geschützt werden.

⁽¹⁾ ABl. C 288 vom 31.8.2017, S. 91.

⁽²⁾ ABl. C 342 vom 12.10.2017, S. 79.

⁽³⁾ Standpunkt des Europäischen Parlaments vom 26. März 2019 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht) und Beschluss des Rates vom 22. Mai 2019.

⁽⁴⁾ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

⁽⁵⁾ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 37), aufgehoben und ersetzt mit Wirkung vom 2. März 2011 durch Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

- (5) In der Mitteilung der Kommission vom 15. Juli 2015 mit dem Titel „Verbesserte Möglichkeiten für Energieverbraucher“ werden die Vorstellungen der Kommission von einem Endkundenmarkt dargelegt, der den Bedürfnissen der Energieverbraucher unter anderem durch die bessere Verknüpfung von Großhandels- und Endkundenmärkten besser gerecht wird. Mittels neuer Technologien sollen neue und innovative Energiedienstleistungsunternehmen alle Verbraucher in die Lage versetzen, sich umfassend an der Energiewende zu beteiligen und ihren Verbrauch so zu steuern, dass energieeffiziente Lösungen erzielt werden, durch die sie Geld sparen und die insgesamt dazu beitragen, den Energieverbrauch zu senken.
- (6) In der Mitteilung der Kommission vom 15. Juli 2015 mit dem Titel „Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarktes“ betonte die Kommission, dass die Abkehr von der Stromerzeugung in großen zentralen Erzeugungsanlagen hin zur dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hin zu dekarbonisierten Märkten eine Anpassung der geltenden Vorschriften für den Stromhandel sowie Änderungen der Aufgaben bisheriger Marktteilnehmer erfordert. Ferner wurde in der Mitteilung als dringend geboten erachtet, die Elektrizitätsmärkte flexibler zu gestalten und alle Akteure — darunter die Erzeuger von erneuerbarer Energie, neue Energiedienstleistungsunternehmen, Energiespeicherbetreiber und Lastmanager — vollständig einzubinden. Ebenso dringend muss die Union in die Vernetzung auf Unionsebene investieren, damit Elektrizität über Hochspannungsnetze übertragen werden kann.
- (7) Damit ein Elektrizitätsbinnenmarkt geschaffen werden kann, sollten die Mitgliedstaaten die Integration ihrer nationalen Märkte und die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern auf Unionsebene und auf regionaler Ebene fördern, und die isolierten Netze der in der Union nach wie vor bestehenden sogenannten Strominseln einbinden.
- (8) Zusätzlich zur der Bewältigung neuer Herausforderungen dient diese Richtlinie dazu, die nach wie vor bestehenden Hindernisse für die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarkts zu beseitigen. Durch die Anpassung des Rechtsrahmens soll die derzeitige Fragmentierung der nationalen Märkte, die häufig noch immer durch ein hohes Maß an regulatorischen Eingriffen gekennzeichnet sind, überwunden werden. Eingriffe dieser Art haben zu Hindernissen für die Versorgung von Elektrizität zu gleichen Bedingungen sowie im Vergleich zu Lösungen, die auf länderübergreifender Zusammenarbeit und marktwirtschaftlichen Grundsätzen beruhen, zu höheren Kosten geführt.
- (9) Die Ziele der Union im Bereich der erneuerbaren Energie würden am effizientesten dadurch erreichen werden, dass ein Marktumfeld geschaffen wird, in dem sich Flexibilität und Innovation lohnen. Ein gut funktionierender Elektrizitätsmarkt ist die entscheidende Voraussetzung dafür, dass sich erneuerbare Energie auf dem Markt durchsetzt.
- (10) Die Verbraucher sind von zentraler Bedeutung, um die notwendige Flexibilität zur Anpassung des Elektrizitätsnetzes an die variable und dezentrale Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität zu erreichen. Technologische Fortschritte bei der Netzverwaltung und der Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität haben den Verbrauchern viele Möglichkeiten eröffnet. Ein gesunder Wettbewerb auf den Endkundenmärkten ist eine grundlegende Voraussetzung für die marktorientierte Einführung neuer, innovativer Dienstleistungen, bei denen den sich wandelnden Bedürfnissen und Fähigkeiten der Verbraucher bei gleichzeitiger Erhöhung der Systemflexibilität Rechnung getragen wird. Da den Verbrauchern kaum Echtzeitinformationen oder Fast-Echtzeit-Informationen über ihren Energieverbrauch vorliegen, können sie weder aktiv am Energiemarkt teilnehmen noch tatkräftig an der Energiewende mitwirken. Indem die Verbraucher die Möglichkeit erhalten, sich stärker und mit dem entsprechenden Rüstzeug auf neue Art und Weise am Energiemarkt zu beteiligen, ist es beabsichtigt, dass die Bürgerinnen und Bürger in der Union vom Elektrizitätsbinnenmarkt profitieren und dass die Unionsziele im Bereich erneuerbarer Energie erreicht werden.
- (11) Die Freiheiten, die der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) den Bürgern der Union garantiert, unter anderem der freie Warenverkehr, die Niederlassungsfreiheit und der freie Dienstleistungsverkehr, sind nur in einem vollständig geöffneten Markt erreichbar, auf dem alle Verbraucher ihre Versorger frei wählen und alle Versorger ihre Kunden frei beliefern können.
- (12) Für die Mitgliedstaaten ist es die oberste Priorität, fairen Wettbewerb und den freien Marktzugang für die einzelnen Versorger zu fördern, damit die Verbraucher die Vorzüge eines liberalisierten Elektrizitätsbinnenmarkts im vollen Umfang nutzen können. In kleinen Stromnetzen in Randlage und nicht mit anderen Mitgliedstaaten verbundenen Netzen, bei denen mit den Strompreisen nicht die richtigen Investitionsanreize gesetzt werden, kann es jedoch weiterhin passieren, dass der Markt versagt, weshalb spezielle Lösungen erforderlich sind, um eine Versorgung auf angemessenem Niveau sicherzustellen.
- (13) Um den Wettbewerb zu fördern und die Stromversorgung zu den wettbewerbsfähigsten Preisen zu sichern, sollten die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden den länderübergreifenden Zugang sowohl für neue Stromversorger, die Energie aus unterschiedlichen Quellen erzeugen, als auch für neue Anbieter in den Bereichen Erzeugung, Energiespeicherung und Laststeuerung (demand response) begünstigen.

- (14) Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass im Elektrizitätsbinnenmarkt der Marktzutritt, das Funktionieren des Marktes und der Marktaustritt nicht unnötig behindert werden. Zugleich sollte klargestellt werden, dass diese Verpflichtung die Zuständigkeiten, die die Mitgliedstaaten gegenüber Drittländern behalten, nicht berührt. Diese Klarstellung sollte nicht so ausgelegt werden, dass ein Mitgliedstaat in die Lage versetzt wird, die ausschließliche Zuständigkeit der Union auszuüben. Außerdem sollte klargestellt werden, dass Marktteilnehmer aus Drittländern, die auf dem Binnenmarkt tätig sind, genau wie alle übrigen Marktteilnehmer die geltenden Rechtsvorschriften der Union und der Mitgliedstaaten einzuhalten haben.
- (15) Die Marktvorschriften ermöglichen den Markteintritt und -austritt von Erzeugern und Versorgern auf der Grundlage der von ihnen durchgeführten Bewertung der wirtschaftlichen und finanziellen Tragfähigkeit ihrer Tätigkeit. Dieser Grundsatz ist nicht mit der Möglichkeit der Mitgliedstaaten unvereinbar, den im Elektrizitätssektor tätigen Unternehmen gemäß den Verträgen, insbesondere Artikel 106 AEUV, und gemäß den Bestimmungen dieser Richtlinie und der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁶⁾ im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen aufzuerlegen.
- (16) Der Europäische Rat vom 23. und 24. Oktober 2014 wies in seinen Schlussfolgerungen darauf hin, dass die Kommission mit Unterstützung der Mitgliedstaaten rasch Maßnahmen zu ergreifen hat, damit das 10 %-Mindestziel für den aktuellen Stromverbund schnellstmöglich erreicht wird, und zwar bis spätestens 2020, zumindest für diejenigen Mitgliedstaaten, die das Mindestniveau der Integration in den Energiebinnenmarkt noch nicht erreicht haben, nämlich die baltischen Staaten, Portugal und Spanien, und für die Mitgliedstaaten, die deren wichtigsten Zugangspunkt zum Energiebinnenmarkt bilden. Ferner stellte er fest, dass die Kommission dem Europäischen Rat regelmäßig Bericht erstatten soll, damit bis 2030 ein Verbundziel von 15 % erreicht wird.
- (17) Ein ausreichender physischer Verbund mit Nachbarländern ist wichtig, damit die Mitgliedstaaten und Nachbarländer von den positiven Auswirkungen des Binnenmarkts profitieren können — wie in der Mitteilung der Kommission vom 23. November 2017 mit dem Titel „Mitteilung über die Stärkung der europäischen Energienetze“ dargelegt, sowie in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen der Mitgliedstaaten im Rahmen der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁷⁾ berücksichtigt.
- (18) Die Elektrizitätsmärkte unterscheiden sich von anderen Märkten wie Erdgasmärkten, beispielsweise weil auf ihnen eine Ware gehandelt wird, die sich derzeit nicht leicht speichern lässt und in vielen verschiedenen Erzeugungsanlagen, auch durch verteilte Erzeugung, erzeugt wird. Diesem Sachverhalt wurde durch verschiedene Regulierungsansätze für Verbindungsleitungen in der Elektrizitäts- bzw. Erdgaswirtschaft Rechnung getragen. Die Integration der Elektrizitätsmärkte erfordert ein hohes Maß an Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern, Marktteilnehmern und Regulierungsbehörden, insbesondere wenn Elektrizität im Rahmen der Marktkopplung gehandelt wird.
- (19) Auch die Sicherstellung gemeinsamer Regeln für einen echten Elektrizitätsbinnenmarkt und eine umfassende, allgemein zugängliche Energieversorgung sollten zu den zentralen Zielen dieser Richtlinie gehören. Unverzerrte Marktpreise würden in diesem Zusammenhang einen Anreiz für den Aufbau länderübergreifender Verbindungsleitungen und für Investitionen in neue Elektrizitätserzeugung bieten und dabei langfristig zu einer Konvergenz der Preise führen.
- (20) Mit den Marktpreisen sollten die richtigen Impulse für den Ausbau des Netzes und für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen gesetzt werden.
- (21) Es gibt verschiedene Arten der Marktorganisation für den Energiebinnenmarkt. Die Maßnahmen, die die Mitgliedstaaten gemäß dieser Richtlinie treffen könnten, um gleiche Ausgangsbedingungen zu gewährleisten, sollten auf zwingenden Gründen des Allgemeininteresses beruhen. Die Kommission sollte zur Frage der Vereinbarkeit dieser Maßnahmen mit dem AEUV und dem sonstigen Unionsrecht gehört werden.
- (22) Die Mitgliedstaaten sollten bei der Auferlegung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen für die Elektrizitätsunternehmen zur Verfolgung von Zielen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse auch künftig über einen breiten Ermessensspielraum verfügen. Die Mitgliedstaaten sollten dafür Sorge tragen, dass Haushaltskunden und, soweit die Mitgliedstaaten es für angezeigt halten, Kleinunternehmen das Recht auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu leicht vergleichbaren, transparenten und wettbewerbsfähigen Preisen haben. Gleichwohl sind gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen in Form der Festsetzung der Stromversorgungspreise eine grundsätzlich wettbewerbsverzerrende Maßnahme, die oft zu einer Kumulierung von Defiziten bei den Stromtarifen, eingeschränkten Wahlmöglichkeiten für die Verbraucher, weniger Anreizen für Investitionen in

⁽⁶⁾ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (siehe Seite 54 dieses Amtsblatts).

⁽⁷⁾ 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).

Energieeinsparungen und Energieeffizienz, geringerer Dienstleistungsqualität, einem geringeren Maß an Einbeziehung und Zufriedenheit der Verbraucher, einer Einschränkung des Wettbewerbs und einem geringeren Umfang an innovativen Produkten und Dienstleistungen auf dem Markt führt. Die Mitgliedstaaten sollten daher andere politische Instrumente und insbesondere gezielte sozialpolitische Maßnahmen anwenden, um den Bürgerinnen und Bürgern eine Stromversorgung zu erschwinglichen Preisen zu sichern. Öffentliche Eingriffe in die Preisbildung für die Stromversorgung sollten nur als gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und unter den in dieser Richtlinie angegebenen besonderen Voraussetzungen vorgenommen werden. Der Preiswettbewerb wie auch der Wettbewerb im außerpreislichen Bereich zwischen den vorhandenen Versorgern würden durch einen vollständig liberalisierten, gut funktionierenden Endkundenelektrizitätsmarkt gefördert, und es würden Anreize für neue Markteintritte geschaffen, sodass die Wahlmöglichkeiten für die Verbraucher und die Verbraucherezufriedenheit zunehmen.

- (23) Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen in Form der Festsetzung der Stromversorgungspreise sollten, ohne den Grundsatz der offenen Märkte zu umgehen, unter klar bestimmten Umständen auferlegt werden, auf einen klar bestimmten Kreis von Begünstigten Anwendung finden und sollte befristet sein. Solche Umstände könnten beispielsweise vorliegen, wenn die Versorgung erheblich eingeschränkt ist und wesentlich höhere Strompreise als üblich verursacht, oder im Fall eines Marktversagens, wenn sich Eingriffe der Regulierungsbehörden und Wettbewerbsbehörden als unwirksam erwiesen haben. Das würde Haushalte und insbesondere schutzbedürftige Kunden, die üblicherweise einen höheren Teil ihres verfügbaren Einkommens für Energieabrechnungen aufwenden als Verbraucher mit hohem Einkommen, unverhältnismäßig belasten. Um die wettbewerbsverzerrende Wirkung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen auf die Preisfestsetzung in der Stromversorgung zu mindern, sollten die Mitgliedstaaten, die derartige Eingriffe vornehmen, zusätzliche Maßnahmen — einschließlich Maßnahmen zur Vermeidung von Verzerrungen der Festsetzung von Großhandelspreisen — einführen. Die Mitgliedstaaten sollten dafür sorgen, dass alle Begünstigten regulierter Preise auf Wunsch auch die verfügbaren Angebote auf dem Wettbewerbsmarkt uneingeschränkt in Anspruch nehmen können. Zu diesem Zweck müssen diese Begünstigten mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden und Zugang zu Verträgen mit dynamischen Stromtarifen haben. Darüber hinaus sollten sie unmittelbar und regelmäßig über die auf dem Wettbewerbsmarkt verfügbaren Angebote und Einsparmöglichkeiten — insbesondere über Verträge mit dynamischen Stromtarifen — unterrichtet und sollten dabei unterstützt werden, sich auf marktgestützte Angebote einzulassen und aus ihnen Nutzen zu ziehen.
- (24) Das Recht von Begünstigten regulierter Preise, ohne Mehrkosten individuelle intelligente Zähler zu erhalten, sollte die Mitgliedstaaten, in welchen keine Infrastruktur für intelligente Zähler vorhanden ist, weil die Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung intelligenter Messsysteme negativ war, nicht daran hindern, die Funktionen intelligenter Messsysteme zu verändern.
- (25) Öffentliche Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise sollten nicht zu einer direkten Quersubventionierung zwischen verschiedenen Kundenkategorien führen. Nach diesem Grundsatz dürfen Preissysteme nicht ausdrücklich vorsehen, dass bestimmte Kundenkategorien die Kosten von Preiseingriffen, die andere Kundenkategorien betreffen, tragen. Beispielsweise sollten Preissysteme, in denen Kosten von Versorgern oder anderen Betreibern diskriminierungsfrei getragen werden, nicht als direkte Quersubventionierung gelten.
- (26) Damit die Qualität gemeinwirtschaftlicher Leistungen in der Union auch künftig hohen Anforderungen genügt, sollten die Mitgliedstaaten die Kommission regelmäßig über alle Maßnahmen unterrichten, die sie zur Verwirklichung der Ziele dieser Richtlinie getroffen haben. Die Kommission sollte regelmäßig Berichte veröffentlichen, in denen die Maßnahmen der Mitgliedstaaten zur Erreichung gemeinwirtschaftlicher Ziele untersucht und in ihrer Wirksamkeit verglichen werden, um Empfehlungen für Maßnahmen auszusprechen, die auf einzelstaatlicher Ebene zur Wahrung eines hohen Standards gemeinwirtschaftlicher Leistungen zu ergreifen sind.
- (27) Die Mitgliedstaaten sollten einen Versorger letzter Instanz benennen dürfen. Hierbei könnte es sich um die Verkaufsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens handeln, die auch die Tätigkeit der Verteilung ausübt, sofern die Entflechtungsanforderungen gemäß dieser Richtlinie erfüllt sind.
- (28) Die von den Mitgliedstaaten zur Verwirklichung der Ziele des sozialen und wirtschaftlichen Zusammenhalts ergriffenen Maßnahmen können insbesondere die Schaffung geeigneter wirtschaftlicher Anreize, nötigenfalls unter Einsatz jeglicher auf nationaler Ebene oder Unionsebene vorhandenen Instrumente, umfassen. Zu diesen Instrumenten können auch Haftungsregelungen zur Absicherung der erforderlichen Investitionen zählen.
- (29) Soweit die von den Mitgliedstaaten zur Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen getroffenen Maßnahmen staatliche Beihilfen nach Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellen, sind sie der Kommission gemäß dessen Artikel 108 Absatz 3 AEUV mitzuteilen.

- (30) Das branchenübergreifende Recht bietet eine solide Grundlage für den Verbraucherschutz bei einer großen Bandbreite bestehender Energiedienstleistungen, und wird sich wahrscheinlich weiterentwickeln. Bestimmte grundlegende vertragliche Rechte der Kunden sollten jedoch eindeutig definiert werden.
- (31) Die Verbraucher sollten klar und unmissverständlich über ihre Rechte gegenüber der Energiewirtschaft informiert werden. Die Kommission hat nach Absprache mit den relevanten Interessenträgern, einschließlich der Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, Verbraucherorganisationen und Elektrizitätsunternehmen, eine Checkliste für Energieverbraucher erstellt, die praktische Informationen für die Verbraucher über ihre Rechte enthält. Diese Checkliste sollte auf dem neuesten Stand gehalten, allen Verbrauchern zur Verfügung gestellt und öffentlich zugänglich gemacht werden.
- (32) Mehrere Faktoren erschweren den Verbrauchern den Zugang, das Verständnis und die Nutzung der verschiedenen, ihnen zur Verfügung stehenden Quellen von Marktinformationen. Daraus ergibt sich, dass die Angebote vergleichbarer gestaltet und die Hindernisse für einen Versorgerwechsel auf ein Mindestmaß reduziert werden sollten, ohne die Wahlmöglichkeiten für die Verbraucher übermäßig einzuschränken.
- (33) Nach einem Wechsel des Versorgers werden kleineren Kunden nach wie vor eine Vielzahl von Gebühren direkt oder indirekt in Rechnung gestellt. Solche Gebühren erschweren es, das beste Produkt oder die beste Dienstleistung zu erkennen und schmälern den sich aus einem Versorgerwechsel ergebenden unmittelbaren finanziellen Vorteil. Wenngleich die Wahlmöglichkeiten der Verbraucher durch eine Aufhebung dieser Gebühren möglicherweise insofern eingeschränkt werden könnten, als auf die Vergütung von Kundentreue ausgelegte Produkte vom Markt verschwinden, dürften weitere Gebührenbeschränkungen dem Wohl und der Einbeziehung der Verbraucher sowie dem Marktwettbewerb zugutekommen.
- (34) kürzeren Wechselfristen dürften die Verbraucher dazu ermutigen, sich nach besseren Energieangeboten umzusehen und den Versorger zu wechseln. Mit der zunehmenden Verbreitung der Informationstechnologie sollte es bis zum Jahr 2026 im Normalfall möglich sein, den technischen Wechselvorgang zur Registrierung eines neuen Versorgers an der Messstelle beim Marktbetreiber werktags binnen 24 Stunden abzuschließen. Ungeachtet anderer Schritte im Rahmen des Wechselvorgangs, die abzuschließen sind, bevor der technische Wechselvorgang eingeleitet wird, würden durch die Gewährleistung, dass der technische Wechselvorgang bis zu diesem Zeitpunkt binnen 24 Stunden stattfinden kann, die Wechselfristen verkürzt und würde dazu beigetragen, die Einbeziehung der Verbraucher und den Wettbewerb im Endkundengeschäft zu erhöhen. Die Gesamtdauer des Wechselvorgangs sollte jedenfalls drei Wochen ab dem Antrag des Verbrauchers übersteigen.
- (35) Unabhängige Vergleichsinstrumente, z. B. Websites, sind wirksame Mittel, mit denen kleinere Kunden die Vorteile der verschiedenen am Markt verfügbaren Energieangebote beurteilen können. Solche Instrumente verringern den Suchaufwand, da Kunden die Informationen nicht mehr von den einzelnen Versorgern und Dienstleistern zusammengetragen werden müssen. Diese Instrumente können sowohl dem Bedarf an klaren und knappen als auch an vollständigen und umfassenden Informationen gerecht werden. Sie sollten darauf abzielen, ein möglichst breites Angebotsspektrum zu erfassen und den Markt so umfassend wie möglich abzudecken, damit die Kunden einen repräsentativen Überblick erhalten. Von entscheidender Bedeutung ist, dass kleinere Kunden Zugang zu mindestens einem Vergleichsinstrument haben und dass die über solche Instrumente bereitgestellten Informationen vertrauenswürdig, unparteiisch und transparent sind. Zu diesem Zweck könnten die Mitgliedstaaten ein Vergleichsinstrument vorsehen, das von einer nationalen Behörde oder einem Privatunternehmen betrieben wird.
- (36) Ein besserer Verbraucherschutz ist gewährleistet, wenn für alle Verbraucher ein Zugang zu wirksamen unabhängigen außergerichtlichen Streitbeilegungsverfahren besteht, beispielsweise zu einem Bürgerbeauftragten für Energieangelegenheiten, einer Verbraucherschutz Einrichtung oder einer Regulierungsbehörde. Die Mitgliedstaaten sollten Verfahren zur schnellen und wirksamen Behandlung von Beschwerden einrichten.
- (37) Alle Verbraucher sollten unmittelbar am Markt teilnehmen können, insbesondere indem sie ihren Verbrauch den Marktsignalen anpassen und im Gegenzug in den Genuss von niedrigeren Strompreisen oder von Anreizzahlungen kommen. Die Vorzüge einer solchen aktiven Teilnahme dürften im Laufe der Zeit zunehmen, wenn das Bewusstsein von sonst passiven Verbrauchern über ihre Möglichkeiten als aktive Kunden gefördert wird und Informationen über die Möglichkeiten der aktiven Teilnahme zugänglicher und besser bekannt werden. Die Verbraucher sollten die Möglichkeit haben, sich an allen Formen der Laststeuerung zu beteiligen. Sie sollten deshalb die Möglichkeit haben, Nutzen aus einer flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme zu ziehen, und falls solch eine Einführung negativ bewertet wurde, sich für intelligente Messsysteme und Verträge mit dynamischen Stromtarifen zu entscheiden. Dadurch sollen sie in die Lage versetzt werden, ihren Verbrauch den Echtzeit-Preissignalen, die den Wert und die Kosten von Elektrizität oder deren Transport in unterschiedlichen

Zeiträumen aufzeigen, anzupassen, während die Mitgliedstaaten für eine angemessene Exposition der Verbraucher gegenüber dem Großhandelspreisrisiko sorgen sollten. Die Verbraucher sollten über die Vorzüge und potentiellen Preisrisiken von Verträgen mit dynamischer Stromtarifen unterrichtet werden. Die Mitgliedstaaten sollten auch sicherstellen, dass diejenigen Verbraucher, die sich nicht aktiv am Markt beteiligen wollen, keine Nachteile erfahren. Vielmehr sollten ihnen fundierte Entscheidungen über die ihnen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten in einer Weise erleichtert werden, die den Bedingungen des inländischen Marktes am besten gerecht wird.

- (38) Um den Nutzen und die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, sollten die Mitgliedstaaten das Potential dafür prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten oder zu verringern, und sollten angemessene Maßnahmen ergreifen, soweit solches Potenzial besteht.
- (39) Alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) sollten Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können. Die Kunden sollten die Vorteile, die mit der großräumigen Aggregation von Erzeugung und Versorgung verbunden sind, in vollem Umfang nutzen und vom länderübergreifenden Wettbewerb profitieren können. Voraussichtlich übernehmen im Bereich der Aggregation tätige Marktteilnehmer eine wichtige Aufgabe als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt. Den Mitgliedstaaten sollte es freistehen, unter Einhaltung der in dieser Richtlinie festgelegten allgemeinen Grundsätze das geeignete Umsetzungsmodell und Leitungskonzept für die unabhängige Aggregation zu wählen. Ein solches Modell oder Konzept könnte die Wahl von marktgestützten oder regulatorischen Grundsätzen einschließen, die Lösungen bieten, mit denen diese Richtlinie befolgt wird, wie beispielsweise Modelle zur Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen bzw. zur Einführung von Bilanzkreis Korrekturen. Das gewählte Modell sollte transparente und faire Regeln enthalten, damit unabhängige Aggregatoren ihre Aufgabe als Vermittler übernehmen können und sichergestellt wird, dass der Endkunde angemessenen Nutzen aus ihren Tätigkeiten ziehen kann. Die Produkte sollten auf allen Elektrizitätsmärkten, einschließlich Märkten für Systemdienstleistungen und Kapazitäten, definiert werden, um die Teilnahme an der Laststeuerung zu fördern.
- (40) In der Mitteilung der Kommission vom 20. Juli 2016 mit dem Titel „Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität“ wird betont, dass der Verkehrssektor dekarbonisiert werden muss und seine Emissionen vor allem in städtischen Gebieten reduziert werden müssen, und es wird hervorgehoben, dass die Elektromobilität einen wichtigen Beitrag zur Verwirklichung dieser Ziele leisten kann. Überdies ist der Ausbau der Elektromobilität ein wichtiger Bestandteil der Energiewende. Mit den Marktvorschriften in dieser Richtlinie sollte deshalb zur Schaffung günstiger Bedingungen für alle Arten von Elektrofahrzeugen beigetragen werden. Insbesondere sollte mit diesen Vorschriften der wirksame Ausbau von öffentlich zugänglichen und privaten Ladepunkten für Elektrofahrzeuge und die effiziente Einbindung der Fahrzeugaufladung in das System sichergestellt werden.
- (41) Die Laststeuerung ist ein Dreh- und Angelpunkt für das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen und mithin für deren effiziente Einbindung in das Stromnetz, was wiederum für den Vorgang der Dekarbonisierung des Verkehrs von entscheidender Bedeutung ist.
- (42) Verbraucher sollten in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, beispielsweise Speicherung unter Einsatz von Elektrofahrzeugen), durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme. Diese Aktivitäten werden in Zukunft durch neue technische Entwicklungen erleichtert. Allerdings bestehen nach wie vor rechtliche und kommerzielle Hindernisse, wie unverhältnismäßig hohe Gebühren für selbst verbrauchten Strom, die Verpflichtung, selbst erzeugte Elektrizität in das Energiesystem einzuspeisen, und bürokratische Erschwernisse, etwa dass Selbsterzeuger bei der Vermarktung ihrer Elektrizität die für Versorger geltenden Anforderungen erfüllen müssen. Derartige Hemmnisse, mit denen die Verbraucher davon abgehalten werden, Elektrizität selbst zu erzeugen und selbst zu verbrauchen, zu speichern oder zu vermarkten, sollten beseitigt werden, wobei sichergestellt sein sollte, dass sich solche Verbraucher angemessen an den Systemkosten beteiligen. Die Mitgliedstaaten sollten in der Lage sein in ihrem nationalen Recht unterschiedliche Bestimmungen zu Steuern und Abgaben für einzelne und gemeinsam handelnde aktive Kunden sowie für Haushalte und andere Endkunden vorzusehen.
- (43) Dank der Technologien zur dezentralen Energieerzeugung und der Stärkung der Verbraucher ist Bürgerenergie zu einem wirksamen und kosteneffizienten Instrument geworden, um den Bedürfnissen und Erwartungen der Bürger an Energiequellen, Dienstleistungen und lokale Beteiligung zu entsprechen. Die Bürgerenergie bietet allen Verbrauchern eine umfassende Möglichkeit, unmittelbar daran mitzuwirken, Energie zu erzeugen, zu verbrauchen oder gemeinsam zu nutzen. Gemeinschaftsinitiativen im Energiebereich dienen in erster Linie dazu, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern bezahlbare Energie einer bestimmten Art, z. B. erneuerbare Energie, bereitzustellen, und sind in geringerem Maße als traditionelle Energieunternehmen auf die Gewinnerzielung ausgerichtet. Durch die direkte Einbindung der Verbraucher stellen solche Bürgerenergiegemeinschaften ihr Potenzial unter Beweis, die Verbreitung neuer Technologien und Verbrauchsmuster, einschließlich intelligenter Verteilernetze und Laststeuerung, in integrierter Weise zu fördern. Mithilfe der Bürgerenergie kann auch die

Energieeffizienz auf der Ebene der Privathaushalte verbessert und zur Bekämpfung der Energiearmut durch geringeren Energieverbrauch und niedrigere Versorgungstarife beigetragen werden. Die Bürgerenergie eröffnet bestimmten Gruppen von Privatkunden auch den Zugang zum Elektrizitätsmarkt, der ihnen andernfalls versperrt bliebe. Erfolgreiche Initiativen dieser Art erzielen einen wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Mehrwert für das Gemeinwesen, der über die Vorteile der bloßen Bereitstellung von Energiedienstleistungen hinausgeht. Mit dieser Richtlinie sollen bestimmte Kategorien von Bürgerenergieinitiativen auf Unionsebene als „Bürgerenergiegemeinschaft“ anerkannt werden, um ihnen einen förderlichen Rahmen, eine faire Behandlung, gleiche Wettbewerbsbedingungen und einen klar definierten Katalog von Rechten und Pflichten zu bieten. Privatverbraucher sollten sich freiwillig an Gemeinschaftsinitiativen im Energiebereich beteiligen und diese auch wieder verlassen können, ohne den Zugang zu dem von der Gemeinschaft betriebenen Netz zu verlieren oder ihre Rechte als Verbraucher einzubüßen. Der Zugang zu dem Netz einer Bürgerenergiegemeinschaft sollte zu fairen und kostenorientierten Bedingungen gewährt werden.

- (44) Die Mitgliedschaft in einer Bürgerenergiegemeinschaft sollte zwar allen Arten von Rechtspersonen offenstehen. Aber die Entscheidungsbefugnisse in einer Bürgerenergiegemeinschaft sollten auf diejenigen Mitglieder oder Anteilseigner beschränkt sein, die nicht in großem Umfang kommerziellen Tätigkeiten nachgehen und für die die Energiewirtschaft nicht der primäre Bereich der Geschäftstätigkeit ist. Bürgerenergiegemeinschaften im Sinne der Richtlinie sind als Kategorie der Zusammenarbeit von Bürgern oder ortsansässigen Akteuren definiert, die Anerkennung und Schutz nach dem Unionsrecht genießen sollten. Die Bestimmungen zur Bürgerenergiegemeinschaft stehen der Existenz anderer Bürgerinitiativen, etwa auf der Grundlage privatrechtlicher Vereinbarungen, nicht entgegen. Daher sollte es den Mitgliedstaaten möglich sein, jede beliebige Rechtsform für Bürgerenergiegemeinschaften — etwa einen Verein, eine Genossenschaft, eine Partnerschaft, eine Organisation ohne Erwerbszweck oder ein kleines oder mittleres Unternehmen — zu wählen, solange die jeweilige Gemeinschaft im eigenen Namen handelt und Rechte ausüben und Pflichten unterworfen werden kann.
- (45) Die Bestimmungen dieser Richtlinie über Bürgerenergiegemeinschaften enthalten einen Katalog der geltenden Rechte und Pflichten, die aus anderen, bereits bestehenden Rechten und Pflichten — etwa die Vertragsfreiheit, das Recht auf Versorgerwechsel, Verantwortung der Verteilernetzbetreiber, Regeln über Netzentgelte und Systemausgleichsverpflichtungen — abgeleitet werden können.
- (46) Bürgerenergiegemeinschaften stellen aufgrund ihrer Mitgliederstruktur, ihrer Lenkungsanforderungen und ihrer Zweckbestimmung eine neue Art von Rechtsperson dar. Es sollte Bürgerenergiegemeinschaften gestattet sein, unter gleichen Wettbewerbsbedingungen, frei von Wettbewerbsverzerrungen und mit den gleichen Rechten und Pflichten wie andere Elektrizitätsunternehmen diskriminierungsfrei und verhältnismäßig auf dem Markt tätig zu sein. Diese Rechte und Pflichten sollten je nach der übernommenen Rolle — etwa der Rolle des Endkunden, des Erzeugers, des Versorgers oder des Verteilernetzbetreibers — gelten. Bürgerenergiegemeinschaften sollten keinen regulatorischen Beschränkungen unterliegen, wenn sie bestehende oder künftige Informations- und Kommunikations-Technologien anwenden, damit ihre Mitglieder oder Anteilseigner Elektrizität aus Erzeugungsanlagen in der Bürgerenergiegemeinschaft nach Marktgrundsätzen gemeinsam nutzen können, indem sie beispielsweise die Energiekomponente von Mitgliedern oder Anteilseignern mit der innerhalb der Gemeinschaft verfügbaren Erzeugung ausgleichen — auch wenn dieser Ausgleich über das öffentliche Netz erfolgt —, sofern beide Messstellen zu der Gemeinschaft gehören. Die gemeinsame Stromnutzung ermöglicht es den Mitgliedern oder den Anteilseignern, mit Elektrizität aus Erzeugungsanlagen in der Gemeinschaft versorgt zu werden, die sich nicht in ihrer unmittelbaren räumlichen Nähe oder hinter einer gemeinsamen Messstelle befinden. Wird Elektrizität gemeinsam genutzt, so sollte das die Erhebung von Netzentgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben im Zusammenhang mit Stromflüssen unberührt lassen. Die gemeinsame Stromnutzung sollte gemäß den Verpflichtungen und den ordnungsgemäßen Fristen für Regularbeit, Verbrauchsmessung und -abrechnung erleichtert werden. Die Bestimmungen dieser Richtlinie über Bürgerenergiegemeinschaften lassen die Befugnis der Mitgliedstaaten, eigene Maßnahmen für den Energiesektor zu Netzentgelten oder zur Finanzierung und Kostenteilung zu konzipieren und umzusetzen, unberührt, sofern diese Maßnahmen diskriminierungsfrei und nicht rechtswidrig sind.
- (47) Diese Richtlinie ermöglicht es den Mitgliedstaaten Bürgerenergiegemeinschaften zu gestatten, Verteilernetzbetreiber — entweder nach der allgemeinen Regelung oder als „Betreiber geschlossener Verteilernetze“ — zu werden. Sobald eine Bürgerenergiegemeinschaft den Status eines Verteilernetzbetreibers erhält, sollte sie wie ein Verteilernetzbetreiber behandelt werden und den gleichen Verpflichtungen unterliegen. In den Bestimmungen dieser Richtlinie über Bürgerenergiegemeinschaften werden lediglich die Aspekte des Verteilernetzbetriebs präzisiert, die voraussichtlich für Bürgerenergiegemeinschaften relevant werden, während andere Aspekte des Verteilernetzbetriebs gemäß den Vorschriften über Verteilernetzbetreiber geregelt werden.

- (48) Elektrizitätsabrechnungen sind wichtige Instrumente zur Information der Endkunden. Neben der Bereitstellung der Daten zum Energieverbrauch und den Kosten können sie auch noch andere Informationen enthalten, die den Verbrauchern helfen, ihren aktuellen Vertrag mit anderen Angeboten zu vergleichen. Die Abrechnungen sind aber häufig Anlass für Kundenbeschwerden und damit ein Faktor, der anhaltend geringer Verbraucherszufriedenheit und mangelndem Engagement im Bereich Elektrizität Vorschub leistet. Deshalb ist es notwendig, die Energieabrechnungen transparenter und verständlicher zu gestalten und sicherzustellen, dass in den Abrechnungen und Abrechnungsinformationen eine begrenzte Anzahl wesentlicher Einzelangaben deutlich hervorgehoben wird, die notwendig sind, um es den Verbrauchern zu ermöglichen, ihren Energieverbrauch zu regulieren, Angebote miteinander zu vergleichen und den Versorger zu wechseln. Andere Einzelangaben sollten den Endkunden in oder mit ihren Abrechnungen zur Verfügung gestellt werden, oder es sollte in den Abrechnungen darauf verwiesen werden. Derartige Angaben sollten in der Abrechnung oder einem der Abrechnung beigefügten gesonderten Dokument aufgeführt werden; oder die Abrechnung sollte einen Verweis enthalten, über den die Endkunden die Informationen auf einer Website, über eine mobile Anwendung oder durch andere Mittel leicht finden können.
- (49) Die durch intelligente Messsysteme erleichterte regelmäßige Bereitstellung genauer Abrechnungsinformationen, die auf dem tatsächlichen Stromverbrauch beruhen, ist wichtig, um den Kunden zu helfen, ihren Stromverbrauch und ihre Kosten unter Kontrolle zu halten. Die Kunden, insbesondere Privatkunden, sollten jedoch Zugang zu flexiblen Regelungen für die tatsächliche Bezahlung ihrer Rechnungen erhalten. So könnten beispielsweise Kunden, die nur quartalsweise zahlen, häufig Abrechnungsinformationen bereitgestellt werden, oder es könnte Produkte geben, bei denen der Kunde unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch monatlich den gleichen Betrag zahlt.
- (50) Zur Verbesserung der Kohärenz sollten die Bestimmungen der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates⁽⁸⁾ über die Abrechnung aktualisiert, gestrafft und in die vorliegende Richtlinie aufgenommen werden.
- (51) Die Mitgliedstaaten sollten — beispielsweise durch Einführung intelligenter Netze, die so gestaltet werden sollten, dass dezentrale Energieerzeugung und Energieeffizienz gefördert werden — die Modernisierung der Verteilernetze unterstützen.
- (52) Zur Förderung des Engagements der Verbraucher sind geeignete Anreize und Technologien wie intelligente Messsysteme erforderlich. Durch intelligente Messsysteme wird die Position der Verbraucher gestärkt, da diese Systeme ihnen die Möglichkeit geben, fast in Echtzeit präzise Rückmeldungen über ihren Verbrauch bzw. ihre Energieerzeugung zu bekommen und ihn bzw. sie besser zu steuern, sich an Programmen zur Laststeuerung und anderen Diensten zu beteiligen und davon zu profitieren sowie die Höhe ihrer Stromrechnung zu senken. Darüber hinaus verschaffen intelligente Messsysteme den Verteilernetzbetreibern einen besseren Überblick über ihre Netze, sodass sie ihre Betriebs- und Instandhaltungskosten verringern und die daraus resultierenden Einsparungen in Form niedrigerer Verteilernetzentgelte an die Verbraucher weitergeben können.
- (53) Entscheidungen auf nationaler Ebene über die Einführung intelligenter Messsysteme sollten nach wirtschaftlichen Erwägungen erfolgen können. Bei diesen wirtschaftlichen Erwägungen sollten die langfristigen Vorteile der Einführung intelligenter Messsysteme für die Verbraucher und die gesamte Wertschöpfungskette berücksichtigt werden, auch für ein besseres Netzmanagement, genauere Planung und die Erkennung von Netzverlusten. Sollten diese Erwägungen zu dem Schluss führen, dass die Einführung solcher Messsysteme nur für Verbraucher mit einem bestimmten Mindeststromverbrauch kosteneffizient ist, so sollten die Mitgliedstaaten diese Tatsache bei der Einführung intelligenter Messsysteme berücksichtigen können. Als Reaktion auf wesentliche Änderungen der zugrunde liegenden Annahmen sollten diese Erwägungen regelmäßig, in Anbetracht der rasch voranschreitenden technischen Entwicklungen jedoch mindestens alle vier Jahre überprüft werden.
- (54) Die Mitgliedstaaten, die intelligente Messsysteme nicht systematisch einführen, sollten den Verbrauchern die Möglichkeit geben, auf Verlangen und zu fairen und angemessenen Bedingungen intelligente Zähler zu installieren, und sollten ihnen alle relevanten Informationen dazu liefern. Verbraucher ohne intelligente Zähler sollten Anspruch auf Zähler haben, die die Mindestanforderungen erfüllen, die zur Bereitstellung der in dieser Richtlinie geforderten Abrechnungsinformationen notwendig sind.

⁽⁸⁾ 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).

- (55) Um die aktive Teilnahme der Verbraucher an den Energiemärkten voranzubringen, sollten die von den Mitgliedstaaten in ihrem Hoheitsgebiet einzuführenden intelligenten Messsysteme interoperabel und sollten in der Lage sein, die erforderlichen Daten für Energiemanagementsysteme für Verbraucher zu liefern. Zu diesem Zweck sollten die Mitgliedstaaten der Anwendung der verfügbaren einschlägigen Normen, einschließlich jener, die die Interoperabilität auf Datenmodell- und Anwendungsebene ermöglichen, bewährten Verfahren und der Bedeutung der Entwicklung des Datenaustauschs, künftigen und innovativen Energiedienstleistungen, der Einführung intelligenter Netze und dem Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarkts, gebührend Rechnung tragen. Überdies sollten die von den Mitgliedstaaten in ihrem Hoheitsgebiet eingeführten intelligenten Messsysteme einem Versorgerwechsel nicht im Wege stehen und mit zweckdienlichen Funktionen ausgestattet werden, die es den Verbrauchern ermöglichen, fast in Echtzeit auf ihre Verbrauchsdaten zuzugreifen, ihren Energieverbrauch zu differenzieren und, soweit die entsprechende Infrastruktur es zulässt, ihre flexible Kapazität dem Netz und den Elektrizitätsunternehmen zur Verfügung zu stellen, dafür vergütet zu werden und bei ihrer Stromrechnung Einsparungen zu erzielen.
- (56) Ein zentraler Aspekt in der Versorgung der Kunden ist die Gewährung des Zugangs zu objektiven und transparenten Verbrauchsdaten. Deshalb sollten die Verbraucher Zugang zu ihren Verbrauchsdaten und den Preisen und den mit ihrem Verbrauch verbundenen Dienstleistungskosten haben, sodass sie die Wettbewerber auffordern können, Angebote auf der Grundlage dieser Informationen zu unterbreiten. Auch sollten die Verbraucher Anspruch darauf haben, in angemessener Form über ihren Energieverbrauch informiert zu werden. Durch Vorauszahlungen sollten die Nutzer nicht unangemessen benachteiligt werden, und die unterschiedlichen Zahlungssysteme sollten diskriminierungsfrei sein. Wenn die Verbraucher ausreichend häufig über die Energiekosten informiert werden, würden Anreize für Energieeinsparungen geschaffen werden, da die Kunden auf diese Weise eine direkte Rückmeldung über die Auswirkungen von Investitionen in die Energieeffizienz wie auch von Verhaltensänderungen erhalten würden. In dieser Hinsicht wird die vollständige Umsetzung der Richtlinie 2012/27/EU den Verbrauchern helfen, ihre Energiekosten zu senken.
- (57) Nach der Einführung intelligenter Messsysteme wurden in den Mitgliedstaaten verschiedene Modelle für die Datenverwaltung entwickelt oder befinden sich in der Entwicklung. Unabhängig vom Datenverwaltungsmodell ist es wichtig, dass die Mitgliedstaaten transparente Regeln schaffen, nach denen unter diskriminierungsfreien Bedingungen auf die Daten zugegriffen werden kann, und dass sie ein Höchstmaß an Cybersicherheit und Datenschutz sowie die Unparteilichkeit der datenverarbeitenden Stellen gewährleisten.
- (58) Die Mitgliedstaaten sollten die erforderlichen Maßnahmen zum Schutz benachteiligter und von Energiearmut betroffener Kunden auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt treffen. Die Maßnahmen können nach den jeweiligen Gegebenheiten in den entsprechenden Mitgliedstaaten unterschiedlich sein und sozial- oder energiepolitische Maßnahmen für die Begleichung von Stromrechnungen, für Investitionen in die Energieeffizienz von Wohngebäuden oder den Verbraucherschutz, z. B. Schutz vor Stromsperrern, umfassen. Wird die Grundversorgung auch kleinen Unternehmen angeboten, so können die Maßnahmen zur Bereitstellung der Grundversorgung unterschiedlich ausfallen, je nachdem, ob diese Maßnahmen für Haushaltskunden oder kleine Unternehmen gedacht sind.
- (59) Energiedienstleistungen sind für das Wohlergehen der Bürgerinnen und Bürger in der Union von grundlegender Bedeutung. Eine angemessene Energieversorgung für Heizung, Kühlung und Beleuchtung sowie den Betrieb von Haushaltsgeräten ist entscheidend für einen angemessenen Lebensstandard und die Gesundheit der Bürgerinnen und Bürger der Union. Der Zugang zu diesen Energiedienstleistungen stärkt den sozialen Zusammenhalt und erlaubt es den Bürgerinnen und Bürgern der Union ihre Möglichkeiten voll auszuschöpfen. Die von Energiearmut betroffenen Haushalte sind — bedingt durch die Kombination aus niedrigem Einkommen, hohen Energiekosten und geringer Energieeffizienz ihrer Häuser — nicht in der Lage, diese Energiedienstleistungen zu bezahlen. Die Mitgliedstaaten sollten geeignete Informationen erfassen, um zu verfolgen, wie viele Haushalte von Energiearmut betroffen sind. Dank genauer Messungen sollte es den Mitgliedstaaten möglich sein, die von Energiearmut betroffenen Haushalte zu bestimmen und so gezielte Hilfe zu leisten. Die Kommission sollte die Durchführung der Bestimmungen dieser Richtlinie über die Energiearmut tatkräftig unterstützen, indem sie den Austausch bewährter Verfahren zwischen den Mitgliedstaaten fördert.
- (60) Mitgliedstaaten, die von Energiearmut betroffen sind, sollten deshalb, falls das noch nicht geschehen ist, nationale Aktionspläne oder einen anderen geeigneten Rahmen zur Bekämpfung von Energiearmut schaffen, mit dem Ziel, die Zahl der von Energiearmut betroffenen Kunden zu verringern. Niedrige Einkommen, hohe Energiekosten und geringe Energieeffizienz der Häuser sind wichtige Faktoren bei der Bestimmung von Kriterien zur Messung von Energiearmut. Die Mitgliedstaaten sollten in jedem Fall eine ausreichende Versorgung für schutzbedürftige und von Energiearmut betroffene Kunden gewährleisten. Dazu könnte auf ein umfassendes Gesamtkonzept, beispielsweise im Rahmen der Energie- und Sozialpolitik, zurückgegriffen werden, und es könnten sozialpolitische Maßnahmen oder Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von Wohngebäuden getroffen werden. Mit dieser Richtlinie sollten politische Maßnahmen auf nationaler Ebene vorangebracht werden, durch die schutzbedürftige und von Energiearmut betroffene Kunden begünstigt werden.

- (61) Die Verteilernetzbetreiber müssen neue Formen der Stromerzeugung, insbesondere Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, sowie neue Lasten wie jene, die aus Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen resultieren, kosteneffizient integrieren. Zu diesem Zweck sollten die Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit und Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren die Dienste dezentraler Energieressourcen wie Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, um ihre Netze effizient zu betreiben und keinen kostspieligen Netzausbau vorzunehmen. Die Mitgliedstaaten sollten geeignete Maßnahmen wie nationale Netzkodizes und Marktvorschriften umsetzen und den Verteilernetzbetreibern mittels Netzentgelten, die der Flexibilität oder der Verbesserung der Energieeffizienz im Netz nicht im Wege stehen, Anreize bieten. Die Mitgliedstaaten sollten außerdem Netzentwicklungspläne für die Verteilernetze aufstellen, um die Einbindung von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, zu unterstützen, den Ausbau von Energiespeicheranlagen und die Elektrifizierung des Verkehrs zu fördern und den Netznutzern geeignete Informationen über erwartete Netzerweiterungen oder -modernisierungen bereitzustellen, da in den meisten Mitgliedstaaten derzeit keine entsprechenden Verfahren bestehen.
- (62) Netzbetreiber sollten nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein bzw. diese Anlagen nicht errichten, verwalten oder betreiben. Nach dem neuen Elektrizitätsmarktconcept sollten Speicherdienste marktgestützt und wettbewerblich gehalten sein. Daher sollte eine Quersubventionierung zwischen der Energiespeicherung und der regulierten Funktion der Verteilung oder der Übertragung vermieden werden. Diese Beschränkung des Eigentums an Energiespeicheranlagen dient dazu, Wettbewerbsverzerrungen vorzubeugen, das Risiko der Diskriminierung abzuwenden, allen Marktteilnehmern fairen Zugang zu Energiespeicherdiensten zu gewähren und über den Betrieb der Verteiler- oder Übertragungsnetze hinaus die wirksame und effiziente Nutzung von Energiespeicheranlagen zu fördern. Diese Anforderung sollte im Einklang mit den nach der Charta der Grundrechte der Europäischen Union (die „Charta“) gewährten Rechten und Grundsätzen — insbesondere der unternehmerischen Freiheit und dem Eigentumsrecht, die in Artikel 16 bzw. 17 der Charta garantiert sind — ausgelegt und angewendet werden.
- (63) Handelt es sich bei Energiespeicheranlagen um vollständig integrierte Netzkomponenten, die nicht dem Regenergie- oder Engpassmanagement dienen, so sollten für diese Anlagen vorbehaltlich der Genehmigung der Regulierungsbehörde nicht dieselben strengen Beschränkungen des Eigentums an, oder der Errichtung, der Verwaltung und des Betriebs dieser Anlagen wie für Netzbetreiber gelten. Zu den derart vollständig integrierten Netzkomponenten können Kondensatoren oder Schwungräder zählen, die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen bzw. dazu beitragen können, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Systems zu ermöglichen.
- (64) Das Ziel des Fortschritts hin zu einem vollständig dekarbonisierten und gänzlich emissionsfreien Elektrizitätssektor macht auch Fortschritte bei der jahreszeitenabhängigen Energiespeicherung erforderlich. Eine solche Energiespeicherung wäre ein Instrument für den Elektrizitätsnetzbetrieb, das kurzfristige und jahreszeitliche Anpassungen zulassen würde, sodass Schwankungen bei der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die damit verbundenen Unwägbarkeiten bewältigt werden können.
- (65) Voraussetzung für den nachgelagerten Zugang zu den Endkunden ist ein diskriminierungsfreier Zugang zum Verteilernetz. Mit Blick auf die Schaffung gleicher Bedingungen auf der Ebene der Endkunden sollten die Aktivitäten der Verteilernetzbetreiber überwacht werden, damit sie ihre vertikale Integration nicht dazu ausnutzen, ihre Wettbewerbsposition auf dem Markt, insbesondere bei Haushaltskunden und kleinen gewerblichen Kunden, zu stärken.
- (66) Wo im Interesse der optimalen Effizienz integrierter Versorgung ein geschlossenes Verteilernetz betrieben wird, das besondere Betriebsnormen erfordert, oder wenn ein geschlossenes Verteilernetz in erster Linie für die Zwecke des Netzeigentümers betrieben wird, sollte die Möglichkeit bestehen, den Verteilernetzbetreiber von Verpflichtungen zu befreien, die bei ihm — aufgrund der besonderen Art der Beziehung zwischen dem Verteilernetzbetreiber und den Netzbenutzern — unnötigen Verwaltungsaufwand verursachen würden. Bei Industrie- oder Gewerbegebieten oder Gebieten, in denen Leistungen gemeinsam genutzt werden, beispielsweise Bahnhofsgebäuden, Flughäfen, Krankenhäusern, großen Campingplätzen mit integrierten Anlagen und Standorten der Chemieindustrie, können aufgrund der besonderen Art der Betriebsabläufe geschlossene Verteilernetze bestehen.
- (67) Ohne die wirksame Trennung des Netzbetriebs von der Erzeugung und Versorgung (im Folgenden „wirksame Entflechtung“) besteht zwangsläufig die Gefahr der Diskriminierung nicht nur im Netzbetrieb, sondern auch bei der Schaffung von Anreizen für vertikal integrierte Unternehmen, ausreichend in ihre Netze zu investieren.

- (68) Nur durch Beseitigung der für vertikal integrierte Unternehmen bestehenden Anreize, Wettbewerber bei Netzzugang und Investitionen zu diskriminieren, kann eine wirksame Entflechtung gewährleistet werden. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung, die darin besteht, dass der Netzeigentümer als Netzbetreiber benannt wird, und unabhängig von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen ist, ist zweifellos ein wirksamer und stabiler Weg, um den inhärenten Interessenkonflikt zu lösen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daher bezeichnete das Europäische Parlament in seiner Entschließung vom 10. Juli 2007 zu den Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungs- und Übertragungsnetze als das wirksamste Instrument, um in diskriminierungsfreier Weise Investitionen in die Infrastruktur, einen fairen Netzzugang für neue Versorger und Markttransparenz zu fördern. Im Rahmen der eigentumsrechtlichen Entflechtung sollten die Mitgliedstaaten daher dazu verpflichtet werden, zu gewährleisten, dass nicht ein und dieselbe Person bzw. ein und dieselben Personen die Kontrolle über ein Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen ausübt bzw. ausüben sowie gleichzeitig die Kontrolle über oder Rechte an einem Übertragungsnetzbetreiber oder einem Übertragungsnetz ausüben kann bzw. können. Umgekehrt sollte, sofern die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber oder ein Übertragungsnetz ausgeübt wird, die Möglichkeit ausgeschlossen sein, die Kontrolle über ein Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen oder Rechte an einem Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen auszuüben. Im Rahmen dieser Beschränkungen sollte ein Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen einen Minderheitsanteil an einem Übertragungsnetzbetreiber oder Übertragungsnetz halten dürfen.
- (69) Durch Entflechtungssysteme sollten die Interessenkonflikte zwischen Erzeugern, Versorgern und Übertragungsnetzbetreibern wirksam gelöst werden, um Anreize für die notwendigen Investitionen zu schaffen und Markteinsteigern durch einen transparenten und wirksamen Rechtsrahmen den Zugang zu sichern, und zugleich sollten den Regulierungsbehörden keine zu schwerfälligen Regulierungsvorschriften auferlegt werden.
- (70) Da die eigentumsrechtliche Entflechtung in einigen Fällen die Umstrukturierung von Unternehmen voraussetzt, sollte den Mitgliedstaaten, die sich für eine eigentumsrechtliche Entflechtung entscheiden, für die Umsetzung dieser Bestimmungen der Richtlinie mehr Zeit eingeräumt werden. Wegen der vertikalen Verbindungen zwischen Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft sollten die Entflechtungsvorschriften für beide Wirtschaftszweige gelten.
- (71) Im Rahmen der eigentumsrechtlichen Entflechtung sollte, um die vollständige Unabhängigkeit des Netzbetriebs von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen zu gewährleisten und den Austausch vertraulicher Informationen zu verhindern, ein und dieselbe Person nicht gleichzeitig Mitglied des Leitungsgremiums eines Übertragungsnetzbetreibers oder eines Übertragungsnetzes und eines Unternehmens sein, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt. Aus demselben Grund sollte es nicht zulässig sein, dass ein und dieselbe Person Mitglieder des Leitungsgremiums eines Übertragungsnetzbetreibers oder eines Übertragungsnetzes bestellt und die Kontrolle über ein Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen oder Rechte daran ausübt.
- (72) Die Einrichtung eines Netzbetreibers oder eines Übertragungsnetzbetreibers, der unabhängig von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen ist, sollte es vertikal integrierten Unternehmen ermöglichen, Eigentümer der Vermögenswerte des Netzes zu bleiben und gleichzeitig eine wirksame Trennung der Interessen sicherzustellen, sofern dieser unabhängige Netzbetreiber oder dieser unabhängige Übertragungsnetzbetreiber sämtliche Funktionen eines Netzbetreibers wahrnimmt und sofern eine detaillierte Regulierung und umfassende Regulierungskontrollmechanismen sichergestellt sind.
- (73) War das Unternehmen, das Eigentümer eines Übertragungsnetzes ist, am 3. September 2009 Teil eines vertikal integrierten Unternehmens, so sollten die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, zwischen einer eigentumsrechtlichen Entflechtung und der Einrichtung eines Netzbetreibers oder eines Übertragungsnetzbetreibers, der unabhängig von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen ist, zu wählen.
- (74) Damit die Interessen der Anteilseigner vertikal integrierter Unternehmen in vollem Umfang gewahrt bleiben, sollten die Mitgliedstaaten zwischen einer eigentumsrechtlichen Entflechtung durch direkte Veräußerung und einer eigentumsrechtlichen Entflechtung durch Aufteilung der Anteile des integrierten Unternehmens in Anteile eines Netzunternehmens und Anteile eines verbleibenden Stromversorgungs- und Stromerzeugungsunternehmens wählen können, sofern die mit der eigentumsrechtlichen Entflechtung verbundenen Anforderungen erfüllt werden.
- (75) Dabei sollte die uneingeschränkte Wirksamkeit der Lösung in Form des unabhängigen Netzbetreibers oder des unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers durch besondere zusätzliche Vorschriften sichergestellt werden. Die Vorschriften für unabhängige Übertragungsnetzbetreiber bieten einen geeigneten Regelungsrahmen, der für einen gerechten Wettbewerb, hinreichende Investitionen, den Zugang neuer Marktteilnehmer und die Integration der Elektrizitätsmärkte sorgt. Eine wirksame Entflechtung mittels Vorschriften für unabhängige Übertragungsnetzbetreiber sollte sich auf den Pfeiler der Maßnahmen zur Organisation und Verwaltung der Übertragungsnetzbetreiber und den Pfeiler der Maßnahmen im Bereich der Investitionen, des Netzanschlusses zusätzlicher Erzeugungskapazitäten und der Integration der Märkte durch regionale Zusammenarbeit stützen. Die Unabhängigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sollte ferner unter anderem durch bestimmte „Karenzzeiten“ sichergestellt werden, in denen in dem vertikal integrierten Unternehmen keine Leitungsfunktion ausgeübt oder keine sonstige wichtige Funktion wahrgenommen wird, die Zugang zu den gleichen Informationen wie eine leitende Position eröffnet.

- (76) Die Mitgliedstaaten haben das Recht, sich für eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung in ihren Hoheitsgebieten zu entscheiden. Hat ein Mitgliedstaat dieses Recht ausgeübt, so ist ein Unternehmen nicht berechtigt, einen unabhängigen Netzbetreiber oder einen unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber zu errichten. Außerdem kann ein Unternehmen, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, nicht direkt oder indirekt die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber aus einem Mitgliedstaat, der sich für die vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung entschieden hat, oder Rechte an einem solchen Übertragungsnetzbetreiber ausüben.
- (77) Bei der wirksamen Entflechtung sollte dem Grundsatz der unterschiedslosen Behandlung des öffentlichen Sektors und der Privatwirtschaft Rechnung getragen werden. Hierzu sollte nicht dieselbe Person die Möglichkeit haben, allein oder zusammen mit anderen Personen unter Verletzung der eigentumsrechtlichen Entflechtung oder der Möglichkeit der Benennung eines unabhängigen Netzbetreibers die Kontrolle oder Rechte in Bezug auf die Zusammensetzung, das Abstimmungsverhalten oder die Beschlussfassung der Organe sowohl der Übertragungsnetzbetreiber oder Übertragungsnetze als auch der Organe der Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen auszuüben. Hinsichtlich der eigentumsrechtlichen Entflechtung und der Unabhängigkeit des Netzbetreibers sollte es, sofern der jeweilige Mitgliedstaat nachweisen kann, dass die einschlägigen Anforderungen erfüllt worden sind, zulässig sein, dass zwei voneinander getrennte öffentliche Einrichtungen die Kontrolle über die Erzeugungs- und Versorgungsaktivitäten einerseits und die Übertragungsaktivitäten andererseits ausüben.
- (78) Der Grundsatz der tatsächlichen Trennung der Netzaktivitäten von den Versorgungs- und Erzeugungsaktivitäten sollte in der gesamten Union sowohl für Unternehmen aus der EU als auch für Unternehmen außerhalb der EU gelten. Damit die Netzaktivitäten und die Versorgungs- und Erzeugungsaktivitäten in der gesamten Union unabhängig voneinander bleiben, sollten die Regulierungsbehörden die Befugnis erhalten, Übertragungsnetzbetreibern, die die Entflechtungsvorschriften nicht erfüllen, die Zertifizierung zu verweigern. Damit diese Vorschriften unionsweit kohärent Anwendung finden, sollten die Regulierungsbehörden bei Entscheidungen über die Zertifizierung den Stellungnahmen der Kommission so weit wie möglich Rechnung tragen. Damit zudem die Einhaltung der internationalen Verpflichtungen der Union sichergestellt ist sowie die Solidarität und die Energiesicherheit in der Union gewahrt werden, sollte die Kommission befugt sein, eine Stellungnahme zur Zertifizierung eines Übertragungsnetzeigentümers oder -betreibers abzugeben, der von einer oder mehreren Personen aus einem oder mehreren Drittländern kontrolliert wird.
- (79) Die Genehmigungsverfahren sollten nicht zu einem Verwaltungsaufwand führen, der in keinem Verhältnis zur Größe und zur möglichen Bedeutung der Erzeuger steht. Unangemessen lange Genehmigungsverfahren können ein Zugangshindernis für neue Marktteilnehmer sein.
- (80) Damit der Elektrizitätsbinnenmarkt ordnungsgemäß funktionieren kann, müssen die Regulierungsbehörden Entscheidungen in allen relevanten Regulierungsangelegenheiten treffen können und völlig unabhängig von anderen öffentlichen oder privaten Interessen sein. Das steht weder gerichtlichen Überprüfungen noch der parlamentarischen Kontrolle nach dem Verfassungsrecht der Mitgliedstaaten entgegen. Außerdem sollte durch die Zustimmung des nationalen Gesetzgebers zum Haushalt der Regulierungsbehörden die Haushaltsautonomie nicht beeinträchtigt werden. Die Bestimmungen bezüglich der Autonomie bei der Ausführung des der Regulierungsbehörde zugewiesenen Haushalts sollten gemäß dem Rechtsrahmen der einzelstaatlichen Haushaltsvorschriften und -regeln angewandt werden. Die Mitgliedstaaten tragen durch ein geeignetes Rotationsverfahren zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde von jeder Einflussnahme aus Politik oder Wirtschaft bei, sollten aber die Möglichkeit haben, der Verfügbarkeit personeller Ressourcen und der Größe des Gremiums gebührend Rechnung zu tragen.
- (81) Die Regulierungsbehörden sollten die Möglichkeit haben, die Tarife oder die Tarifberechnungsmethoden auf der Grundlage eines Vorschlags des Übertragungsnetzbetreibers oder des Verteilernetzbetreibers bzw. der Verteilernetzbetreiber oder auf der Grundlage eines zwischen diesen Betreibern und den Netzbenutzern abgestimmten Vorschlags festzusetzen oder zu genehmigen. Dabei sollten die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Tarife für die Übertragung und Verteilung diskriminierungsfrei und kostenorientiert sind und die langfristig durch verteilte Erzeugung und Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten berücksichtigen.
- (82) Die Regulierungsbehörden sollten einzelne Übertragungs- und Verteilernetztarife oder eine Methode, oder beides festsetzen oder genehmigen. In beiden Fällen sollte die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden bei der Festlegung der Netztarife gemäß Artikel 57 Absatz 4 Buchstabe b Ziffer ii gewahrt werden.
- (83) Die Regulierungsbehörden sollten sicherstellen, dass die Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber geeignete Maßnahmen zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit und Flexibilität ihrer Netze treffen. Hierzu sollten sie die Leistung der Betreiber anhand von Indikatoren überwachen, etwa der Fähigkeit der Verteilungs- und der Übertragungsnetzbetreiber zum Betrieb von Leitungen mit dynamischer Leitungslast, der Entwicklung fernüberwachter und in Echtzeit gesteuerter Umspannwerke, der Verringerung von Netzverlusten und der Häufigkeit und Dauer von Stromunterbrechungen.

- (84) Die Regulierungsbehörden sollten befugt sein, Entscheidungen zu erlassen, die für die Elektrizitätsunternehmen bindend sind, und wirksame, verhältnismäßige und abschreckende Sanktionen gegen Elektrizitätsunternehmen, die ihren Verpflichtungen nicht nachkommen, entweder selbst zu verhängen oder die Verhängung solcher Sanktionen gegen solche Unternehmen einem zuständigen Gericht vorzuschlagen. Zu diesem Zweck sollten die Regulierungsbehörden in der Lage sein, alle einschlägigen Informationen von Elektrizitätsunternehmen anzufordern, angemessene und ausreichende Untersuchungen durchzuführen und Streitigkeiten zu schlichten. Auch sollte den Regulierungsbehörden die Befugnis übertragen werden, unabhängig von der Anwendung der Wettbewerbsregeln über geeignete Maßnahmen zu entscheiden, mit denen durch Förderung des wirksamen Wettbewerbs als Voraussetzung für einen ordnungsgemäß funktionierenden Energiebinnenmarkt Vorteile für die Kunden herbeigeführt werden.
- (85) Die Regulierungsbehörden sollten sich bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben abstimmen, damit sichergestellt wird, dass das Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO (Strom) — European Network of Transmission System Operators for Electricity), die Europäische Organisation für Verteilernetzbetreiber (EU-VNBO — European Entity for Distribution System Operators) und die regionalen Koordinierungszentren ihren Verpflichtungen aus dem Regelungsrahmen des Elektrizitätsbinnenmarkts nachkommen und den Beschlüssen der mit der Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁹⁾ eingerichteten Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) Folge leisten. Aufgrund der Erweiterung der operativen Zuständigkeiten des ENTSO (Strom), der EU-VNBO und der regionalen Koordinierungszentren muss die Aufsicht über Stellen, die auf Unionsebene oder auf regionaler Ebene tätig sind, verbessert werden. Die Regulierungsbehörden sollten einander konsultieren und ihre aufsichtliche Tätigkeit untereinander abstimmen, um gemeinsam Situationen aufzugreifen, in denen das ENTSO (Strom), die EU-VNBO oder die regionalen Koordinierungszentren ihren jeweiligen Verpflichtungen nicht nachkommen.
- (86) Die Regulierungsbehörden sollten auch die Möglichkeit erhalten, dazu beizutragen, hohe Anforderungen an die Gewährleistung der Grundversorgung und die Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen in Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Marktöffnung, den Schutz benachteiligter Kunden und die volle Wirksamkeit der zum Schutz der Kunden ergriffenen Maßnahmen, sicherzustellen. Diese Vorschriften sollten weder die Befugnisse der Kommission bezüglich der Anwendung der Wettbewerbsregeln, einschließlich der Prüfung von Unternehmenszusammenschlüssen von unionsweiter Bedeutung, noch die Binnenmarktregeln, etwa die Vorschriften zum freien Kapitalverkehr, berühren. Die unabhängige Stelle, bei der eine von einer Entscheidung einer Regulierungsbehörde betroffene Partei Rechtsbehelfe einlegen kann, kann ein Gericht oder eine andere gerichtliche Stelle sein, die ermächtigt ist, gerichtliche Überprüfungen durchzuführen.
- (87) Durch diese Richtlinie und die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁰⁾ wird den Mitgliedstaaten nicht die Möglichkeit genommen, ihre nationale Energiepolitik festzulegen und auszugestalten. Folglich könnte es — je nach der nationalen Verfassung — in die Zuständigkeit eines Mitgliedstaates fallen, den politischen Rahmen festzulegen, innerhalb dessen die Regulierungsbehörden handeln müssen, beispielsweise bei der Versorgungssicherheit. Jedoch soll mit den vom Mitgliedstaat herausgegebenen energiepolitischen Leitlinien nicht in die Unabhängigkeit oder Autonomie der Regulierungsbehörden eingegriffen werden.
- (88) Gemäß der Verordnung (EU) 2019/943 kann die Kommission Leitlinien oder Netzkodizes erlassen, um das erforderliche Maß an Harmonisierung zu bewirken. Solche Leitlinien und Netzkodizes, bei denen es sich um bindende Durchführungsmaßnahmen handelt, sind — und im Hinblick auf bestimmte Bestimmungen der Richtlinie — ein sinnvolles Instrument, das im Bedarfsfall schnell angepasst werden kann.
- (89) Die Mitgliedstaaten und die Vertragsparteien des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft ⁽¹¹⁾ sollten in allen die Entwicklung einer integrierten Stromhandelsregion betreffenden Fragen eng zusammenarbeiten und keine Maßnahmen ergreifen, durch die die weitere Integration der Elektrizitätsmärkte oder die Versorgungssicherheit der Mitgliedstaaten und der Vertragsparteien gefährdet wird.
- (90) Diese Richtlinie steht im Zusammenhang mit der Verordnung (EU) 2019/943, in der die wichtigsten Grundsätze des neu gestalteten Elektrizitätsmarkts festgelegt werden, gemäß denen eine bessere Vergütung für Flexibilität und geeignete Preissignale vorgesehen sind sowie die Entwicklung funktionierender integrierter Kurzfristmärkte sichergestellt werden soll. Darüber hinaus enthält die Verordnung (EU) 2019/943 neue Vorschriften für verschiedene andere Bereiche, u. a. Kapazitätsmechanismen und die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern.

⁽⁹⁾ Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (siehe Seite 22 dieses Amtsblatts).

⁽¹⁰⁾ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94).

⁽¹¹⁾ ABl. L 198 vom 20.7.2006, S. 18.

- (91) Die vorliegende Richtlinie steht im Einklang mit den Grundrechten und Grundsätzen, die insbesondere mit der Grundrechtecharta anerkannt wurden. Daher sollte diese Richtlinie im Einklang mit diesen Rechten und Grundsätzen ausgelegt und angewendet werden, insbesondere mit dem in Artikel 8 der Grundrechtecharta garantierte Recht auf den Schutz personenbezogener Daten. Es ist von wesentlicher Bedeutung, dass jede Verarbeitung personenbezogener Daten im Rahmen dieser Richtlinie unter Beachtung der Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹²⁾ erfolgt.
- (92) Um das Mindestmaß an Harmonisierung zu erreichen, das erforderlich ist, um das Ziel dieser Richtlinie zu erreichen, sollte der Kommission die Befugnis übertragen werden, gemäß Artikel 290 AEUV Rechtsakte zu erlassen, in denen Vorschriften dafür aufgestellt werden, inwieweit die Regulierungsbehörden zur Zusammenarbeit untereinander und mit ACER verpflichtet sind, und in denen die Einzelheiten des Verfahrens zur Einhaltung der Netzkodizes und Leitlinien festgelegt werden. Es ist von besonderer Bedeutung, dass die Kommission im Zuge ihrer Vorbereitungsarbeit angemessene Konsultationen, auch auf der Ebene von Sachverständigen, durchführt, die mit den Grundsätzen in Einklang stehen, die in der Interinstitutionellen Vereinbarung vom 13. April 2016 über bessere Rechtsetzung ⁽¹³⁾ niedergelegt wurden. Um insbesondere für eine gleichberechtigte Beteiligung an der Vorbereitung delegierter Rechtsakte zu sorgen, erhalten das Europäische Parlament und der Rat alle Dokumente zur gleichen Zeit wie die Sachverständigen der Mitgliedstaaten, und ihre Sachverständigen haben systematisch Zugang zu den Sitzungen der Sachverständigengruppen der Kommission, die mit der Vorbereitung der delegierten Rechtsakte befasst sind.
- (93) Zur Gewährleistung einheitlicher Bedingungen für die Durchführung dieser Richtlinie sollten der Kommission Durchführungsbefugnisse zur Festlegung der Anforderungen an die Interoperabilität der Energiedienstleistungen und diskriminierungsfreier, transparenter Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten sowie zu den für den Kunden für einen Versorgerwechsel, die Laststeuerung und andere Dienstleistungen erforderlichen Daten, übertragen werden. Diese Befugnisse sollten gemäß der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁴⁾ ausgeübt werden.
- (94) Findet eine Ausnahmeregelung gemäß Artikel 66 Absätze 3, 4 oder 5 Anwendung, so sollte diese Ausnahmeregelung auch für sämtliche Bestimmungen dieser Richtlinie gelten, die den Bestimmungen, für die eine Ausnahmeregelung gewährt wurde, untergeordnet sind bzw. die die vorherige Anwendung der Bestimmungen, für die eine Ausnahmeregelung gewährt wurde, erfordern.
- (95) Die Bestimmungen der Richtlinie 2012/27/EU über die Strommärkte, beispielsweise Bestimmungen über die Messung und Abrechnung von Strom, die Laststeuerung, den vorrangigen Einsatz und den Netzzugang für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung, werden durch die Bestimmungen der vorliegenden Richtlinie und der Verordnung (EU) 2019/943 aktualisiert. Die Richtlinie 2012/27/EU sollte daher entsprechend geändert werden.
- (96) Da das Ziel dieser Richtlinie, nämlich die Schaffung eines voll funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarktes, von den Mitgliedstaaten nicht ausreichend verwirklicht werden kann, sondern wegen des Umfangs und der Auswirkungen dieser Richtlinie besser auf Unionsebene zu verwirklichen ist, kann die Union im Einklang mit dem in Artikel 5 des Vertrags über die Europäische Union niedergelegten Subsidiaritätsprinzip tätig werden. Entsprechend dem in demselben Artikel genannten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit geht diese Richtlinie nicht über das für die Erreichung dieses Ziels erforderliche Maß hinaus.
- (97) Gemäß der Gemeinsamen Politischen Erklärung vom 28. September 2011 der Mitgliedstaaten und der Kommission zu erläuternden Dokumenten ⁽¹⁵⁾ haben sich die Mitgliedstaaten verpflichtet, in begründeten Fällen zusätzlich zur Mitteilung ihrer Umsetzungsmaßnahmen ein oder mehrere Dokumente zu übermitteln, in denen der Zusammenhang zwischen den Bestandteilen einer Richtlinie und den entsprechenden Teilen nationaler Umsetzungsinstrumente erläutert wird. Bei dieser Richtlinie hält der Gesetzgeber die Übermittlung derartiger Dokumente für gerechtfertigt.
- (98) Die Verpflichtung zur Umsetzung dieser Richtlinie in nationales Recht sollte nur jene Bestimmungen betreffen, die im Vergleich zu der Richtlinie 2009/72/EG inhaltlich geändert wurden. Die Verpflichtung zur Umsetzung der inhaltlich unveränderten Bestimmungen ergibt sich aus der Richtlinie 2009/72/EG.
- (99) Die vorliegende Richtlinie sollte die Verpflichtungen der Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG in nationales Recht und zum Zeitpunkt ihres Geltungsbeginns innerhalb der in Anhang III genannten Fristen unberührt lassen —

⁽¹²⁾ 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).

⁽¹³⁾ ABl. L 123 vom 12.5.2016, S. 1.

⁽¹⁴⁾ Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Februar 2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren (ABl. L 55 vom 28.2.2011, S. 13).

⁽¹⁵⁾ ABl. C 369 vom 17.12.2011, S. 14.

HABEN FOLGENDE RICHTLINIE ERLASSEN:

KAPITEL I

GEGENSTAND UND BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Artikel 1

Gegenstand

Mit dieser Richtlinie werden gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung, -verteilung und -versorgung, die Energiespeicherung sowie Vorschriften im Bereich des Verbraucherschutzes erlassen, um für die Schaffung wirklich integrierter, wettbewerbsgeprägter, verbraucherorientierter, fairer und transparenter Elektrizitätsmärkte in der Union zu sorgen.

Diese Richtlinie dient dazu, unter Nutzung der Vorteile eines integrierten Marktes für die Verbraucher erschwingliche und transparente Energiepreise und -kosten, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit und einen reibungslosen Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem mit geringen CO₂-Emissionen sicherzustellen. Sie enthält grundsätzliche Bestimmungen über die Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätssektors der Union, insbesondere Vorschriften zur Stärkung und zum Schutz der Verbraucher, über den freien Zugang zum integrierten Markt, über den Zugang Dritter zur Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur, Entflechtungsanforderungen sowie Vorschriften über die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten.

Mit dieser Richtlinie werden zudem Methoden der Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern festgelegt, um einen vollkommen vernetzten Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen, auf dem die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, der freie Wettbewerb und die Versorgungssicherheit gefördert werden.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck

1. „Kunde“ einen Großhändler bzw. Endkunden, der Elektrizität kauft;
2. „Großhändler“ eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem die Person ansässig ist, kauft;
3. „Endkunde“ einen Kunden, der Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft;
4. „Haushaltskunde“ einen Kunden, der Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kauft, ausgenommen gewerbliche und berufliche Tätigkeiten;
5. „gewerblicher Kunde“ eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität für andere Zwecke als den Verbrauch im eigenen Haushalt kauft; hierzu zählen auch Erzeuger, Industriekunden, kleine und mittlere Unternehmen, Betriebe und Großhändler;
6. „Kleinstunternehmen“ ein Unternehmen, das weniger als zehn Personen beschäftigt und dessen Jahresumsatz bzw. -bilanzsumme 2 Mio. EUR nicht überschreitet;
7. „Kleinunternehmen“ ein Unternehmen, das weniger als 50 Personen beschäftigt und dessen Jahresumsatz bzw. -bilanzsumme 10 Mio. EUR nicht überschreitet;
8. „aktiver Kunde“ einen Endkunden oder eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden, der bzw. die an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder — sofern ein Mitgliedstaat es gestattet — an einem anderen Ort erzeugte Elektrizität verbraucht oder speichert oder eigenerzeugte Elektrizität verkauft oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt, sofern es sich dabei nicht um seine bzw. ihre gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt;
9. „Elektrizitätsmärkte“ Elektrizitätsmärkte, einschließlich außerbörslicher Märkte und Strombörsen, Märkte für den Handel mit Energie, Kapazität, Regelreserve und Systemdienstleistungen für alle Zeitspannen, darunter auch Terminmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte;

10. „Marktteilnehmer“ einen Marktteilnehmer im Sinne von Artikel 2 Nummer 25 der Verordnung (EU) 2019/943.
11. „Bürgerenergiegemeinschaft“ eine Rechtsperson,
 - a) der auf freiwilliger und offener Mitgliedschaft beruht und von Mitgliedern oder Anteilseignern, bei denen es sich um natürliche Personen, Gebietskörperschaften, einschließlich Gemeinden, oder Kleinunternehmen handelt, tatsächlich kontrolliert wird;
 - b) deren Hauptzweck nicht in der Erwirtschaftung finanzieller Gewinne besteht, sondern darin, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den lokalen Gebieten, in denen sie tätig ist, Umwelt-, Wirtschafts- oder soziale Gemeinschaftsvorteile zu bieten; und
 - c) die in den Bereichen Erzeugung, einschließlich aus erneuerbaren Quellen, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energiedienstleistungen für seine Mitglieder oder Anteilseigner erbringen kann;
12. „Versorgung“ den Verkauf, einschließlich des Weiterverkaufs, von Elektrizität an Kunden;
13. „Elektrizitätsversorgungsvertrag“ einen Vertrag über die Versorgung mit Elektrizität, mit Ausnahme von Elektrizitätsderivaten;
14. „Elektrizitätsderivat“ ein in Abschnitt C Nummern 5, 6 oder 7 des Anhangs I der Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁶⁾ genanntes Finanzinstrument, sofern dieses Instrument Elektrizität betrifft;
15. „Vertrag mit dynamischen Stromtarifen“ einen Stromliefervertrag zwischen einem Versorger und einem Endkunden, der die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen;
16. „Kündigungsgebühren“ eine Abgabe oder Strafzahlung, die Versorger oder im Bereich der Aggregation tätige Marktteilnehmer ihren Kunden für den Rücktritt von einem Elektrizitätsliefervertrag oder Elektrizitätsdienstleistungsvertrag auferlegen;
17. „Gebühren bei einem Anbieterwechsel“ eine Gebühr oder Strafzahlung, einschließlich Kündigungsgebühren, die Versorger oder im Bereich der Aggregation tätige Marktteilnehmer oder Netzbetreiber ihren Kunden direkt oder indirekt für einen Wechsel des Versorgers oder des im Bereich der Aggregation tätigen Marktteilnehmers auferlegen;
18. „Aggregation“ eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden bzw. wird;
19. „unabhängiger Aggregator“ einen Marktteilnehmer, der im Bereich der Aggregation tätig und nicht mit dem Versorger des Kunden verbunden ist;
20. „Laststeuerung“ eine Abweichung der Endkunden- Elektrizitätslast von ihren üblichen oder aktuellen Stromverbrauchsmustern als Reaktion auf Marktsignale, etwa zeitabhängige Strompreise oder Anreizzahlungen, oder als Reaktion auf das angenommene Angebot eines Endkunden, eine Nachfrageverringering oder -erhöhung zu einem bestimmten Preis auf einem organisierten Elektrizitätsmarkt im Sinne von Artikel 2 Ziffer 4 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission ⁽¹⁷⁾ zu verkaufen, allein oder durch;
21. „Abrechnungsinformationen“ Informationen, die in Abrechnungen für Endkunden enthalten sind, mit Ausnahme von Zahlungsaufforderungen;
22. „konventioneller Zähler“ einen analogen oder elektronischen Zähler, der Daten nicht übermitteln und empfangen kann;
23. „intelligentes Messsystem“ ein elektronisches System, das in der Lage ist, die in das Netz eingespeiste oder die daraus verbrauchte Elektrizität zu messen, das mehr Informationen als ein konventioneller Zähler liefert und mittels elektronischer Kommunikation Daten zu Informations-, Kontroll- und Steuerungszwecken übertragen und empfangen kann;

⁽¹⁶⁾ 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).

⁽¹⁷⁾ Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission vom 17. Dezember 2014 über die Datenmeldung gemäß Artikel 8 Absätze 2 und 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 363 vom 18.12.2014, S. 121).

24. „Interoperabilität“ im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen die Fähigkeit von zwei oder mehr Energie- oder Kommunikationsnetzen, Systemen, Geräten, Anwendungen oder Komponenten, zu interagieren, Informationen auszutauschen und zu verwenden, um vorgeschriebene Funktionen auszuführen;
25. „Bilanzkreisabrechnungszeitintervall“ ein Bilanzkreisabrechnungszeitintervall im Sinne von Artikel 2 Nummer 15 der Verordnung (EU) 2019/943;
26. „Fast-Echtzeit“ im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen eine kurze Zeitspanne, in der Regel Sekunden oder maximal das auf dem nationalen Markt geltende Bilanzkreisabrechnungszeitintervall;
27. „beste verfügbare Techniken“ im Zusammenhang mit Datenschutz und -sicherheit auf dem Gebiet intelligenter Messsysteme die effizientesten, fortschrittlichen und praktisch geeigneten Techniken, die in der Regel als Grundlage für die Einhaltung des Datenschutzrechts und der Regelungen im Bereich der Sicherheit der Union dienen;
28. „Verteilung“ den Transport von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung über Verteilernetze zur Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung;
29. „Verteilernetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und, sofern vorhanden, der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu decken;
30. „Energieeffizienz“ das Verhältnis zwischen dem Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie und dem Energieeinsatz;
31. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, insbesondere Wind, Sonne (Solarthermie und Fotovoltaik) und geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft sowie Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;
32. „verteilte Erzeugung“ an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen;
33. „Ladepunkt“ eine Schnittstelle, an der zur selben Zeit nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder der Akku nur eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann;
34. „Übertragung“ den Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zur Belieferung von Endkunden oder Verteilern, jedoch mit Ausnahme der Versorgung;
35. „Übertragungsnetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und, sofern vorhanden, der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu decken;
36. „Netznutzer“ eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität in ein Übertragungs- oder Verteilernetz einspeist oder daraus versorgt wird;
37. „Erzeugung“ die Produktion von Elektrizität;
38. „Erzeuger“ eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität erzeugt;
39. „Verbindungsleitung“ eine Anlage, die der Verbundschaltung von Elektrizitätsnetzen dient;
40. „Verbundnetz“ eine Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind;
41. „Direktleitung“ entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet;
42. „kleines, isoliertes Netz“ ein Netz mit einem Verbrauch von weniger als 3 000 GWh im Jahr 1996, bei dem weniger als 5 % seines Jahresverbrauchs durch einen Verbund mit anderen Netzen bezogen wird;

43. „kleines Verbundnetz“ ein Netz mit einem Verbrauch von weniger als 3 000 GWh im Jahr 1996, bei dem mehr als 5 % des Jahresverbrauchs durch einen Verbund mit anderen Netzen bezogen werden;
44. „Engpass“ einen Engpass im Sinne von Artikel 2 Nummer 4 der Verordnung (EU) 2019/943;
45. „Systemausgleich“ einen Systemausgleich im Sinne von Artikel 2 Nummer 10 der Verordnung (EU) 2019/943;
46. „Regelarbeit“ Regularbeit im Sinne von Artikel 2 Nummer 11 der Verordnung (EU) 2019/943;
47. „Bilanzkreisverantwortlicher“ einen Bilanzkreisverantwortlichen im Sinne von Artikel 2 Nummer 14 der Verordnung (EU) 2019/943;
48. „Systemdienstleistung“ eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement;
49. „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung“ eine von Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern genutzte Dienstleistung für statische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit;
50. „regionales Koordinierungszentrum“ ein nach Artikel 35 der Verordnung (EU) 2019/943 eingerichtetes regionales Koordinierungszentrum;
51. „vollständig integrierte Netzkomponenten“ Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen;
52. „integriertes Elektrizitätsunternehmen“ ein vertikal integriertes Unternehmen oder ein horizontal integriertes Unternehmen;
53. „vertikal integriertes Unternehmen“ ein Elektrizitätsunternehmen oder eine Gruppe von Elektrizitätsunternehmen, in der dieselbe Person berechtigt ist bzw. dieselben Personen berechtigt sind, direkt oder indirekt die Kontrolle auszuüben, wobei dieses Unternehmen bzw. diese Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung wahrnimmt;
54. „horizontal integriertes Unternehmen“ ein Elektrizitätsunternehmen, das mindestens eine der Funktionen der Erzeugung, Übertragung, Verteilung von oder Versorgung wahrnimmt und darüber hinaus eine weitere Tätigkeit außerhalb des Elektrizitätsbereichs ausübt;
55. „verbundenes Unternehmen“ verbundene Unternehmen im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie 2013/34/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁸⁾ und Unternehmen, die denselben Anteilseignern gehören;
56. „Kontrolle“ Rechte, Verträge oder andere Mittel, die einzeln oder zusammen unter Berücksichtigung aller tatsächlichen oder rechtlichen Umstände die Möglichkeit gewähren, einen bestimmenden Einfluss auf die Tätigkeit eines Unternehmens auszuüben, insbesondere durch
 - a) Eigentum oder Nutzungsrechte an der Gesamtheit oder an Teilen des Vermögens des Unternehmens,
 - b) Rechte oder Verträge, mit denen ein bestimmender Einfluss auf die Zusammensetzung, die Beratungen oder Beschlüsse der Organe des Unternehmens gewährt wird;
57. „Elektrizitätsunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person, die mindestens eine der Funktionen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Aggregation, Laststeuerung, Energiespeicherung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt, mit Ausnahme der Endkunden;
58. „Sicherheit“ sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch die Betriebssicherheit;

⁽¹⁸⁾ Richtlinie 2013/34/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2013 über den Jahresabschluss, den konsolidierten Abschluss und damit verbundene Berichte von Unternehmen bestimmter Rechtsformen und zur Änderung der Richtlinie 2006/43/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinien 78/660/EWG und 83/349/EWG des Rates (ABl. L 182 vom 29.6.2013, S. 19).

59. „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger;
60. „Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.

KAPITEL II

ALLGEMEINE VORSCHRIFTEN FÜR DIE ORGANISATION DES ELEKTRIZITÄTSSEKTORS

Artikel 3

Wettbewerbsfähiger, verbraucherorientierter, flexibler und diskriminierungsfreier Elektrizitätsmarkt

- (1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass durch ihr nationales Recht der länderübergreifende Stromhandel, die Beteiligung der Verbraucher, auch durch Laststeuerung, sowie Investitionen insbesondere in die variable und flexible Energieerzeugung, die Energiespeicherung oder den Ausbau der Elektromobilität oder in neue Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten nicht unnötig behindert werden und dass in den Strompreisen das tatsächliche Angebot und die tatsächliche Nachfrage zum Ausdruck kommen.
- (2) Bei der Errichtung neuer Verbindungsleitungen berücksichtigen die Mitgliedstaaten die Ziele für den Stromverbund nach Artikel 4 Buchstabe d Nummer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999.
- (3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass unbeschadet der Zuständigkeiten, die sie gegenüber Drittländern behalten, der Marktzutritt, das Funktionieren des Marktes und der Marktaustritt im Elektrizitätsbinnenmarkt nicht unnötig behindert werden.
- (4) Die Mitgliedstaaten stellen gleiche Wettbewerbsbedingungen sicher, indem sie Elektrizitätsunternehmen transparente, verhältnismäßige und diskriminierungsfreie Vorschriften und Gebühren auferlegen und indem sie sie in transparenter, verhältnismäßiger und diskriminierungsfreier Weise behandeln, insbesondere bei der Bilanzkreisverantwortung, dem Zugang zu Großhandelsmärkten, dem Zugang zu Daten, dem Anbieterwechsel und der Abrechnung sowie erforderlichenfalls bei der Lizenzerteilung.
- (5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Marktteilnehmer aus Drittländern, die auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt tätig sind, die geltenden Rechtsvorschriften der Union und des nationalen Rechts einhalten, einschließlich derjenigen, die Umweltschutz und Sicherheit betreffen.

Artikel 4

Freie Versorgerwahl

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass alle Kunden die Freiheit haben, Elektrizität vom Versorger ihrer Wahl zu beziehen und mehr als einen Elektrizitätsliefervertrag zur selben Zeit zu haben, sofern die erforderlichen Anschlusspunkte und Messstellen vorhanden sind.

Artikel 5

Marktgestützte Lieferpreise

- (1) Den Versorgern steht es frei, den Preis, zu dem sie ihre Kunden mit Elektrizität beliefern, zu bestimmen. Die Mitgliedstaaten ergreifen geeignete Maßnahmen, um für wirksamen Wettbewerb zwischen den Versorgern zu sorgen.
- (2) Die Mitgliedstaaten sorgen durch sozialpolitische Maßnahmen oder auf andere Weise als durch Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise für den Schutz der von Energiearmut betroffenen und der schutzbedürftigen Haushaltskunden im Sinne der Artikel 28 und 29.
- (3) Abweichend von den Absätzen 1 und 2 dürfen die Mitgliedstaaten in die Festsetzung der Stromversorgungspreise für von Energiearmut betroffene oder schutzbedürftige Haushaltskunden eingreifen. Staatliche Eingriffe dieser Art unterliegen den Bedingungen der Absätze 4 und 5.
- (4) Für staatliche Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise gelten folgende Bedingungen:
- a) Sie müssen einem allgemeinen wirtschaftlichen Interesse dienen und dürfen nicht über das hinausgehen, was zur Verfolgung dieses allgemeinen wirtschaftlichen Interesses erforderlich ist;

- b) sie müssen klar festgelegt, transparent, diskriminierungsfrei und überprüfbar sein;
- c) mit ihnen muss der gleichberechtigte Zugang von Elektrizitätsunternehmen in der Union zu den Kunden sichergestellt werden
- d) sie müssen zeitlich begrenzt und für ihre Begünstigten verhältnismäßig sein;
- e) sie dürfen nicht in diskriminierender Weise zu Zusatzkosten der Marktteilnehmer führen.

(5) Ein Mitgliedstaat, der gemäß Absatz 3 dieses Artikels in die Festsetzung der Stromversorgungspreise eingreift, muss unabhängig davon, ob eine erhebliche Anzahl seiner Haushalte von Energiearmut betroffen ist, die Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe d und Artikel 24 der Verordnung (EU) 2018/1999 einhalten.

(6) Die Mitgliedstaaten dürfen in die Festsetzung der Stromversorgungspreise für Haushaltskunden und Kleinstunternehmen, die nicht von den Eingriffen gemäß Absatz 3 profitieren, eingreifen, damit ein Übergangszeitraum geschaffen wird, bis zwischen den Versorgern ein wirksamer Wettbewerb für Versorgungsverträge hergestellt ist und uneingeschränkt wirksame marktgestützte Strompreise gemäß Absatz 1 gelten.

(7) Staatliche Eingriffe gemäß Absatz 6 müssen den in Absatz 4 festgelegten Kriterien entsprechen und unterliegen folgenden Bedingungen:

- a) Sie müssen mit einer Reihe von Maßnahmen einhergehen, um einen wirksamen Wettbewerb herbeizuführen, und eine Methode zur Bewertung des Fortschritts bei diesen Maßnahmen umfassen;
- b) sie müssen nach Methoden vorgenommen werden, bei denen die diskriminierungsfreie Behandlung der Versorger sichergestellt ist;
- c) sie müssen zu einem Preis festgelegt werden, der über den Kosten liegt und so hoch ist, dass ein wirksamer Preiswettbewerb stattfinden kann;
- d) sie müssen so gestaltet sein, dass sie möglichst keine nachteiligen Auswirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt zeitigen;
- e) es muss sichergestellt sein, dass alle Begünstigten solcher staatlichen Eingriffe die Möglichkeit haben, wettbewerbliche Marktangebote zu wählen, dass sie mindestens vierteljährlich unmittelbar über die Verfügbarkeit von Angeboten und Einsparmöglichkeiten auf dem Wettbewerbsmarkt, insbesondere über Verträge mit dynamischen Stromtarifen, informiert werden und dass ihnen Hilfe für den Wechsel zu einem marktgestützten Angebot bereitgestellt wird;
- f) es muss sichergestellt sein, dass gemäß den Artikeln 19 und 21 alle Begünstigten solcher staatlichen Eingriffe einen Anspruch darauf haben, dass ihnen intelligente Messsysteme ohne Mehrkosten eingebaut und dieser Einbau angeboten wird und dass sie unmittelbar über die Möglichkeit des Einbaus intelligenter Messsysteme informiert werden und die erforderliche Hilfe erhalten;
- g) sie dürfen nicht zu einer direkten Quersubventionierung zwischen Kunden, die zu Preisen des freien Marktes beliefert werden, und Kunden, die zu regulierten Lieferpreisen beliefert werden, führen.

(8) Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission die gemäß Absatz 3 und 6 ergriffenen Maßnahmen innerhalb eines Monats nach ihrer Annahme mit und dürfen sie sofort anwenden. Der Mitteilung wird eine Erläuterung beigefügt, warum andere Instrumente nicht ausreichen, um das verfolgte Ziel zu verwirklichen, wie die Anforderungen der Absätze 4 und 7 erfüllt werden und wie sich die mitgeteilten Maßnahmen auf den Wettbewerb auswirken. In der Mitteilung wird der Kreis der Begünstigten, die Dauer der Maßnahmen und die Anzahl der von den Maßnahmen betroffenen Haushaltskunden beschrieben und erläutert, wie die regulierten Preise festgesetzt wurden.

(9) Bis zum 1. Januar 2022 und bis zum 1. Januar 2025 übermitteln die Mitgliedstaaten der Kommission Berichte über die Umsetzung dieses Artikels und die Notwendigkeit und Verhältnismäßigkeit der öffentlichen Eingriffe nach diesem Artikel sowie eine Bewertung der Fortschritte bei der Herbeiführung eines wirksamen Wettbewerbs zwischen den Versorgern und beim Übergang zu marktgestützten Preisen. Die Mitgliedstaaten, die gemäß Absatz 6 regulierte Preise festsetzen, legen einen Bericht über die Einhaltung der Bedingungen des Absatzes 7 vor, einschließlich der Einhaltung durch die Versorger, die solche Eingriffe anwenden müssen, sowie über die Auswirkungen der regulierten Preise auf die Finanzlage dieser Versorger.

(10) Bis zum 31. Dezember 2025 überprüft die Kommission die Umsetzung dieses Artikels zur Herbeiführung marktgestützter Strompreise für die Kunden und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht darüber vor, dem erforderlichenfalls ein Legislativvorschlag unmittelbar beigefügt oder zu einem späteren Zeitpunkt hinzugefügt wird. Der Legislativvorschlag kann ein Enddatum für regulierte Preise enthalten.

*Artikel 6***Zugang Dritter**

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ein System für den Zugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen auf der Grundlage veröffentlichter Tarife eingeführt wird; die Zugangsregelung gilt für alle Kunden und wird nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Netzbenutzern angewandt. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass diese Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten gemäß Artikel 59 genehmigt werden und dass die Tarife und — soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen — die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden.

(2) Der Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber kann den Netzzugang verweigern, wenn er nicht über die nötige Kapazität verfügt. Die Verweigerung ist hinreichend schlüssig zu begründen, insbesondere unter Berücksichtigung des Artikels 9, und auf objektive und technisch und wirtschaftlich begründete Kriterien zu stützen. Die Mitgliedstaaten oder — wenn von den Mitgliedstaaten vorgesehen — ihre Regulierungsbehörden gewährleisten, dass diese Kriterien einheitlich Anwendung finden und die Netzbenutzer, denen der Netzzugang verweigert wurde, ein Streitbeilegungsverfahren in Anspruch nehmen können. Die nationalen Regulierungsbehörden stellen zudem nötigenfalls sicher, dass der Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber bei Verweigerung des Netzzugangs aussagekräftige Informationen darüber gibt, welche Maßnahmen zur Verstärkung des Netzes erforderlich wären. Diese Informationen werden in allen Fällen bereitgestellt, in denen der Zugang zu Ladepunkten verweigert wurde. Der um solche Informationen ersuchenden Partei kann eine angemessene Gebühr in Rechnung gestellt werden, in denen die Kosten der Bereitstellung dieser Informationen zum Ausdruck kommen.

(3) Dieser Artikel gilt für Bürgerenergiegemeinschaften, die Verteilernetze betreiben.

*Artikel 7***Direktleitungen**

(1) Die Mitgliedstaaten treffen die erforderlichen Maßnahmen, damit

- a) alle Erzeuger und Elektrizitätsversorgungsunternehmen Versorger, die in ihrem Hoheitsgebiet ansässig sind, ihre eigenen Betriebsstätten, Tochterunternehmen und Kunden über eine Direktleitung versorgen können, ohne dass ihnen unverhältnismäßige Verwaltungsverfahren oder Kosten auferlegt werden,
- b) alle Kunden in ihrem Hoheitsgebiet einzeln oder gemeinsam von Erzeugern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen Versorgern über eine Direktleitung versorgt werden können.

(2) Die Mitgliedstaaten legen die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen für den Bau von Direktleitungen in ihrem Hoheitsgebiet fest. Diese Kriterien müssen objektiv und diskriminierungsfrei sein.

(3) Die Möglichkeit der Elektrizitätsversorgung über eine Direktleitung gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels berührt nicht die Möglichkeit, Elektrizitätslieferverträge gemäß Artikel 6 zu schließen.

(4) Die Mitgliedstaaten können Genehmigungen zur Errichtung einer Direktleitung entweder von der Verweigerung des Netzzugangs auf der Grundlage — soweit anwendbar — des Artikels 6 oder von der Einleitung eines Streitbeilegungsverfahrens gemäß Artikel 60 abhängig machen.

(5) Die Mitgliedstaaten können die Genehmigung zur Errichtung einer Direktleitung verweigern, wenn die Erteilung einer solchen Genehmigung die Anwendung der Bestimmungen des Artikels 9 über gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen behindern würde. Die Verweigerung ist hinreichend schlüssig zu begründen.

*Artikel 8***Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten**

(1) Für die Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten beschließen die Mitgliedstaaten ein Genehmigungsverfahren, das nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien anzuwenden ist.

(2) Die Mitgliedstaaten legen die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen zur Schaffung von Erzeugungskapazitäten in ihrem Hoheitsgebiet fest. Bei der Festlegung geeigneter Kriterien tragen die Mitgliedstaaten folgenden Aspekten Rechnung:

- a) Sicherheit und Sicherung der elektrischen Systeme, Anlagen und zugehörigen Ausrüstungen,
- b) Schutz der Gesundheit der Bevölkerung und der öffentlichen Sicherheit,
- c) Umweltschutz,

- d) Flächennutzung und Standortwahl,
- e) Gebrauch von öffentlichem Grund und Boden,
- f) Energieeffizienz,
- g) Art der Primärenergieträger,
- h) spezifische Merkmale des Antragstellers, etwa die technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit,
- i) Einhaltung der nach Artikel 9 getroffenen Maßnahmen,
- j) Beitrag der Erzeugungskapazitäten zum Erreichen des in Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁹⁾ genannten Unionsziels, bis 2030 mindestens 32 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Union durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken,
- k) Beitrag von Erzeugungskapazitäten zur Verringerung der Emissionen, und
- l) Alternativen zur Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten, beispielsweise Laststeuerung und Energiespeicherung.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass für die kleine dezentrale und/oder die verteilte Erzeugung besondere, vereinfachte und gestraffte Genehmigungsverfahren vorhanden sind, die der begrenzten Größe und den möglichen Auswirkungen dieser Erzeugung Rechnung tragen.

Die Mitgliedstaaten können für dieses konkrete Genehmigungsverfahren Leitlinien festlegen. Die Regulierungsbehörden oder sonstige zuständige nationale Behörden einschließlich der für die Planung zuständigen Stellen überprüfen diese Leitlinien und können Änderungen empfehlen.

Sofern die Mitgliedstaaten gesonderte Genehmigungsverfahren für die Flächennutzung eingeführt haben, die für neue Großprojekte im Bereich Infrastruktur bei Erzeugungskapazitäten gelten, wenden die Mitgliedstaaten diese Verfahren erforderlichenfalls auch auf die Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten an, wobei die Verfahren diskriminierungsfrei und in einem angemessenen zeitlichen Rahmen Anwendung finden müssen.

(4) Die Genehmigungsverfahren und die Kriterien werden öffentlich bekannt gemacht. Die Gründe für die Verweigerung einer Genehmigung sind dem Antragsteller mitzuteilen. Diese Gründe müssen objektiv, diskriminierungsfrei, stichhaltig und hinreichend belegt sein. Dem Antragsteller müssen Rechtsmittel zur Verfügung gestellt werden.

Artikel 9

Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen

(1) Unbeschadet des Absatzes 2 gewährleisten die Mitgliedstaaten entsprechend ihrem institutionellen Aufbau und unter Beachtung des Subsidiaritätsprinzips, dass Elektrizitätsunternehmen nach den in dieser Richtlinie festgelegten Grundsätzen und mit dem Ziel der Errichtung eines wettbewerbsbestimmten, sicheren und unter ökologischen Aspekten nachhaltigen Elektrizitätsmarkts betrieben werden und dass diese Unternehmen in ihren Rechten und Pflichten nicht diskriminiert werden.

(2) Die Mitgliedstaaten können unter uneingeschränkter Beachtung der einschlägigen Bestimmungen des AEUV, insbesondere des Artikels 106, den im Elektrizitätssektor tätigen Unternehmen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegen, die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz, Energie aus erneuerbaren Quellen und Klimaschutz, beziehen können. Solche Verpflichtungen müssen klar festgelegt, transparent, diskriminierungsfrei und überprüfbar sein und dazu dienen, den gleichberechtigten Zugang von Elektrizitätsunternehmen der Union zu den nationalen Verbrauchern sicherzustellen. Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen, die die Festsetzung der Stromversorgungspreise betreffen, müssen den Anforderungen des Artikels 5 der vorliegenden Richtlinie entsprechen.

(3) Wenn ein Mitgliedstaat für die Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2 dieses Artikels oder für die Bereitstellung der Grundversorgung gemäß Artikel 27 einen finanziellen Ausgleich, andere Arten von Gegenleistungen oder Alleinrechte gewährt, so muss das auf diskriminierungsfreie, transparente Weise geschehen.

(4) Bei der Umsetzung dieser Richtlinie unterrichten die Mitgliedstaaten die Kommission über alle Maßnahmen, die sie zur Gewährleistung der Grundversorgung und Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen, einschließlich des Verbraucher- und des Umweltschutzes, getroffen haben, und deren mögliche Auswirkungen auf den nationalen und internationalen Wettbewerb, und zwar unabhängig davon, ob für diese Maßnahmen eine Ausnahme von dieser Richtlinie erforderlich ist. Sie unterrichten anschließend die Kommission alle zwei Jahre über Änderungen der Maßnahmen, und zwar unabhängig davon, ob für diese Maßnahmen eine Ausnahme von dieser Richtlinie erforderlich ist.

⁽¹⁹⁾ 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).

(5) Die Mitgliedstaaten können beschließen, die Artikel 6, 7 und 8 dieser Richtlinie nicht anzuwenden, soweit durch ihre Anwendung die Erfüllung der den Elektrizitätsunternehmen übertragenen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen de jure oder de facto verhindert würde und soweit die Entwicklung des Handelsverkehrs nicht in einem Ausmaß beeinträchtigt wird, das den Interessen der Union zuwiderläuft. Im Interesse der Union liegt unter anderem der Wettbewerb um Kunden gemäß Artikel 106 AEUV und gemäß dieser Richtlinie.

KAPITEL III

STÄRKUNG UND SCHUTZ DER VERBRAUCHER

Artikel 10

Grundlegende vertragliche Rechte

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass alle Endkunden das Recht haben, von einem Versorger — sofern dieser zustimmt — mit Elektrizität versorgt zu werden, unabhängig davon, in welchem Mitgliedstaat er als Versorger zugelassen ist, sofern der Versorger die geltenden Regeln in den Bereichen Handel und Systemausgleich einhält. In diesem Zusammenhang ergreifen die Mitgliedstaaten alle notwendigen Maßnahmen, damit durch die Verwaltungsverfahren keine Versorger diskriminiert werden, die bereits in einem anderen Mitgliedstaat zugelassen sind.

(2) Unbeschadet der Verbraucherschutzvorschriften der Union, insbesondere der Richtlinie 2011/83/EU des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²⁰⁾ und der Richtlinie 93/13/EWG des Rates⁽²¹⁾, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Endkunden die in den Absätzen 3 bis 12 des vorliegenden Artikels festgelegten Rechte eingeräumt werden.

(3) Endkunden haben Anspruch auf einen Vertrag mit ihrem Versorger, in dem Folgendes festgelegt ist:

- a) Name und Anschrift des Versorgers;
- b) zu erbringende Leistungen und angebotene Qualitätsstufen sowie Zeitpunkt für den Erstanschluss;
- c) Art der angebotenen Wartungsdienste;
- d) Art und Weise, wie aktuelle Informationen über alle geltenden Tarife, Wartungsentgelte und gebündelte Produkte oder Leistungen erhältlich sind;
- e) Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung des Vertrags und der Leistungen, einschließlich Produkte oder Leistungen, die mit diesen Leistungen gebündelt sind, und der Frage der Zulässigkeit einer kostenfreien Beendigung des Vertrags;
- f) Entschädigungs- und Erstattungsregelungen für den Fall, dass die vertraglich vereinbarte Leistungsqualität nicht eingehalten wird, wozu auch ungenaue oder verspätete Abrechnungen zählen;
- g) Vorgehen zur Einleitung von außergerichtlichen Streitbeilegungsverfahren gemäß Artikel 26;
- h) Bereitstellung eindeutiger Informationen zu den Verbraucherrechten, auch zur Behandlung von Beschwerden und einschließlich aller in diesem Absatz angeführten Informationen, im Rahmen der Abrechnung oder auf der Website des Elektrizitätsunternehmens.

Die Bedingungen müssen fair und im Voraus gut bekannt sein. Diese Informationen werden in jedem Fall vor Abschluss oder Bestätigung des Vertrags bereitgestellt. Auch bei Abschluss des Vertrags durch Vermittler müssen die in diesem Absatz genannten Informationen vor Vertragsabschluss bereitgestellt werden.

Den Endkunden ist eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen.

(4) Die Kunden müssen rechtzeitig über eine beabsichtigte Änderung der Vertragsbedingungen und dabei über ihr Recht, den Vertrag zu beenden, unterrichtet werden. Die Versorger unterrichten ihre Kunden direkt und auf transparente und verständliche Weise über jede Änderung des Lieferpreises und deren Anlass, Voraussetzungen und Umfang, zu

⁽²⁰⁾ Richtlinie 2011/83/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Rechte der Verbraucher, zur Abänderung der Richtlinie 93/13/EWG des Rates und der Richtlinie 1999/44/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie zur Aufhebung der Richtlinie 85/577/EWG des Rates und der Richtlinie 97/7/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 304 vom 22.11.2011, S. 64).

⁽²¹⁾ Richtlinie 93/13/EWG des Rates vom 5. April 1993 über missbräuchliche Klauseln in (ABl. L 95 vom 21.4.1993, S. 29).

einem angemessenen Zeitpunkt, spätestens jedoch zwei Wochen, im Fall von Haushaltskunden einen Monat, vor Eintritt der Änderung. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass es den Endkunden freisteht, den Vertrag zu beenden, wenn sie die neuen Vertragsbedingungen oder Änderungen des Lieferpreises nicht akzeptieren, die ihnen ihr Versorger mitgeteilt hat.

(5) Die Versorger müssen den Endkunden transparente Informationen über geltende Preise und Tarife sowie über die Standardbedingungen für den Zugang zu Stromdienstleistungen und deren Inanspruchnahme geben.

(6) Den Endkunden ist von den Versorgern ein breites Spektrum an Zahlungsmöglichkeiten anzubieten. Diese Modalitäten dürfen nicht unangemessen einzelne Kunden diskriminieren. Etwaige Unterschiede bei den Zahlungsarten oder Vorauszahlungssystemen müssen objektiv, diskriminierungsfrei und verhältnismäßig sein und dürfen gemäß Artikel 62 der Richtlinie (EU) 2015/2366 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²²⁾ die unmittelbaren Kosten, die dem Zahlungsempfänger für die Nutzung der jeweiligen Zahlungsart oder eines Vorauszahlungssystems entstehen, nicht übersteigen.

(7) Nach Maßgabe von Absatz 6 darf Haushaltskunden mit Zugang zu Vorauszahlungssystemen durch diese Vorauszahlungssysteme kein Nachteil entstehen.

(8) Die Endkunden müssen von den Versorgern Angebote mit fairen und transparenten allgemeinen Vertragsbedingungen erhalten, welche klar und unmissverständlich abgefasst sein müssen und keine außervertraglichen Hindernisse, wie eine übermäßige Zahl an Vertragsunterlagen, enthalten dürfen, durch die die Kunden an der Ausübung ihrer Rechte gehindert werden. Die Kunden müssen vor unfairen oder irreführenden Verkaufsmethoden geschützt sein.

(9) Die Endkunden haben Anspruch auf eine gute Qualität der Dienstleistungserbringung und Behandlung ihrer Beschwerden durch ihren Versorger. Die Versorger müssen Beschwerden auf einfache, faire und zügige Weise behandeln.

(10) Die Endkunden müssen beim Zugang zur Grundversorgung gemäß den von den Mitgliedstaaten nach Artikel 27 erlassenen Bestimmungen über ihre Rechte auf Grundversorgung informiert werden.

(11) Haushaltskunden müssen von den Versorgern angemessen und rechtzeitig vor dem geplanten Termin einer Stromsperre über alternative Maßnahmen informiert werden. Bei diesen alternativen Maßnahmen, kann es sich um Hilfsangebote zur Abwendung einer Stromsperre, Vorauszahlungssysteme, Energieaudits, Energieberatungsdienste, alternative Zahlungspläne, Schuldnerberatung oder einen Aufschub der Stromsperre handeln, und sie dürfen Kunden, denen eine Stromsperre droht, keine Mehrkosten verursachen.

(12) Die Endkunden müssen von den Versorgern spätestens sechs Wochen nach einem Wechsel des Versorgers eine Abschlussrechnung erhalten.

Artikel 11

Anspruch auf Verträge mit dynamischen Stromtarifen

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Versorger gemäß dem nationalen Regelungsrahmen Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten können. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Endkunden, die einen intelligenten Zähler installieren lassen, von mindestens einem Versorger sowie von jedem Versorger mit über 200 000 Endkunden verlangen können, einen Vertrag mit dynamischen Stromtarifen abzuschließen.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Endkunden von den Versorgern vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken von Verträgen mit dynamischen Stromtarifen informiert werden, und dass die Versorger verpflichtet sind, den Endkunden dementsprechende Informationen, auch über den erforderlichen Einbau eines geeigneten Stromzählers, zu liefern. Die Regulierungsbehörden überwachen die Marktentwicklungen und bewerten die möglichen Risiken neuer Produkte und Dienstleistungen und befassen sich mit missbräuchlichen Praktiken.

(3) Vor jedem Wechsel zu einem Vertrag mit dynamischem Elektrizitätstarif müssen Versorger die Zustimmung des Endkunden einholen.

⁽²²⁾ Richtlinie (EU) 2015/2366 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2015 über Zahlungsdienste im Binnenmarkt, zur Änderung der Richtlinien 2002/65/EG, 2009/110/EG und 2013/36/EU und der Verordnung (EU) Nr. 1093/2010 sowie zur Aufhebung der Richtlinie 2007/64/EG (ABl. L 337 vom 23.12.2015, S. 35).

(4) Die Mitgliedstaaten oder ihre Regulierungsbehörden überwachen über einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren, sobald Verträge mit dynamischen Stromtarifen verfügbar sind, die wichtigsten damit verbundenen Entwicklungen, darunter das Marktangebot und die Auswirkungen auf die Kosten der Verbraucher und im Besonderen auf die Preisvolatilität, und erstatten darüber jährlich Bericht.

Artikel 12

Recht auf Wechsel und Bestimmungen über Wechselgebühren

(1) Ein Wechsel des Versorgers oder des im Bereich der Aggregierung tätigen Marktteilnehmers erfolgt binnen kürzestmöglicher Zeit. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Kunden, die Versorger oder im Bereich der Aggregierung tätige Marktteilnehmer wechseln möchten, einen Anspruch auf den Wechsel unter Einhaltung der Vertragsbedingungen innerhalb von höchstens drei Wochen nach dem Tag der Antragstellung haben. Spätestens ab 2026 darf der technische Vorgang des Versorgerwechsels nicht mehr länger als 24 Stunden dauern und muss an jedem Werktag möglich sein.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass zumindest den Haushaltskunden und Kleinunternehmen keine Wechselgebühren in Rechnung gestellt werden.

(3) Abweichend von Absatz 2 können die Mitgliedstaaten zulassen, dass Versorger oder im Bereich der Aggregierung tätige Marktteilnehmer den Kunden, die einen befristeten Elektrizitätsliefervertrag mit festem Tarif freiwillig vorzeitig kündigen, Kündigungsgebühren berechnen, sofern diese Gebühren in einem Vertrag vorgesehen sind, den der Kunde freiwillig geschlossen hat, und der Kunde vor Vertragsabschluss unmissverständlich über diese Gebühren informiert worden ist. Die Gebühren müssen verhältnismäßig sein und dürfen nicht höher sein als der dem Versorger oder dem im Bereich der Aggregierung tätigen Marktteilnehmer infolge der Vertragskündigung unmittelbar entstehende wirtschaftliche Verlust, einschließlich der Kosten etwaiger gebündelter Investitionen oder Dienstleistungen, die dem Endkunden im Rahmen des Vertrags bereits erbracht wurden. Die Beweislast dafür, dass dem Versorger oder dem im Bereich der Aggregierung tätigen Marktteilnehmer ein unmittelbarer wirtschaftlicher Verlust entstanden ist, liegt beim Versorger oder dem im Bereich der Aggregierung tätigen Marktteilnehmer, und die Zulässigkeit von Kündigungsgebühren wird von der Regulierungsbehörde oder einer anderen zuständigen nationalen Behörde überwacht.

(4) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass das Recht auf Wechsel des Versorgers oder des im Bereich der Aggregierung tätigen Marktteilnehmers allen Kunden ohne Diskriminierung bei den Kosten, dem Aufwand und der Dauer gewährt wird.

(5) Haushaltskunden sind berechtigt, sich an kollektiven Versorgerwechselsystemen/-modellen zu beteiligen. Die Mitgliedstaaten beseitigen sämtliche regulatorischen oder verwaltungsrechtlichen Hindernisse, die dem kollektiven Versorgerwechsel im Wege stehen, und sorgen gleichzeitig für einen Rahmen, der Kunden optimalen Schutz vor unlauteren Praktiken bietet.

Artikel 13

Aggregierungsvertrag

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass es allen Kunden freisteht, Stromdienstleistungen einschließlich Aggregierung aber außer Versorgung unabhängig von ihrem Elektrizitätsversorgungsvertrag von einem Elektrizitätsunternehmen ihrer Wahl zu erwerben oder diesem zu verkaufen.

(2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Endkunden, die einen Aggregierungsvertrag schließen möchten, einen Anspruch darauf haben, auch ohne die Zustimmung ihrer Elektrizitätsunternehmen.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die an der Aggregierung beteiligten Marktteilnehmer die Kunden vollständig über die Bedingungen der Verträge, die sie ihnen anbieten, informieren.

(3) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass alle Endkunden das Recht haben, auf Verlangen mindestens einmal in jedem Abrechnungszeitraum kostenfrei sämtliche sie betreffenden Laststeuerungsdaten oder Daten über die gelieferte und verkaufte Elektrizität zu erhalten.

(4) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die in den Absätzen 2 und 3 genannten Rechte allen Endkunden ohne Diskriminierung bei Kosten, Aufwand und Dauer gewährt werden. Insbesondere stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass den Kunden von ihrem Versorger keine diskriminierenden technischen und administrativen Anforderungen, Verfahren oder Entgelte auferlegt werden, abhängig davon, ob diese einen Vertrag mit einem an der Aggregierung beteiligten Marktteilnehmer geschlossen haben.

Artikel 14

Vergleichsinstrumente

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass mindestens Haushaltskunden und Kleinstunternehmen mit einem voraussichtlichen Jahresverbrauch von weniger als 100 000 kWh unentgeltlich Zugang zu mindestens einem Instrument für den Vergleich von Angeboten verschiedener Versorger, einschließlich Angeboten für Verträge mit dynamischen Stromtarifen, erhalten. Die Kunden sind in oder zusammen mit den Rechnungen oder auf andere Art und Weise über die Verfügbarkeit dieser Instrumente zu unterrichten. Die Instrumente müssen mindestens die folgenden Voraussetzungen erfüllen:

- a) Sie sind unabhängig von den Marktteilnehmern und stellen die Gleichbehandlung aller Elektrizitätsunternehmen bei den Suchergebnissen sicher;
- b) ihre Inhaber und die natürliche oder juristische Person, die das Instrument betreibt und kontrolliert, sowie Informationen darüber, wie die Instrumente finanziert werden, werden eindeutig offengelegt;
- c) sie enthalten klare und objektive Kriterien, auf die sich der Vergleich stützt, einschließlich der Dienstleistungen, und diese Kriterien werden offengelegt;
- d) sie sind klar und eindeutig formuliert;
- e) es werden korrekte und aktuelle Informationen bereitgestellt, wobei der Zeitpunkt der letzten Aktualisierung angegeben wird;
- f) sie sind für Menschen mit Behinderungen barrierefrei zugänglich, indem sie wahrnehmbar, steuerbar, verständlich und robust gestaltet werden;
- g) sie sehen ein wirksames Verfahren für die Meldung unzutreffender Angaben zu veröffentlichten Angeboten vor;
- h) der Vergleich wird so durchgeführt, dass die angeforderten personenbezogenen Daten auf die Daten beschränkt sind, die für den Vergleich zwingend erforderlich sind.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass mindestens ein Instrument den Gesamtmarkt abdeckt. Im Fall einer Marktabdeckung durch mehrere Instrumente zeigen diese Instrumente eine möglichst vollständige Palette an Stromangeboten, die einen wesentlichen Teil des Marktes abdeckt, und in Fällen, in denen die Instrumente keine vollständige Marktabdeckung bieten, eine eindeutige Erklärung dazu, die vor den Ergebnissen angezeigt wird.

(2) Die in Absatz 1 genannten Instrumente können von einer beliebigen Einrichtung, einschließlich privaten Unternehmen und öffentlichen Verwaltungen oder Stellen, betrieben werden.

(3) Die Mitgliedstaaten benennen eine zuständige Behörde, die dafür verantwortlich ist, an Vergleichsinstrumente, die die in Absatz 1 aufgeführten Voraussetzungen erfüllen, mit einem Vertrauenszeichen zu vergeben, und sicherstellt, dass mit einem Vertrauenszeichen versehene Vergleichsinstrumente die in Absatz 1 aufgeführten Voraussetzungen fortlaufend erfüllen. Diese Behörde ist von allen Marktteilnehmern und Betreibern von Vergleichsinstrumenten unabhängig.

(4) Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass die in Absatz 1 genannten Vergleichsinstrumente Vergleichskriterien für die Art der von den Versorgern angebotenen Dienstleistungen enthalten.

(5) Für jedes Instrument, mit dem die Angebote von Marktteilnehmern miteinander verglichen werden, kann auf freiwilliger und diskriminierungsfreier Grundlage ein Vertrauenszeichen im Sinne dieses Artikels beantragt werden.

(6) Abweichend von den Absätzen 3 und 5 können die Mitgliedstaaten beschließen, die Vergabe von Vertrauenszeichen an Vergleichsinstrumente nicht vorzusehen, wenn eine Behörde oder öffentliche Stelle ein Vergleichsinstrument zur Verfügung stellt, das die in Absatz 1 festgelegten Voraussetzungen erfüllt.

Artikel 15

Aktive Kunden

(1) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden zu handeln, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden.

(2) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass aktive Kunden

- a) das Recht haben, entweder direkt oder über Aggregatoren tätig zu sein;
- b) das Recht haben, selbst erzeugte Elektrizität zu verkaufen, auch mittels Verträgen über den Bezug von Strom;

- c) das Recht haben, an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen;
- d) das Recht haben, einen Dritten mit dem Management der für ihre Tätigkeiten erforderlichen Anlagen zu betrauen, einschließlich Einrichtung, Betrieb, Datenverarbeitung und Wartung, wobei der Dritte nicht als aktiver Kunde gilt;
- e) kostenorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzentgelten gemäß Artikel 59 Absatz 9 der vorliegenden Richtlinie und Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 unterworfen sind, bei denen die in das Netz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Netz bezogene Elektrizität getrennt ausgewiesen werden, damit sichergestellt ist, dass sie in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen;
- f) für die von ihnen im Stromnetz verursachten Ungleichgewichte finanziell verantwortlich sind; in dieser Hinsicht sind sie Bilanzkreisverantwortliche, oder sie delegieren die Bilanzkreisverantwortung gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/943.

(3) Die Mitgliedstaaten dürfen in ihrem nationalen Recht unterschiedliche Bestimmungen für einzeln und gemeinsam handelnde aktive Kunden vorsehen, sofern alle im vorliegenden Artikel vorgesehenen Rechte und Pflichten für alle aktiven Kunden gelten. Eine unterschiedliche Behandlung gemeinsam handelnder aktiver Kunden muss verhältnismäßig und hinreichend begründet sein.

(4) Mitgliedstaaten, in denen Regelungen bestehen, nach denen die in das Netz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Netz bezogene Elektrizität nicht getrennt ausgewiesen werden, gewähren nach dem 31. Dezember 2023 keine neuen Rechte nach diesen Regelungen. Jedenfalls müssen Kunden, für die bestehende Regelungen gelten, jederzeit die Möglichkeit haben, sich für eine neue Regelung zu entscheiden, wonach die in das Netz eingespeiste und die aus dem Netz bezogene Elektrizität als Grundlage für die Berechnung der Netzentgelte getrennt ausgewiesen werden.

(5) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage befindet,

- a) das Recht haben, innerhalb eines angemessenen Zeitraums nach der Beantragung einen Netzanschluss zu erhalten, wenn alle notwendigen Voraussetzungen wie die Bilanzkreisverantwortung und geeignete Messsysteme erfüllt sind,
- b) für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen sind,
- c) keinen unverhältnismäßigen Genehmigungsanforderungen oder -gebühren unterworfen sind,
- d) befugt sind, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen, sofern das technisch durchführbar ist.

Artikel 16

Bürgerenergiegemeinschaften

(1) Die Mitgliedstaaten sehen einen Regulierungsrahmen für Bürgerenergiegemeinschaften vor, mit dem sichergestellt wird, dass

- a) die Teilnahme an einer Bürgerenergiegemeinschaft offen und freiwillig ist;
- b) Mitglieder oder Anteilseigner einer Bürgerenergiegemeinschaft berechtigt sind, diese Gemeinschaft wieder zu verlassen; in solchen Fällen findet Artikel 12 Anwendung;
- c) Mitglieder oder Anteilseigner einer Bürgerenergiegemeinschaft ihre Rechte und Pflichten als Haushaltskunden oder aktive Kunden nicht verlieren;
- d) der jeweilige Verteilernetzbetreiber — vorbehaltlich einer nach der Bewertung durch die Regulierungsbehörde fairen Vergütung — mit Bürgerenergiegemeinschaften zusammenarbeitet, um Stromübertragungen innerhalb von Bürgerenergiegemeinschaften zu erleichtern;
- e) für Bürgerenergiegemeinschaften diskriminierungsfreien, fairen, verhältnismäßigen und transparenten Verfahren, Abgaben und Umlagen unterworfen sind, auch für Registrierung und Genehmigungsverfahren, und ihnen transparente, diskriminierungsfreie und kostenorientierte Netzentgelte gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 berechnet werden, damit sichergestellt ist, dass sie in geeigneter und ausgewogener Art und Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen.

(2) Die Mitgliedstaaten können im Regelungsrahmen für Bürgerenergiegemeinschaften vorschreiben, dass Bürgerenergiegemeinschaften

- a) für die länderübergreifende Teilnahme offen sind,
- b) das Recht haben, Eigentümer von Verteilernetzen zu sein, solche einzurichten, zu kaufen oder zu mieten und vorbehaltlich der Bedingungen des Absatzes 4 des vorliegenden Artikels eigenständig zu betreiben,
- c) den Ausnahmen des Artikels 38 Absatz 2 unterliegen.

(3) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Bürgerenergiegemeinschaften

- a) in der Lage sind, entweder direkt oder über Aggregatoren diskriminierungsfreien Zugang zu allen Elektrizitätsmärkten zu erhalten;
- b) bei ihren Tätigkeiten, Rechten und Pflichten als Endkunden, Erzeuger, Versorger, Verteilernetzbetreiber oder als Aggregatoren tätige Marktteilnehmer diskriminierungsfrei und verhältnismäßig behandelt werden;
- c) für die von ihnen im Stromnetz verursachten Ungleichgewichte finanziell verantwortlich sind; in dieser Hinsicht sind sie Bilanzkreisverantwortliche, oder sie delegieren die Bilanzkreisverantwortung gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/943;
- d) bei dem Verbrauch selbst erzeugter Elektrizität wie aktive Kunden gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe e behandelt werden;
- e) das Recht haben, innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft Elektrizität gemeinsam zu nutzen, die mit Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft erzeugt wird, und zwar vorbehaltlich anderer Anforderungen dieses Artikels und unter Wahrung der Rechte und Pflichten der Mitglieder der Gemeinschaft als Endkunden.

Wird für die Zwecke des Unterabsatzes 1 Buchstabe e Elektrizität gemeinsam genutzt, so erfolgt das unbeschadet der geltenden Netzentgelte und sonstiger einschlägiger Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern, gemäß einer von der zuständigen nationalen Behörde ausgearbeiteten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energieressourcen.

(4) Die Mitgliedstaaten können beschließen, Bürgerenergiegemeinschaften das Recht zu erteilen, in ihrem Tätigkeitsgebiet Verteilernetze zu betreiben, und die Verfahren dafür festlegen, unbeschadet des Kapitels IV oder anderer Vorschriften und Regelungen, die für Verteilernetzbetreiber gelten. Wird dieses Recht erteilt, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Bürgerenergiegemeinschaften

- a) das Recht haben, mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber oder Übertragungsnetzbetreiber, an den ihr Netz angeschlossen ist, eine Vereinbarung über den Betrieb ihres Netzes zu schließen;
- b) an den Anschlusspunkten ihres Netzes an das Verteilernetz außerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft angemessene Netzentgelte berechnet werden, und dass in diesen Netzentgelten die in das Verteilernetz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Verteilernetz außerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft bezogene Elektrizität gemäß Artikel 59 Absatz 7 getrennt ausgewiesen werden;
- c) Kunden, die an das Verteilernetz angeschlossen bleiben, nicht diskriminieren oder schädigen.

Artikel 17

Laststeuerung durch Aggregierung

(1) Die Mitgliedstaaten gestatten und fördern die Beteiligung an der Laststeuerung durch Aggregierung. Die Mitgliedstaaten gestatten Endkunden — auch denjenigen, die Laststeuerung durch Aggregierung bereitstellen — neben Erzeugern an allen Elektrizitätsmärkten ohne Diskriminierung teilzunehmen.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber bei der Erbringung von Systemdienstleistungen Marktteilnehmer, die im Bereich der Aggregierung zur Laststeuerung tätig sind, auf der Grundlage ihrer technischen Fähigkeiten neben Erzeugern diskriminierungsfrei behandeln.

(3) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass ihr einschlägiger Regelungsrahmen mindestens die folgenden Elemente enthält:

- a) Das Recht eines jeden Marktteilnehmers, der im Bereich der Aggregierung tätig ist, einschließlich unabhängiger Aggregatoren, ohne Zustimmung anderer Marktteilnehmer Zutritt zu Elektrizitätsmärkten zu haben.

- b) Diskriminierungsfreie und transparente Regeln, in denen die Aufgaben und Zuständigkeiten aller Elektrizitätsunternehmen und Kunden klar festgelegt sind.
- c) Diskriminierungsfreie und transparente Regeln und Verfahren für den Datenaustausch zwischen im Bereich der Aggregation tätigen Marktteilnehmern und anderen Elektrizitätsunternehmen, mit denen der leichte Zugang zu Daten unter einheitlichen und diskriminierungsfreien Bedingungen sichergestellt und zugleich der umfassende Schutz wirtschaftlich sensibler Informationen und der personenbezogenen Daten der Kunden gewahrt wird.
- d) Eine Verpflichtung der im Bereich der Aggregation tätigen Marktteilnehmer, für die von ihnen im Stromnetz verursachten Ungleichgewichte die finanzielle Verantwortung zu übernehmen; in dieser Hinsicht sind sie Bilanzkreisverantwortliche, oder sie delegieren die Bilanzkreisverantwortung gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/943.
- e) Bestimmungen wonach Endkunden, die einen Vertrag mit unabhängigen Aggregatoren geschlossen haben, von ihren Versorgern keine unangemessenen Zahlungen, Sanktionen oder sonstigen unangemessenen vertraglichen Beschränkungen auferlegt werden.
- f) Einen Mechanismus für die Beilegung von Streitigkeiten zwischen im Bereich der Aggregation tätigen Marktteilnehmern und anderen Marktteilnehmern, mit der die Verantwortung für Bilanzkreisabweichungen.
- (4) Die Mitgliedstaaten können Elektrizitätsunternehmen oder teilnehmenden Endkunden vorschreiben, anderen Marktteilnehmern oder deren Bilanzkreisverantwortlichen einen finanziellen Ausgleich zu zahlen, wenn diese unmittelbar von der Aktivierung der Laststeuerung betroffen sind. Durch einen derartigen finanziellen Ausgleich dürfen weder Hindernisse für den Marktzutritt von im Bereich der Aggregation tätigen Marktteilnehmern noch Flexibilitätshindernisse errichtet werden. Ein solcher finanzieller Ausgleich ist strikt auf die Deckung der Folgekosten begrenzt, die den Versorgern teilnehmender Kunden oder ihren Bilanzkreisverantwortlichen während der Aktivierung der Laststeuerung entstehen. Die Methode zur Berechnung des Ausgleichs kann den Vorteilen Rechnung tragen, die anderen Marktteilnehmern durch die unabhängigen Aggregatoren entstehen, und in diesem Fall können Aggregatoren oder teilnehmende Kunden verpflichtet werden, zu dieser Ausgleichszahlung beizutragen, aber nur wenn und soweit, als die Vorteile aller Versorger, Kunden und ihrer Bilanzkreisverantwortlichen die entstandenen unmittelbaren Kosten nicht übersteigen. Die Berechnungsmethode bedarf der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde oder einer anderen zuständigen nationalen Behörde.
- (5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Regulierungsbehörden oder, falls in ihren nationalen Rechtssystemen so vorgesehen, die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern und Endkunden auf der Grundlage der technischen Merkmale dieser Märkte und der Laststeuerungsmöglichkeiten die technischen Anforderungen für die Teilnahme der Laststeuerung an allen Elektrizitätsmärkten festlegen. In diesen Anforderungen wird auch der Anteil aggregierter Lasten geregelt.

Artikel 18

Abrechnungen und Abrechnungsinformationen

- (1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Abrechnungen und Abrechnungsinformationen zutreffend, leicht verständlich, eindeutig, prägnant und benutzerfreundlich sind und in einer Art und Weise dargestellt werden, die den Endkunden den Vergleich erleichtert. Die Endkunden erhalten auf Antrag eine klare und verständliche Erläuterung, wie ihre Abrechnung zustande gekommen ist, insbesondere dann, wenn nicht der tatsächliche Verbrauch abgerechnet wird.
- (2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Endkunden alle ihre Abrechnungen und Abrechnungsinformationen kostenfrei erhalten.
- (3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass den Endkunden die Möglichkeit elektronischer Abrechnungen und Abrechnungsinformationen sowie flexible Regelungen für die tatsächliche Begleichung von Rechnungen angeboten werden.
- (4) Sieht der Vertrag eine zukünftige Änderung des Produkts oder Preises oder einen Nachlass vor, so sollte das auf der Abrechnung zusammen mit dem Datum angegeben werden, an dem die Änderung wirksam wird.
- (5) Die Mitgliedstaaten konsultieren Verbraucherorganisationen, wenn sie Änderungen der Anforderungen an den Inhalt der Abrechnungen erwägen.
- (6) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Abrechnungen und Abrechnungsinformationen den Mindestanforderungen des Anhangs I genügen.

Artikel 19

Intelligente Messsysteme

- (1) Um die Energieeffizienz zu fördern und die Endkunden zu stärken, empfehlen die Mitgliedstaaten oder — wenn das von einem Mitgliedstaat vorgesehen ist — die Regulierungsbehörden nachdrücklich, dass die Elektrizitätsunternehmen und die anderen Marktteilnehmer den Stromverbrauch optimieren, unter anderem indem sie Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln und unter Wahrung der geltenden Datenschutzvorschriften der Union intelligente Messsysteme einführen, die insbesondere mit Energiemanagementsystemen für Verbraucher und intelligenten Netzen interoperabel sind.
- (2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass in ihren Hoheitsgebieten intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Kunden am Elektrizitätsmarkt unterstützt wird. Diese Einführung kann einer Kosten-Nutzen-Analyse unterliegen, die gemäß den in Anhang II genannten Grundsätzen erfolgt.
- (3) Die Mitgliedstaaten, die sich für die Einführung intelligenter Messsysteme entscheiden, erlassen und veröffentlichen die funktionalen und technischen Mindestanforderungen des Artikels 20 und des Anhangs II an intelligente Messsysteme, die in ihren Hoheitsgebieten eingeführt werden sollen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass diese intelligenten Messsysteme interoperabel sowie in der Lage sind, Ausgabewerte für Energiemanagementsysteme für Verbraucher zu liefern. In diesem Zusammenhang tragen die Mitgliedstaaten der Anwendung der verfügbaren einschlägigen Normen, einschließlich jener, die die Interoperabilität ermöglichen, bewährter Verfahren sowie der Bedeutung, die der Einführung intelligenter Netze und dem Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarkts zukommt, gebührend Rechnung.
- (4) Die Mitgliedstaaten, die die Einführung intelligenter Messsysteme vorantreiben, stellen sicher, dass die Endkunden unter Berücksichtigung der langfristigen Vorteile für die gesamte Versorgungskette in transparenter und diskriminierungsfreier Weise an den mit der Einführung verbundenen Kosten beteiligt werden. Die Mitgliedstaaten oder — wenn von einem Mitgliedstaat vorgesehen — die benannten zuständigen Behörden überwachen diese Einführung in ihren Hoheitsgebieten regelmäßig, um die Weitergabe von Vorteilen an die Verbraucher zu verfolgen.
- (5) Wurde die Einführung intelligenter Messsysteme im Rahmen der in Absatz 2 genannten Kosten-Nutzen-Analyse negativ beurteilt, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass diese Analyse mindestens alle vier Jahre oder häufiger überarbeitet wird, um wesentlichen Änderungen der zugrunde liegenden Annahmen und der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission die Ergebnisse ihrer aktualisierten Kosten-Nutzen-Analyse mit, sobald diese vorliegt.
- (6) Die Bestimmungen dieser Richtlinie zu intelligenten Messsysteme gelten für künftig eingebaute Anlagen und für Anlagen, die ältere intelligente Zähler ersetzen. Intelligente Messsysteme, die bereits installiert sind oder bei denen der „Beginn der Arbeiten“ vor dem 4. Juli 2019 liegt, dürfen für die Zeit ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben, im Fall intelligenter Messsysteme, die die Anforderungen des Artikels 20 und des Anhangs II nicht erfüllen, jedoch nicht nach dem 5. Juli 2031.

Für die Zwecke des vorliegenden Absatzes bedeutet „Beginn der Arbeiten“ entweder der Beginn der Bauarbeiten für die Investition oder die erste verbindliche Bestellung von Ausrüstung oder eine andere Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht, wobei der früheste Zeitpunkt maßgebend ist. Der Kauf von Grundstücken oder Vorarbeiten wie die Einholung von Genehmigungen und die Erstellung vorläufiger Durchführbarkeitsstudien gelten nicht als Beginn der Arbeiten. Bei Übernahmen ist der „Beginn der Arbeiten“ der Zeitpunkt des Erwerbs der unmittelbar mit der erworbenen Betriebsstätte verbundenen Vermögenswerte.

Artikel 20

Funktionen intelligenter Messsysteme

Wird die Einführung intelligenter Messsysteme im Rahmen der in Artikel 19 Absatz 2 genannten Kosten-Nutzen-Analyse positiv bewertet oder werden intelligente Messsysteme nach dem 4. Juli 2019 systematisch eingeführt, so beachten die Mitgliedstaaten bei deren Einführung europäische Normen, Anhang II und die folgenden Anforderungen:

- a) Die intelligenten Messsysteme messen den tatsächlichen Energieverbrauch genau und sind in der Lage, den Endkunden Informationen über die tatsächlichen Nutzungszeiten zu liefern. Validierte historische Verbrauchsdaten aus der Vergangenheit werden den Endkunden auf Verlangen leicht und sicher zugänglich und gut erkennbar ohne Zusatzkosten bereitgestellt. Nicht validierte Fast-Echtzeit-Verbrauchsdaten werden den Endkunden über eine standardisierte Schnittstelle oder über Fernzugriff leicht und sicher ohne Zusatzkosten zugänglich gemacht, um automatisierte Energieeffizienzprogramme, die Laststeuerung und andere Dienste zu unterstützen.

- b) Die Sicherheit der intelligenten Messsysteme und der Datenkommunikation wird gemäß den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union im Bereich der Sicherheit unter gebührender Berücksichtigung der besten verfügbaren Techniken für die Sicherstellung eines Höchstmaßes an Cybersicherheit und unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Kosten und des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gewährleistet.
- c) Der Schutz der Privatsphäre und der Daten der Endkunden erfolgt gemäß den einschlägigen Vorschriften der Union über den Datenschutz und den Schutz der Privatsphäre.
- d) Die Betreiber von Messsystemen stellen sicher, dass die Zähler aktiver Kunden, die Elektrizität in das System einspeisen, die vom Standort des aktiven Kunden in das Netz eingespeiste Elektrizität berücksichtigen.
- e) Falls die Endkunden es wünschen, werden ihnen oder in ihrem Auftrag handelnden Dritten Messdaten über ihre Stromeinspeisung in das Netz und ihren Stromverbrauch gemäß den nach Artikel 24 erlassenen Durchführungsrechtsakten über eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle oder über Fernzugriff in einem leicht verständlichen Format zur Verfügung gestellt, das es ihnen ermöglicht, Angebote unter gleichen Voraussetzungen zu vergleichen.
- f) Die Endkunden werden vor dem oder zum Zeitpunkt der Installation intelligenter Messsysteme angemessen beraten und informiert, insbesondere über das volle Potenzial dieser Zähler für die Handhabung der Zählerablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs sowie über die Erhebung und Verarbeitung personenbezogener Daten gemäß den anwendbaren Datenschutzvorschriften der Union.
- g) Intelligente Messsysteme ermöglichen, dass Messung und Abrechnung bei den Endkunden mit einer Zeitauflösung vorgenommen werden können, die dem auf dem nationalen Markt geltenden Bilanzkreisabrechnungszeitintervall entspricht.

Für die Zwecke von Buchstabe e muss es Endkunden, gemäß ihrem Recht auf Datenübertragbarkeit nach den Datenschutzvorschriften der Union, möglich sein ihre Messdaten ohne zusätzliche Kosten zu finden oder einem Dritten zu übermitteln.

Artikel 21

Anspruch auf ein intelligentes Messsystem

(1) Wurde die Einführung intelligenter Messsysteme im Rahmen der in Artikel 19 Absatz 2 genannten Kosten-Nutzen-Analyse negativ bewertet und nicht systematisch eingeführt, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass jeder Endkunde auf Anfrage und auf eigene Kosten zu fairen, angemessenen und kosteneffizienten Bedingungen Anspruch auf die Installation oder Aufrüstung zu einem intelligenten Messsystem hat, das

- a) sofern technisch praktikabel, mit den in Artikel 20 genannten Funktionen ausgestattet ist oder über bestimmte Mindestfunktionen verfügt, die von den Mitgliedstaaten auf nationaler Ebene und gemäß Anhang II festzulegen und zu veröffentlichen sind;
- b) interoperabel und in der Lage ist, die gewünschte Vernetzung der Messinfrastruktur mit Energiemanagementsystemen für Verbraucher fast in Echtzeit herzustellen.

(2) Beantragt ein Kunde gemäß Absatz 1 ein intelligentes Messsystem, so muss der Mitgliedstaat oder — wenn von einem Mitgliedstaat vorgesehen — die benannte zuständige Behörde

- a) sicherstellen, dass das Angebot an den Endkunden, der die Installation eines intelligenten Messsystems beantragt, explizite Hinweise und klare Beschreibungen zu folgenden Aspekten enthält:
 - i) Funktionen und Interoperabilität, die vom intelligenten Messsystem unterstützt werden können, und praktikable Dienste sowie Vorteile, die durch das Vorhandensein des intelligenten Messsystems zum jeweiligen Zeitpunkt realistischerweise erzielt werden können,
 - ii) alle damit verbundenen, vom Endkunden zu tragenden Kosten,
- b) sicherstellen, dass das Messsystem innerhalb eines angemessenen Zeitraums, spätestens vier Monate nach Antrag des Kunden installiert wird,
- c) die damit verbundenen Kosten regelmäßig — mindestens alle zwei Jahre — überprüfen und öffentlich zugänglich machen und die von technischen Entwicklungen und möglichen Aufrüstungen der Messsysteme abhängige Entwicklung dieser Kosten verfolgen.

Artikel 22

Konventionelle Zähler

- (1) Sind die Endkunden nicht mit intelligenten Messsystemen ausgestattet, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass den Endkunden individuelle konventionelle Zähler zur Verfügung gestellt werden, die ihren tatsächlichen Verbrauch genau messen.
- (2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Endkunden in der Lage sind, ihre konventionellen Zähler entweder direkt oder indirekt über eine Online-Schnittstelle oder eine andere geeignete Schnittstelle auf einfache Weise abzulesen.

Artikel 23

Datenverwaltung

- (1) Bei der Aufstellung der Regeln für die Verwaltung und den Austausch von Daten gibt der Mitgliedstaat oder — wenn von einem Mitgliedstaat vorgesehen — die benannte zuständige Behörde genau die Vorschriften an, die für den Zugang berechtigter Parteien zu den Daten der Endkunden gemäß diesem Artikel und dem geltenden Rechtsrahmen der Union gelten. Für die Zwecke dieser Richtlinie sind unter Daten Mess- und Verbrauchsdaten sowie die für einen Versorgerwechsel des Kunden, die Laststeuerung und andere Dienste erforderlichen Daten zu verstehen.
- (2) Die Mitgliedstaaten organisieren die Datenverwaltung, um einen effizienten und sicheren Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit zu gewährleisten.

Unabhängig von dem in den einzelnen Mitgliedstaaten angewandten Datenverwaltungsmodell gewährt bzw. gewähren die für die Datenverwaltung zuständigen Stellen den berechtigten Parteien gemäß Absatz 1 Zugang zu den Daten des Endkunden. Die angeforderten Daten werden den berechtigten Parteien auf diskriminierungsfreie Weise und gleichzeitig zur Verfügung gestellt. Der Zugang zu den Daten muss einfach sein, und die einschlägigen Verfahren zur Erlangung dieses Zugangs sind öffentlich zugänglich zu machen.

- (3) Die Vorschriften über den Zugang zu Daten und der Datenspeicherung im Rahmen dieser Richtlinie entsprechen dem einschlägigen Unionsrecht.

Die Verarbeitung personenbezogener Daten im Rahmen dieser Richtlinie erfolgt gemäß der Verordnung (EU) 2016/679.

- (4) Die Mitgliedstaaten oder — wenn von einem Mitgliedstaat vorgesehen — die benannten zuständigen Behörden genehmigen und zertifizieren oder, einschlägig, beaufsichtigen die für die Datenverwaltung zuständigen Stellen, um dafür zu sorgen, dass diese Stellen den Anforderungen dieser Richtlinie entsprechen.

Unbeschadet der Aufgaben des Datenschutzbeauftragten gemäß der Verordnung (EU) 2016/679 können die Mitgliedstaaten beschließen, von den für die Datenverwaltung zuständigen Stellen die Ernennung von Gleichbehandlungsbeauftragten zu verlangen, die die Durchführung der Maßnahmen dieser Stellen zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu Daten und die Einhaltung der Anforderungen dieser Richtlinie überwachen.

Die Mitgliedstaaten können in Artikel 35 Absatz 2 Buchstabe d dieser Richtlinie genannte Gleichbehandlungsbeauftragte oder -stellen benennen, um den Verpflichtungen dieses Absatzes nachzukommen.

- (5) Den Endkunden dürfen weder für den Zugang zu ihren Daten noch für Anträge auf Bereitstellung ihrer Daten zusätzliche Kosten in Rechnung gestellt werden.

Die Mitgliedstaaten sind für die Festlegung der entsprechenden Gebühren des Datenzugangs der berechtigten Parteien zuständig.

Die Mitgliedstaaten oder — wenn von einem Mitgliedstaat vorgesehen — die benannten zuständigen Behörden stellen sicher, dass alle Gebühren, die von Datendienstleistungen erbringenden, regulierten Unternehmen erhoben werden, angemessen und ordnungsgemäß begründet sind.

Artikel 24

Interoperabilitätsanforderungen und Verfahren für den Zugang zu Daten

- (1) Die Mitgliedstaaten erleichtern die vollständige Interoperabilität der Energiedienstleistungen in der Union, damit der Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt gefördert wird und den berechtigten Parteien keine übermäßigen Verwaltungskosten entstehen.

(2) Die Kommission legt im Wege von Durchführungsrechtsakten Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu den in Artikel 23 Absatz 1 genannten Daten fest. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 68 Absatz 2 genannten Beratungsverfahren erlassen.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Elektrizitätsunternehmen die in Absatz 2 genannten Interoperabilitätsanforderungen und Verfahren für den Zugang zu Daten anwenden. Diese Anforderungen und Verfahren beruhen auf der gängigen nationalen Praxis.

Artikel 25

Zentrale Anlaufstellen

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass zentrale Anlaufstellen eingerichtet werden, über die die Kunden alle notwendigen Informationen über ihre Rechte, das geltende Recht und die Streitbelegungsverfahren, die ihnen im Streitfall zur Verfügung stehen, erhalten. Diese zentralen Anlaufstellen können in allgemeine Verbraucherinformationsstellen eingegliedert sein.

Artikel 26

Recht auf außergerichtliche Streitbeilegung

(1) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass die Endkunden über eine unabhängige Einrichtung wie einen Bürgerbeauftragten für Energie, einen Verbraucherverband oder eine nationale Regulierungsbehörde Zugang zu einfachen, fairen, transparenten, unabhängigen, wirksamen und effizienten Mechanismen für die außergerichtliche Beilegung von Streitigkeiten haben, die sich aus den in dieser Richtlinie festgelegten Rechten und Pflichten ergeben. Handelt es sich bei dem Endkunden um einen Verbraucher im Sinne der Richtlinie 2013/11/EU des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²³⁾, so müssen solche Mechanismen der außergerichtlichen Streitbeilegung den in der Richtlinie 2013/11/EU festgelegten Qualitätsanforderungen entsprechen und für berechtigte Fälle Erstattungs- und Entschädigungssysteme vorsehen.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen erforderlichenfalls sicher, dass die Stellen für die außergerichtliche Streitbeilegung zusammenarbeiten, um einfache, faire, transparente, unabhängige, wirksame und effiziente außergerichtliche Streitbelegungsverfahren für alle Streitigkeiten anzubieten, die Produkte und Dienstleistungen betreffen, die an unter diese Richtlinie fallende Produkte und Dienstleistungen gebunden sind oder im Paket damit angeboten bzw. erbracht werden.

(3) Die Mitwirkung von Elektrizitätsunternehmen an Mechanismen für die außergerichtliche Beilegung von Streitigkeiten für Haushaltskunden ist verbindlich, es sei denn, der jeweilige Mitgliedstaat weist gegenüber der Kommission nach, dass andere Mechanismen gleichermaßen wirksam sind.

Artikel 27

Grundversorgung

(1) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass alle Haushaltskunden und, soweit die Mitgliedstaaten es für angezeigt halten, Kleinunternehmen in ihrem Hoheitsgebiet über eine Grundversorgung verfügen, d.h. das Recht auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen haben. Zur Gewährleistung der Bereitstellung der Grundversorgung können die Mitgliedstaaten einen Versorger letzter Instanz benennen. Die Mitgliedstaaten erlegen Verteilernetzbetreibern die Verpflichtung auf, Kunden nach Modalitäten, zu Bedingungen und zu Tarifen an ihr Netz anzuschließen, die nach dem Verfahren des Artikels 59 Absatz 7 festgelegt worden sind. Diese Richtlinie hindert die Mitgliedstaaten nicht daran, die Marktposition der Haushaltskunden und kleineren und mittelgroßen Kunden, die nicht Haushaltskunden sind, zu stärken, indem sie die Möglichkeiten des freiwilligen Zusammenschlusses zur Vertretung dieser Kundengruppe fördern.

(2) Absatz 1 wird in transparenter und diskriminierungsfreier Weise umgesetzt, wobei die freie Wahl des Versorgers gemäß Artikel 4 nicht behindert werden darf.

⁽²³⁾ Richtlinie 2013/11/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Mai 2013 über die alternative Beilegung verbraucherrechtlicher Streitigkeiten und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 2006/2004 und der Richtlinie 2009/22/EG (Richtlinie über alternative Streitbeilegung in Verbraucherangelegenheiten) (ABl. L 165 vom 18.6.2013, S. 63).

*Artikel 28***Schutzbedürftige Kunden**

(1) Die Mitgliedstaaten ergreifen geeignete Maßnahmen zum Schutz der Kunden und tragen insbesondere dafür Sorge, dass für schutzbedürftige Kunden ein angemessener Schutz besteht. In diesem Zusammenhang definiert jeder Mitgliedstaat den Begriff „schutzbedürftiger Kunde“, der auf Energiearmut abstellen und auf das Verbot, solche Kunden in schwierigen Zeiten von der Energieversorgung auszuschließen, hinweisen kann. Für die Definition des Begriffs „schutzbedürftiger Kunde“ können die Höhe des Einkommens, der Anteil der Energieausgaben am verfügbaren Einkommen, die Energieeffizienz von Wohnungen, die kritische Abhängigkeit von elektrischen Geräten für gesundheitliche Zwecke, das Alter und weitere Kriterien herangezogen werden. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Rechte und Verpflichtungen im Zusammenhang mit schutzbedürftigen Kunden gewährt bzw. eingehalten werden. Insbesondere treffen sie Vorkehrungen, um Endkunden in abgelegenen Gebieten zu schützen. Die Mitgliedstaaten gewährleisten einen hohen Verbraucherschutz, insbesondere bei der Transparenz der Vertragsbedingungen, allgemeinen Informationen und Streitbelegungsverfahren.

(2) Die Mitgliedstaaten ergreifen geeignete Maßnahmen, beispielsweise Leistungen im Rahmen der Systeme der sozialen Sicherheit zu gewähren, um die notwendige Versorgung für schutzbedürftige Kunden zu gewährleisten, oder Zuschüsse für Verbesserungen der Energieeffizienz zu gewähren sowie Energiearmut, sofern sie gemäß Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe d der Verordnung (EU) 2018/1999 festgestellt wurde, auch im breiteren Kontext der Armut, zu bekämpfen. Durch diese Maßnahmen dürfen die in Artikel 4 geforderte wirksame Öffnung des Marktes oder das Funktionieren des Marktes nicht beeinträchtigt werden, und die Kommission ist gegebenenfalls gemäß Artikel 9 Absatz 4 von ihnen in Kenntnis zu setzen. Die entsprechenden Mitteilungen können auch Maßnahmen innerhalb des allgemeinen Systems der sozialen Sicherheit enthalten.

*Artikel 29***Energiearmut**

Bei der Einschätzung gemäß Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe d der Verordnung (EU) 2018/1999, wie viele Haushalte von Energiearmut betroffen sind, definieren die Mitgliedstaaten eine Reihe von Kriterien und veröffentlichen diese Kriterien, zu denen auch ein niedriges Einkommen, ein hoher Anteil der Energieausgaben am verfügbaren Einkommen und schlechte Energieeffizienz zählen können.

Die Kommission stellt in diesem Zusammenhang und im Zusammenhang mit Artikel 5 Absatz 5 Leitlinien zur Definition des Begriffs „erhebliche Anzahl von von Energiearmut betroffenen Haushalten“ bereit und geht dabei davon aus, dass jeder Anteil der Haushalte, die von Energiearmut betroffen sind, als bedeutend angesehen werden kann.

*KAPITEL IV***BETRIEB DES VERTEILERNETZES***Artikel 30***Benennung von Verteilernetzbetreibern**

Die Mitgliedstaaten oder von diesen dazu aufgeforderte Unternehmen, die Eigentümer von Verteilernetzen oder die für diese verantwortlich sind, benennen für einen Zeitraum, den die Mitgliedstaaten unter Effizienzerwägungen und unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Verhältnisse festlegen, einen oder mehrere Verteilernetzbetreiber.

*Artikel 31***Aufgaben der Verteilernetzbetreiber**

(1) Der Verteilernetzbetreiber ist dafür verantwortlich, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen und in seinem Gebiet unter wirtschaftlichen Bedingungen ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz zu betreiben, zu warten und auszubauen.

(2) Der Verteilernetzbetreiber darf auf keinen Fall Netzbenutzer oder Kategorien von Netzbenutzern — insbesondere zum Vorteil der mit ihm verbundenen Unternehmen — diskriminieren.

(3) Der Verteilernetzbetreiber stellt den Netzbenutzern die Informationen bereit, die sie für den effizienten Netzzugang und die effiziente Nutzung des Netzes benötigen.

(4) Ein Mitgliedstaat kann dem Verteilernetzbetreiber zur Auflage machen, gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2019/943 bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang zu geben, in denen erneuerbare Quellen eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

(5) Soweit er diese Funktion hat, handelt jeder Verteilernetzbetreiber als neutraler Marktvermittler bei der Beschaffung der Energie, die er zur Deckung von Energieverlusten in seinem Netz verwendet, gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren.

(6) Ist ein Verteilernetzbetreiber für die Beschaffung von Produkten und Leistungen zuständig, die für den leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betrieb des Verteilernetzes erforderlich sind, so müssen die vom Verteilernetzbetreiber zu diesem Zweck erlassenen Vorschriften objektiv, transparent und diskriminierungsfrei sein und in Abstimmung mit Übertragungsnetzbetreibern und anderen relevanten Marktteilnehmern ausgearbeitet werden. Die Bedingungen für die Bereitstellung dieser Produkte und Leistungen für die Verteilernetzbetreiber, einschließlich etwaiger Regelungen und Tarife, werden gemäß Artikel 59 Absatz 7 diskriminierungsfrei und kostenorientiert festgelegt, und sie werden veröffentlicht.

(7) Bei der Erfüllung der in Absatz 6 angeführten Aufgaben beschafft der Verteilernetzbetreiber die für sein Netz benötigten nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren, es sei denn, die Regulierungsbehörde ist zu der Einschätzung gelangt, dass die marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist, und hat eine Ausnahme gewährt. Die Verpflichtung zur Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten.

(8) Bei der Beschaffung der in Absatz 6 angeführten Produkte und Leistungen muss die wirksame Beteiligung aller qualifizierten Marktteilnehmer — einschließlich der Marktteilnehmer, die Energie aus erneuerbaren Quellen anbieten und derer, die im Bereich Laststeuerung tätig sind, Betreiber von Energiespeichereinrichtungen sowie von Marktteilnehmern, die in der Aggregation tätig sind — sichergestellt sein, insbesondere indem von den Regulierungsbehörden und den Verteilernetzbetreibern verlangt wird, in enger Zusammenarbeit mit allen Marktteilnehmern, sowie Übertragungsnetzbetreibern, die technischen Anforderungen für die Teilnahme an diesen Märkten auf der Grundlage der technischen Merkmale dieser Märkte und der Fähigkeiten aller Marktteilnehmer zu definieren.

(9) Verteilernetzbetreiber kooperieren mit Übertragungsnetzbetreibern bei der wirksamen Beteiligung von Marktteilnehmern, die an ihr Netz angeschlossen sind, an dem Endkunden-, dem Großhandels- und dem Regelenergiemarkt. Die Erbringung von Regelenergieleistungen mithilfe von Ressourcen innerhalb des Verteilernetzes wird mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 57 der Verordnung (EU) 2019/943 und Artikel 182 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission ⁽²⁴⁾ vereinbart.

(10) Die Mitgliedstaaten oder ihre benannten zuständigen Behörden können es Verteilernetzbetreibern gestatten, andere Tätigkeiten als jene auszuüben, die in dieser Richtlinie und in der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegt sind, sofern diese Tätigkeiten notwendig sind, damit die Verteilernetzbetreiber ihre Verpflichtungen gemäß dieser Richtlinie oder der Verordnung (EU) 2019/943 erfüllen können, sofern die Regulierungsbehörde geprüft hat, dass eine derartige Ausnahmeregelung notwendig ist. Dieser Absatz gilt unbeschadet des Rechts des Verteilernetzbetreibers, Eigentümer von anderen Netzen als Stromnetzen zu sein und diese Netze auszubauen, zu verwalten oder zu betreiben, soweit der Mitgliedstaat oder die benannte zuständige Behörde ihm dieses Recht erteilt hat.

Artikel 32

Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen

(1) Die Mitgliedstaaten schaffen den erforderlichen Regelungsrahmen, durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern. Durch die Regelungsrahmen wird insbesondere sichergestellt, dass die Verteilernetzbetreiber solche Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen und die Einführung von Maßnahmen zur Energieeffizienz fördern, wenn sich durch diese Dienstleistungen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird. Die Verteilernetzbetreiber beschaffen diese Leistungen gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren, es sei denn, die Regulierungsbehörden haben festgelegt, dass die Beschaffung dieser Leistungen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würde.

⁽²⁴⁾ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (ABl. L 220 vom 25.8.2017, S. 1).

(2) Die Regulierungsbehörde - oder die Verteilernetzbetreiber, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde — legen in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren, an dem alle relevanten Netznutzer und der Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen, die Spezifikationen für die beschafften Flexibilitätsleistungen und gegebenenfalls mindestens auf der Ebene der Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte für diese Leistungen fest. Durch die Spezifikationen wird die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sichergestellt, einschließlich Marktteilnehmern, die Energie aus erneuerbaren Quellen anbieten oder im Bereich Laststeuerung tätig sind, Betreibern von Energiespeicheranlagen oder Unternehmen, die in der Aggregation tätig sind. Die Verteilernetzbetreiber tauschen alle erforderlichen Informationen mit den Übertragungsnetzbetreibern aus und stimmen sich mit ihnen ab, damit die Ressourcen optimal genutzt werden, die Netze sicher und effizient betrieben werden und die Marktentwicklung gefördert wird. Die Verteilernetzbetreiber werden für die Beschaffung solcher Leistungen angemessen vergütet, damit sie zumindest die damit verbundenen angemessenen Kosten decken können, einschließlich der Ausgaben für die erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Infrastrukturkosten.

(3) Der Ausbau eines Verteilernetzes beruht auf einem transparenten Netzentwicklungsplan, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorlegt. Der Netzentwicklungsplan sorgt für Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen und enthält die in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen, mit besonderem Augenmerk auf die wesentliche Verteilerinfrastruktur, die erforderlich ist, um neue Erzeugungskapazitäten und neue Lasten, einschließlich Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, anzuschließen. Der Netzentwicklungsplan thematisiert zudem die Nutzung von Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeicheranlagen und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als Alternative zum Netzausbau zurückgreift.

(4) Der Verteilernetzbetreiber konsultiert alle relevanten Netznutzer und die relevanten Übertragungsnetzbetreiber zu dem Netzentwicklungsplan. Der Verteilernetzbetreiber veröffentlicht die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens zusammen mit dem Netzentwicklungsplan und legen die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens und den Netzentwicklungsplan der Regulierungsbehörde vor. Die Regulierungsbehörde kann Änderungen des Plans verlangen.

(5) Die Mitgliedstaaten können beschließen, die in Absatz 3 festgelegte Verpflichtung nicht auf integrierte Elektrizitätsunternehmen anzuwenden, die weniger als 100 000 angeschlossene Kunden oder kleine, isolierte Netze beliefern.

Artikel 33

Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz

(1) Unbeschadet der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁵⁾ bieten die Mitgliedstaaten den erforderlichen Regulierungsrahmen, um den Anschluss öffentlich zugänglicher und privater Ladepunkte an das Verteilernetz zu erleichtern. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Verteilernetzbetreiber auf diskriminierungsfreie Weise mit den Unternehmen zusammenarbeiten, die Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge sind bzw. solche Ladepunkte entwickeln, betreiben oder verwalten, auch in Bezug auf den Anschluss an das Netz.

(2) Verteilernetzbetreibern ist es nicht gestattet, Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu sein oder diese Ladepunkte zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben, mit Ausnahme der Fälle, in denen Verteilernetzbetreiber Eigentümer ausschließlich für den Eigengebrauch bestimmter privater Ladepunkte sind.

(3) Abweichend von Absatz 2 können die Mitgliedstaaten den Verteilernetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu sein bzw. diese Ladepunkte zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben, sofern alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Anderen Parteien wurde nach einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf, nicht das Recht gewährt, Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu sein oder diese Ladepunkte zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen nicht zu angemessenen Kosten und nicht rechtzeitig erbringen.
- b) Die Regulierungsbehörde hat eine Ex-ante-Überprüfung der Bedingungen des Ausschreibungsverfahrens gemäß Buchstabe a vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt.
- c) Der Verteilernetzbetreiber betreibt die Ladepunkte gemäß Artikel 6 auf der Grundlage des Zugangs Dritter und enthält sich jeder Diskriminierung von Netznutzern oder Kategorien von Netznutzern, insbesondere zum Vorteil der mit ihm verbundenen Unternehmen.

⁽²⁵⁾ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (ABl. L 307 vom 28.10.2014, S. 1).

Die Regulierungsbehörden können Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Verteilernetzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen.

(4) Wenn die Mitgliedstaaten die in Absatz 3 genannten Bedingungen erfüllt haben, führen sie oder ihre benannten zuständigen Behörden in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation durch, um das mögliche Interesse anderer Beteiligter an Eigentum, Entwicklung, Betrieb oder Verwaltung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge erneut zu prüfen. Deutet die öffentliche Konsultation darauf hin, dass Dritte in der Lage sind, Eigentümer solcher Ladepunkte zu sein oder diese Ladepunkte zu entwickeln, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteilernetzbetreiber vorbehaltlich des erfolgreichen Abschlusses eines Ausschreibungsverfahrens gemäß Absatz 3 Buchstabe a schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen für dieses Verfahren können die Regulierungsbehörden es den Verteilernetzbetreibern gestatten, sich den Restwert ihrer Investitionen in die Ladeinfrastruktur wieder erstatten zu lassen.

Artikel 34

Aufgaben der Verteilernetzbetreiber bei der Datenverwaltung

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass alle berechtigten Parteien gemäß den einschlägigen Datenschutzvorschriften zu eindeutigen und gleichen Bedingungen diskriminierungsfrei Zugang zu Daten haben. In den Mitgliedstaaten, in denen intelligente Messsysteme gemäß Artikel 19 eingeführt wurden und Verteilernetzbetreiber in die Datenverwaltung einbezogen sind, müssen die in Artikel 35 Absatz 2 Buchstabe d genannten Gleichbehandlungsprogramme spezifische Maßnahmen enthalten, damit die berechtigten Parteien gemäß Artikel 23 diskriminierungsfrei Zugang zu Daten haben. Unterliegen Verteilernetzbetreiber nicht den Bestimmungen des Artikels 35 Absätze 1, 2 oder 3, so ergreifen die Mitgliedstaaten die erforderlichen Maßnahmen, damit vertikal integrierte Unternehmen für die Ausführung ihrer Versorgungstätigkeiten keinen privilegierten Zugang zu Daten haben.

Artikel 35

Entflechtung von Verteilernetzbetreibern

(1) Gehört der Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zumindest in seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen. Diese Bestimmungen begründen keine Verpflichtung, das Eigentum an Vermögenswerten des Verteilernetzbetreibers von dem vertikal integrierten Unternehmen zu trennen.

(2) Gehört der Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zusätzlich zu den Anforderungen des Absatzes 1 in seiner Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen. Hierzu gelten die folgenden Mindestkriterien:

- a) Die für die Leitung des Verteilernetzbetreibers zuständigen Personen dürfen nicht betrieblichen Einrichtungen des integrierten Elektrizitätsunternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -versorgung zuständig sind.
- b) Es sind geeignete Maßnahmen zu treffen, damit die berufsbedingten Interessen der für die Leitung des Verteilernetzbetreibers zuständigen Personen so berücksichtigt werden, dass ihre Handlungsunabhängigkeit sichergestellt ist.
- c) Der Verteilernetzbetreiber hat über Vermögenswerte, die für den Betrieb, die Wartung oder den Ausbau des Netzes erforderlich sind, tatsächliche Entscheidungsbefugnisse, die von dem integrierten Elektrizitätsunternehmen unabhängig sind. Um diese Aufgaben erfüllen zu können, muss der Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen Ressourcen, einschließlich personeller, technischer, materieller und finanzieller Ressourcen, verfügen. Das sollte geeigneten Koordinierungsmechanismen nicht entgegenstehen, mit denen sichergestellt wird, dass die wirtschaftlichen Befugnisse des Mutterunternehmens und seine Aufsichtsrechte über das Management im Zusammenhang mit der — mit Artikel 59 Absatz 7 indirekt geregelt — Rentabilität eines Tochterunternehmens geschützt werden. Das ermöglicht es dem Mutterunternehmen insbesondere, den jährlichen Finanzplan oder ein gleichwertiges Instrument des Verteilernetzbetreibers zu genehmigen und allgemeine Grenzwerte für die Verschuldung seines Tochterunternehmens festzulegen. Hierdurch ist es dem Mutterunternehmen jedoch nicht gestattet, Weisungen zum laufenden Betrieb oder einzelnen Entscheidungen über den Bau oder die Modernisierung von Verteilerleitungen zu erteilen, die über den Rahmen des genehmigten Finanzplans oder eines gleichwertigen Instruments nicht hinausgehen.

d) Der Verteilernetzbetreiber stellt ein Gleichbehandlungsprogramm auf, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zur Unterbindung diskriminierenden Verhaltens getroffen werden, und er stellt sicher, dass die Einhaltung dieses Programms angemessen überwacht wird. In dem Programm ist festgelegt, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter haben, damit dieses Ziel verwirklicht wird. Die für die Beobachtung des Gleichbehandlungsprogramms zuständige Person oder Stelle — der Gleichbehandlungsbeauftragte des Verteilernetzbetreibers — legt der in Artikel 57 Absatz 1 genannten Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vor, der veröffentlicht wird. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Verteilernetzbetreibers ist völlig unabhängig und hat Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundene Unternehmen verfügen und die der Gleichbehandlungsbeauftragte benötigt, um seine Aufgabe zu erfüllen.

(3) Ist der Verteilernetzbetreiber Teil eines vertikal integrierten Unternehmens, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Tätigkeiten des Verteilernetzbetreibers von den Regulierungsbehörden oder sonstigen zuständigen Stellen überwacht werden, damit er die vertikale Integrierung nicht zur Verzerrung des Wettbewerbs ausnutzen kann. Insbesondere müssen vertikal integrierte Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür Sorge tragen, dass eine Verwechslung der Sonderidentität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist.

(4) Die Mitgliedstaaten können beschließen, die Absätze 1, 2 und 3 nicht auf integrierte Elektrizitätsunternehmen anzuwenden, die weniger als 100 000 angeschlossene Kunden oder kleine, isolierte Netze beliefern.

Artikel 36

Eigentum von Verteilernetzbetreibern an Energiespeicheranlagen

(1) Verteilernetzbetreibern wird es nicht gestattet, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.

(2) Abweichend von Absatz 1 können die Mitgliedstaaten den Verteilernetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen, wenn sie vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen, zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, wenn die Regulierungsbehörde ihre Genehmigung erteilt hat, oder wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Anderen Parteien wurde nach Durchführung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf, nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen weder zu angemessenen Kosten noch rechtzeitig erbringen.
- b) Solche Anlagen sind notwendig, damit Verteilernetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Verteilernetze erfüllen können, und die Anlagen werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.
- c) Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Bewertung des Ausschreibungsverfahrens einschließlich seiner Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt.

Die Regulierungsbehörden können Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Verteilernetzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen.

(3) Die Regulierungsbehörden führen in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet die öffentliche Konsultation — gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde — darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteilernetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen dieses Verfahrens können die Regulierungsbehörden es den Verteilernetzbetreibern gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere sich den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeicheranlagen erstatten zu lassen.

(4) Absatz 3 gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten und nicht für den üblichen Abschreibungszeitraum für neue Batteriespeicheranlagen, bei denen die endgültige Investitionsentscheidung vor dem 4. Juli 2019 getroffen wurde, und soweit solche Batteriespeicheranlagen

- a) spätestens zwei Jahre danach an das Netz angeschlossen wurden,
- b) in das Verteilernetz integriert sind,

- c) nur zur reaktiven unmittelbaren Wiederherstellung der Netzsicherheit im Fall von Netzfehlern verwendet werden, wenn die Wiederherstellungsmaßnahme unmittelbar beginnt und endet, sobald das Problem durch reguläre Redispatchmaßnahmen behoben werden kann, und
- d) nicht verwendet werden, um Elektrizität auf Elektrizitätsmärkten — einschließlich des Regelleistungsmarkts — zu kaufen oder zu verkaufen.

Artikel 37

Vertraulichkeitsanforderungen für Verteilernetzbetreiber

Unbeschadet des Artikels 55 oder sonstiger gesetzlicher Voraussetzungen zur Offenlegung von Informationen wahrt der Verteilernetzbetreiber die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen er bei der Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt, und verhindert, dass Informationen über seine eigenen Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, in diskriminierender Weise offengelegt werden.

Artikel 38

Geschlossene Verteilernetze

(1) Die Mitgliedstaaten können veranlassen, dass die Regulierungsbehörden oder sonstigen zuständigen Behörden ein Netz, mit dem in einem geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder Gebiet, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden, Elektrizität verteilt wird, wobei — unbeschadet des Absatzes 4 — keine Haushaltskunden versorgt werden, als geschlossenes Netz einstufen, wenn

- a) die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Benutzer dieses Netzes aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind oder
- b) mit dem Netz in erster Linie Elektrizität an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundene Unternehmen verteilt wird.

(2) Für die Zwecke dieser Richtlinie gelten geschlossene Verteilernetze als Verteilernetze. Die Mitgliedstaaten können veranlassen, dass der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes von den Regulierungsbehörden von den folgenden Verpflichtungen freigestellt wird:

- a) von der nach Artikel 31 Absätze 5 und 7 geltenden Verpflichtung, Energie zur Deckung von Energieverlusten und nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen im Netz gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen;
- b) von der nach Artikel 6 Absatz 1 geltenden Verpflichtung, Tarife oder die Methode zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten gemäß Artikel 59 Absatz 1 genehmigen zu lassen;
- c) von der nach Artikel 32 Absatz 1 geltenden Verpflichtung, Flexibilitätsleistungen zu beschaffen, und von der nach Artikel 32 Absatz 3 geltenden Verpflichtung, das Netz des Betreibers auf der Grundlage von Netzentwicklungsplänen auszubauen;
- d) von der nach Artikel 33 Absatz 2 geltenden Verpflichtung, weder Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu sein noch diese Ladepunkte zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben; und
- e) von der nach Artikel 36 Absatz 1 geltenden Verpflichtung, weder Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein noch diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.

(3) Wird eine Befreiung nach Absatz 2 gewährt, so werden die geltenden Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung auf Verlangen eines Benutzers des geschlossenen Verteilernetzes gemäß Artikel 59 Absatz 1 überprüft und genehmigt.

(4) Die gelegentliche Nutzung des Verteilernetzes durch eine geringe Anzahl von Haushalten, deren Personen ein Beschäftigungsverhältnis oder vergleichbare Beziehungen zum Eigentümer des Verteilernetzes unterhalten und die sich in dem durch ein geschlossenes Verteilernetz versorgten Gebiet befinden, steht der Gewährung der Freistellung gemäß Absatz 2 nicht entgegen.

Artikel 39

Kombinationsnetzbetreiber

Artikel 35 Absatz 1 steht dem gemeinsamen Betrieb des Übertragungs- und Verteilernetzes durch einen Netzbetreiber nicht entgegen, sofern dieser Netzbetreiber Artikel 43 Absatz 1, die Artikel 44 und 45 oder die Bestimmungen des Kapitels VI Abschnitt 3 einhält oder in den Anwendungsbereich des Artikels 66 Absatz 3 fällt.

KAPITEL V

ALLGEMEINE VORSCHRIFTEN FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Artikel 40

Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber

- (1) Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist für Folgendes zuständig:
- a) in enger Zusammenarbeit mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen sowie unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Übertragungsnetz zu betreiben, zu warten und auszubauen;
 - b) sicherzustellen, dass die zur Erfüllung seiner Verpflichtungen erforderlichen Mittel vorhanden sind;
 - c) durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen;
 - d) die Übertragung von Elektrizität durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln. Zu diesem Zweck ist es Sache des Übertragungsnetzbetreibers, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten und in diesem Zusammenhang die Bereitstellung aller notwendigen Systemdienstleistungen — einschließlich jener, die durch Laststeuerung und durch Energiespeicheranlagen geleistet werden — sicherzustellen, sofern diese Bereitstellung unabhängig von anderen Übertragungsnetzen ist, mit denen das Netz einen Verbund bildet;
 - e) dem Betreiber anderer Netze, mit denen sein eigenes Netz verbunden ist, ausreichende Informationen bereitzustellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und die Interoperabilität des Verbundnetzes sicherzustellen;
 - f) die Gleichbehandlung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern — insbesondere zum Vorteil der mit ihm verbundenen Unternehmen — zu gewährleisten;
 - g) den Netzbenutzern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die sie für einen effizienten Netzzugang benötigen;
 - h) unter der Aufsicht der Regulierungsbehörden Engpasserlöse und Zahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern gemäß Artikel 49 der Verordnung (EU) 2019/943 einzunehmen, Dritten Zugang zu gewähren und deren Zugang zu regeln sowie begründete Erklärungen abzugeben, wenn er den Zugang verweigert; bei der Ausübung ihrer im Rahmen dieses Artikels festgelegten Aufgaben haben die Übertragungsnetzbetreiber in erster Linie die Marktintegration zu erleichtern;
 - i) Systemdienstleistungen zu beschaffen, um die Betriebssicherheit zu wahren;
 - j) eine Rahmenregelung für die Zusammenarbeit und die Koordinierung der regionalen Koordinierungszentren zu erlassen;
 - k) sich an der Erstellung der europäischen und nationalen Abschätzungen Leistungsbilanz der Angemessenheit der Ressourcen gemäß Kapitel IV der Verordnung (EU) 2019/943 zu beteiligen;
 - l) die Digitalisierung der Übertragungsnetze;
 - m) die Datenverwaltung, einschließlich der Entwicklung von Datenverwaltungssystemen, Cybersicherheit und den Datenschutz, vorbehaltlich der geltenden Vorschriften und unbeschadet der Zuständigkeit anderer Behörden.
- (2) Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass eine oder mehrere der in Absatz 1 des vorliegenden Artikels aufgeführten Zuständigkeiten einem Übertragungsnetzbetreiber zugewiesen werden, der nicht Eigentümer des Übertragungsnetzes ist, auf das die jeweiligen Zuständigkeiten anwendbar wären. Der Übertragungsnetzbetreiber, dem die Aufgaben zugewiesen werden, ist als eigentumsrechtlich entflochtener, unabhängiger Netzbetreiber oder unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber zu zertifizieren und hat die Anforderungen gemäß Artikel 43 zu erfüllen, muss jedoch nicht Eigentümer des Übertragungsnetzes sein, für das er zuständig ist.

Der Übertragungsnetzbetreiber, der Eigentümer des Übertragungsnetzes ist, hat die Anforderungen gemäß Kapitel VI zu erfüllen und ist gemäß Artikel 43 zu zertifizieren. Das berührt nicht die Möglichkeit von Übertragungsnetzbetreibern, die als eigentumsrechtlich entflochtener, unabhängiger Netzbetreiber oder unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber zertifiziert sind, von sich aus und unter ihrer Aufsicht bestimmte Aufgaben anderen Übertragungsnetzbetreibern zu übertragen, die als eigentumsrechtlich entflochtener, unabhängiger Netzbetreiber oder unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber zertifiziert sind, sofern diese Aufgabenübertragung die Rechte auf die wirksame und unabhängige Entscheidungsfindung des delegierenden Übertragungsnetzbetreibers nicht beeinträchtigt.

(3) Bei der Wahrnehmung der in Absatz 1 angeführten Aufgaben berücksichtigt der Übertragungsnetzbetreiber die von den regionalen Koordinierungszentren herausgegebenen Empfehlungen.

(4) Bei der Wahrnehmung der Aufgabe gemäß Absatz 1 Buchstabe i beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelreserve auf folgender Grundlage:

- a) Es gelten transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren;
- b) Die Beteiligung aller qualifizierten Elektrizitätsunternehmen und Marktteilnehmer, einschließlich Marktteilnehmern, die Energie aus erneuerbaren Quellen anbieten oder im Bereich Laststeuerung tätig sind, Betreibern von Energiespeichieranlagen oder Unternehmen, die in der Aggregation tätig sind, ist sichergestellt.

Zu dem Zweck des Unterabsatzes 1 Buchstabe b legen die Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreiber in enger Zusammenarbeit mit allen Marktteilnehmern die technischen Anforderungen für die Teilnahme an diesen Märkten auf der Grundlage der technischen Merkmale dieser Märkte fest.

(5) Absatz 4 gilt für die Erbringung nicht frequenzbezogener Systemdienstleistungen durch Übertragungsnetzbetreiber, es sei denn, die Regulierungsbehörde hat geprüft, dass die marktgestützte Erbringung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist, und hat eine Ausnahme gewährt. Durch den Regelungsrahmen wird insbesondere sichergestellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber in der Lage sind solche Leistungen von Anbietern dezentraler Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, und Maßnahmen zur Energieeffizienz gefördert werden, wenn sich durch diese Dienstleistungen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Übertragungsnetze unterstützt wird.

(6) Die Übertragungsnetzbetreiber — vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde — bzw. die Regulierungsbehörde selbst legen in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren, an dem alle relevanten Netznutzer und der Verteilernetzbetreiber teilnehmen, die Spezifikationen für die beschafften nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und erforderlichenfalls mindestens auf der Ebene der Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte für diese Dienste fest. Durch die Spezifikationen wird die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sichergestellt, einschließlich Marktteilnehmern, die Energie aus erneuerbaren Quellen anbieten oder im Bereich Laststeuerung tätig sind, Betreibern von Energiespeichieranlagen oder Unternehmen, die in der Aggregation tätig sind. Die Übertragungsnetzbetreiber tauschen alle erforderlichen Informationen mit den Verteilernetzbetreibern aus und stimmen sich mit ihnen ab, damit die Ressourcen optimal genutzt werden, die Netze sicher und effizient betrieben werden und die Marktentwicklung erleichtert wird. Die Übertragungsnetzbetreiber werden für die Beschaffung solcher Dienste angemessen vergütet, damit sie zumindest die damit verbundenen angemessenen Kosten decken können, einschließlich der Ausgaben für die erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Infrastrukturkosten.

(7) Die in Absatz 5 genannte Verpflichtung zur Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten.

(8) Die Mitgliedstaaten oder ihre benannten zuständigen Behörden können es Übertragungsnetzbetreibern gestatten, andere Tätigkeiten als jene auszuüben, die in dieser Richtlinie und in der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegt sind, sofern diese Tätigkeiten notwendig sind, damit die Übertragungsnetzbetreiber ihre Verpflichtungen gemäß dieser Richtlinie oder der Verordnung (EU) 2019/943 erfüllen können, und sofern die Regulierungsbehörde geprüft hat, dass eine derartige Ausnahmeregelung notwendig ist. Dieser Absatz gilt unbeschadet des Rechts von Übertragungsnetzbetreibern, Eigentümer von anderen Netzen als Stromnetzen zu sein oder diese Netze zu verwalten oder zu betreiben, soweit ihnen der Mitgliedstaat oder die benannte zuständige Behörde ein solches Recht gewährt hat.

Artikel 41

Vertraulichkeits- und Transparenzanforderungen für Betreiber und Eigentümer von Übertragungsnetzen

(1) Unbeschadet des Artikels 55 und sonstiger rechtlicher Verpflichtungen zur Offenlegung von Informationen wahrt jeder Betreiber eines Übertragungsnetzes und jeder Eigentümer eines Übertragungsnetzes die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen er bei der Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt, und verhindert, dass Informationen über seine eigenen Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, in diskriminierender Weise offengelegt werden. Insbesondere gibt er keine wirtschaftlich sensiblen Informationen an andere Teile des Unternehmens weiter, es sei denn, solch eine Offenlegung ist für die Durchführung einer Transaktion erforderlich. Damit die Regeln zur Informationsentflechtung vollständig eingehalten werden, stellen die Mitgliedstaaten ferner sicher, dass der Eigentümer des Übertragungsnetzes und die übrigen Teile des Unternehmens — abgesehen von Einrichtungen rein administrativer Natur oder von IT-Diensten — keine gemeinsamen Einrichtungen, z. B. gemeinsame Rechtsabteilungen, in Anspruch nehmen.

(2) Übertragungsnetzbetreiber dürfen wirtschaftlich sensible Informationen, die sie von Dritten im Zusammenhang mit der Gewährung des Netzzugangs oder bei Verhandlungen hierüber erhalten, beim Verkauf oder Erwerb von Elektrizität durch verbundene Unternehmen nicht missbräuchlich verwenden.

(3) Die für einen wirksamen Wettbewerb und das tatsächliche Funktionieren des Marktes erforderlichen Informationen werden veröffentlicht. Die Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen bleibt von dieser Verpflichtung unberührt.

Artikel 42

Entscheidungsbefugnisse im Zusammenhang mit dem Anschluss neuer Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen an das Übertragungsnetz

(1) Der Übertragungsnetzbetreiber entwickelt und veröffentlicht transparente und effiziente Verfahren für den diskriminierungsfreien Anschluss neuer Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen an das Übertragungsnetz. Diese Verfahren bedürfen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden.

(2) Der Übertragungsnetzbetreiber hat nicht das Recht, den Anschluss einer neuen Erzeugungsanlage oder einer Energiespeicheranlage unter Berufung auf mögliche künftige Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten, z. B. Engpässe in entlegenen Teilen des Übertragungsnetzes, abzulehnen. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt die erforderlichen Unterlagen zur Verfügung.

Der erste Unterabsatz lässt die Möglichkeit für Übertragungsnetzbetreiber, die garantierte Anschlusskapazität zu begrenzen oder den Anschluss vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anzubieten, um die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen sicherzustellen, unberührt, sofern diese Beschränkungen von der Regulierungsbehörde genehmigt wurden. Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass alle Beschränkungen der garantierten Anschlusskapazität oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Trägt die Erzeugungsanlage oder die Energiespeicheranlage die Kosten der Sicherstellung des unbeschränkten Anschlusses, so gelten keine Beschränkungen.

(3) Der Übertragungsnetzbetreiber hat nicht das Recht, die Einrichtung eines neuen Anschlusspunktes mit der Begründung abzulehnen, dass hierdurch zusätzliche Kosten als Folge der notwendigen Kapazitätserhöhung für die in unmittelbarer Nähe des Anschlusspunktes befindlichen Netzteile entstünden.

KAPITEL VI

ENTFLECHUNG DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Abschnitt 1

Eigentumsrechtliche Entflechtung

Artikel 43

Eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetze und der Übertragungsnetzbetreiber

(1) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass

a) jedes Unternehmen, das Eigentümer eines Übertragungsnetzes ist, als Übertragungsnetzbetreiber agiert,

b) nicht dieselbe(n) Person(en) weder berechtigt ist (sind),

i) direkt oder indirekt die Kontrolle über ein Unternehmen auszuüben, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, und direkt oder indirekt die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber oder ein Übertragungsnetz auszuüben oder Rechte an einem Übertragungsnetzbetreiber oder einem Übertragungsnetz auszuüben, noch

ii) direkt oder indirekt die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber oder ein Übertragungsnetz auszuüben und direkt oder indirekt die Kontrolle über ein Unternehmen auszuüben, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, oder Rechte an einem solchen Unternehmen auszuüben,

- c) nicht dieselbe(n) Person(en) weder berechtigt ist (sind), Mitglieder des Aufsichtsrates, des Verwaltungsrates oder der zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organe eines Übertragungsnetzbetreibers oder eines Übertragungsnetzes zu bestellen und direkt oder indirekt die Kontrolle über ein Unternehmen auszuüben, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, noch Rechte an einem solchen Unternehmen auszuüben, und
- d) nicht eine Person berechtigt ist, Mitglied des Aufsichtsrates, des Verwaltungsrates oder der zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organe sowohl eines Unternehmens, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, als auch eines Übertragungsnetzbetreibers oder eines Übertragungsnetzes zu sein.
- (2) Die in Absatz 1 Buchstaben b und c genannten Rechte schließen insbesondere Folgendes ein:
- a) die Befugnis zur Ausübung von Stimmrechten,
- b) die Befugnis, Mitglieder des Aufsichtsrates, des Verwaltungsrates oder der zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organe zu bestellen oder
- c) das Halten einer Mehrheitsbeteiligung.
- (3) Für die Zwecke des Absatzes 1 Buchstabe b schließt der Begriff „Unternehmen, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt“ auch ein „Unternehmen, das eine der Funktionen Gewinnung und Versorgung wahrnimmt“ im Sinne der Richtlinie 2009/73/EG und schließen die Begriffe „Übertragungsnetzbetreiber“ und „Übertragungsnetz“ auch „Fernleitungsnetzbetreiber“ und „Fernleitungsnetz“ im Sinne derselben Richtlinie ein.
- (4) Die Verpflichtung des Absatzes 1 Buchstabe a gilt als erfüllt, wenn zwei oder mehr Unternehmen, die Eigentümer von Übertragungsnetzen sind, ein Gemeinschaftsunternehmen gründen, das in zwei oder mehr Mitgliedstaaten als Übertragungsnetzbetreiber für die betroffenen Übertragungsnetze tätig ist. Kein anderes Unternehmen darf Teil des Gemeinschaftsunternehmens sein, es sei denn, es wurde gemäß Artikel 44 als unabhängiger Netzbetreiber oder als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber für die Zwecke des Abschnitts 3 zugelassen.
- (5) Handelt es sich bei der in Absatz 1 Buchstaben b, c und d genannten Person um den Mitgliedstaat oder eine andere öffentlich-rechtliche Stelle, so gelten zwei voneinander getrennte öffentlich-rechtliche Stellen, die einerseits die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber oder über ein Übertragungsnetz und andererseits über ein Unternehmen, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, ausüben, nicht als ein und dieselbe Person bzw. dieselben Personen.
- (6) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass weder die in Artikel 41 genannten wirtschaftlich sensiblen Informationen, über die ein Übertragungsnetzbetreiber verfügt, der Teil eines vertikal integrierten Unternehmens war, weitergegeben werden noch dessen Personal an Unternehmen, die eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, transferiert wird.
- (7) In den Fällen, in denen das Übertragungsnetz am 3. September 2009 einem vertikal integrierten Unternehmen gehörte, kann ein Mitgliedstaat entscheiden, Absatz 1 nicht anzuwenden.
- In diesem Fall muss der betroffene Mitgliedstaat entweder
- a) einen unabhängigen Netzbetreiber gemäß Artikel 44 benennen oder
- b) Abschnitt 3 einhalten.
- (8) In den Fällen, in denen das Übertragungsnetz am 3. September 2009 einem vertikal integrierten Unternehmen gehörte und Regelungen bestanden, mit denen eine wirksamere Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers als nach Abschnitt 3 sichergestellt wird, kann ein Mitgliedstaat entscheiden, Absatz 1 nicht anzuwenden.
- (9) Bevor ein Unternehmen als Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 8 des vorliegenden Artikels zugelassen und benannt wird, ist es nach den Verfahren des Artikels 52 Absätze 4, 5 und 6 der vorliegenden Richtlinie und des Artikels 51 der Verordnung (EU) 2019/943 zu zertifizieren, wobei die Kommission überprüft, ob mit den bestehenden Regelungen eindeutig eine wirksamere Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers als nach Abschnitt 3 dieses Kapitels sichergestellt wird.
- (10) Vertikal integrierte Unternehmen, die Eigentümer eines Übertragungsnetzes sind, können in keinem Fall daran gehindert werden, Schritte zur Einhaltung des Absatzes 1 zu unternehmen.
- (11) Unternehmen, die eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, können in einem Mitgliedstaat, der Absatz 1 anwendet, unter keinen Umständen direkt oder indirekt die Kontrolle über einen entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber übernehmen oder Rechte an diesem Übertragungsnetzbetreiber ausüben.

Abschnitt 2

Unabhängige Netzbetreiber*Artikel 44***Unabhängige Netzbetreiber**

(1) In den Fällen, in denen das Übertragungsnetz am 3. September 2009 einem vertikal integrierten Unternehmen gehörte, können die Mitgliedstaaten entscheiden, Artikel 43 Absatz 1 nicht anzuwenden, und auf Vorschlag des Eigentümers des Übertragungsnetzes einen unabhängigen Netzbetreiber benennen. Die Benennung bedarf der Zustimmung der Kommission.

(2) Ein Mitgliedstaat kann einen unabhängigen Netzbetreiber nur unter folgenden Bedingungen zulassen und benennen:

- a) Der Bewerber hat den Nachweis erbracht, dass er den Anforderungen des Artikels 43 Absatz 1 Buchstaben b, c und d genügt.
- b) Der Bewerber hat den Nachweis erbracht, dass er über die erforderlichen finanziellen, technischen, personellen und materiellen Ressourcen verfügt, um die Aufgaben gemäß Artikel 40 wahrzunehmen.
- c) Der Bewerber hat sich verpflichtet, einen von der Regulierungsbehörde überwachten zehnjährigen Netzentwicklungsplan umzusetzen.
- d) Der Eigentümer des Übertragungsnetzes hat den Nachweis erbracht, dass er in der Lage ist, seinen Verpflichtungen gemäß Absatz 5 nachzukommen. Zu diesem Zweck legt er sämtliche mit dem Bewerberunternehmen und etwaigen anderen relevanten Rechtspersonen getroffene vertragliche Vereinbarungen im Entwurf vor.
- e) Der Bewerber hat den Nachweis erbracht, dass er in der Lage ist, seinen Verpflichtungen gemäß der Verordnung (EU) 2019/943, auch bezüglich der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber auf europäischer und regionaler Ebene, nachzukommen.

(3) Unternehmen, denen von der nationalen Regulierungsbehörde bescheinigt wurde, dass sie den Anforderungen des Artikels 53 und Absatz 2 dieses Artikels genügen, werden von den Mitgliedstaaten zugelassen und als Übertragungsnetzbetreiber benannt. Es gilt das Zertifizierungsverfahren des Artikels 52 dieser Richtlinie und des Artikels 51 der Verordnung (EU) 2019/943 oder des Artikels 53 der vorliegenden Richtlinie.

(4) Jeder unabhängige Netzbetreiber ist für die Gewährung und Regelung des Zugangs Dritter verantwortlich, einschließlich der Erhebung von Zugangsentgelten sowie der Einnahme von Engpasserlösen und Zahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern gemäß Artikel 49 der Verordnung (EU) 2019/943, für Betrieb, Wartung und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie für die Gewährleistung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, im Wege einer Investitionsplanung eine angemessene Nachfrage zu befriedigen. Beim Ausbau des Übertragungsnetzes ist der unabhängige Netzbetreiber für Planung (einschließlich Genehmigungsverfahren), Bau und Inbetriebnahme der neuen Infrastruktur verantwortlich. Hierzu handelt der unabhängige Netzbetreiber als Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Bestimmungen dieses Abschnitts. Der Übertragungsnetzeigentümer darf weder für die Gewährung und Regelung des Zugangs Dritter noch für die Investitionsplanung verantwortlich sein.

(5) Wurde ein unabhängiger Netzbetreiber benannt, so ist der Eigentümer des Übertragungsnetzes zu Folgendem verpflichtet:

- a) Er arbeitet im erforderlichen Maße mit dem unabhängigen Netzbetreiber zusammen und unterstützt ihn bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben, indem er insbesondere alle sachdienlichen Informationen zur Verfügung stellt.
- b) Er finanziert die vom unabhängigen Netzbetreiber beschlossenen und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionen oder erteilt seine Zustimmung zur Finanzierung durch eine andere interessierte Partei, einschließlich des unabhängigen Netzbetreibers. Die einschlägigen Finanzierungsvereinbarungen unterliegen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Vor ihrer Genehmigung konsultiert die Regulierungsbehörde den Eigentümer des Übertragungsnetzes und die anderen interessierten Parteien.
- c) Er sichert die Haftungsrisiken im Zusammenhang mit den Netzvermögenswerten ab, mit Ausnahme derjenigen Haftungsrisiken, die die Aufgaben des unabhängigen Netzbetreibers betreffen.
- d) Er stellt die Garantien, die zur Erleichterung der Finanzierung eines etwaigen Netzausbaus erforderlich sind, mit Ausnahme derjenigen Investitionen, bei denen er gemäß Buchstabe b einer Finanzierung durch eine interessierte Partei, einschließlich des unabhängigen Netzbetreibers, zugestimmt hat.

(6) In enger Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde wird die zuständige nationale Wettbewerbsbehörde mit sämtlichen maßgeblichen Befugnissen ausgestattet, aufgrund deren sie wirksam überwachen kann, ob der Übertragungsnetzeigentümer seinen Verpflichtungen gemäß Absatz 5 nachkommt.

Artikel 45

Entflechtung der Übertragungsnetzeigentümer

(1) Wurde ein unabhängiger Netzbetreiber benannt, so müssen Übertragungsnetzeigentümer, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, zumindest in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Übertragung zusammenhängen.

(2) Um die Unabhängigkeit eines Übertragungsnetzeigentümers gemäß Absatz 1 sicherzustellen, sind die folgenden Mindestkriterien anzuwenden:

- a) In einem integrierten Elektrizitätsunternehmen dürfen die für die Leitung des Übertragungsnetzeigentümers zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen des integrierten Elektrizitätsunternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung und -versorgung zuständig sind.
- b) Es sind geeignete Maßnahmen zu treffen, damit die berufsbedingten Interessen der für die Leitung des Übertragungsnetzeigentümers zuständigen Personen so berücksichtigt werden, dass ihre Handlungsunabhängigkeit sichergestellt ist, und
- c) der Übertragungsnetzeigentümer stellt ein Gleichbehandlungsprogramm auf, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zur Unterbindung diskriminierenden Verhaltens getroffen werden, und er stellt sicher, dass die Einhaltung dieses Programms angemessen überwacht wird. In dem Gleichbehandlungsprogramm ist festgelegt, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter im Hinblick auf die Verwirklichung dieser Ziele haben. Die für die Beobachtung des Gleichbehandlungsprogramms zuständige Person oder Stelle legt der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vor, der veröffentlicht wird.

Abschnitt 3

Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber

Artikel 46

Vermögenswerte, Anlagen, Personal und Unternehmensidentität

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen, die zur Erfüllung ihrer Pflichten im Rahmen dieser Richtlinie und für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung erforderlich sind; hierfür gilt insbesondere Folgendes:

- a) Vermögenswerte, die für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung erforderlich sind, einschließlich des Übertragungsnetzes, müssen Eigentum des Übertragungsnetzbetreibers sein.
- b) Das Personal, das für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung erforderlich ist, so auch für die Erfüllung aller Aufgaben des Unternehmens, muss beim Übertragungsnetzbetreiber angestellt sein.
- c) Leasing von Personal und Erbringung von Dienstleistungen für bzw. durch andere Teile des vertikal integrierten Unternehmens sind untersagt. Der Übertragungsnetzbetreiber darf jedoch für das vertikal integrierte Unternehmen Dienstleistungen erbringen, sofern dabei
 - i) die Netzbenutzer unterschiedslos behandelt werden, die Dienstleistungen allen Netzbenutzern unter den gleichen Vertragsbedingungen zugänglich sind und der Wettbewerb bei Erzeugung und Lieferung nicht eingeschränkt, verzerrt oder unterbunden wird und
 - ii) die dafür geltenden Vertragsbedingungen von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.
- d) Unbeschadet der Entscheidungen des Aufsichtsorgans nach Artikel 49 sind dem Übertragungsnetzbetreiber angemessene finanzielle Ressourcen für künftige Investitionsprojekte bzw. für den Ersatz vorhandener Vermögenswerte nach entsprechender Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig vom vertikal integrierten Unternehmen bereitzustellen.

(2) Die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung umfasst neben den in Artikel 40 aufgeführten Aufgaben mindestens die folgenden Tätigkeiten:

- a) Vertretung des Übertragungsnetzbetreibers und Funktion des Ansprechpartners für Dritte und für die Regulierungsbehörden
- b) Vertretung des Übertragungsnetzbetreibers im ENTSO (Strom)
- c) Gewährung und Regelung des Zugangs Dritter nach dem Grundsatz der unterschiedslosen Behandlung von Netzbenutzern bzw. Kategorien von Netzbenutzern
- d) Erhebung aller übertragungsnetzbezogenen Gebühren, einschließlich Zugangsentgelten, Energie für Verluste und Entgelten für Systemdienstleistungen
- e) Betrieb, Wartung und Ausbau eines sicheren, effizienten und wirtschaftlichen Übertragungsnetzes
- f) Investitionsplanung zur Gewährleistung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage zu decken, und der Versorgungssicherheit
- g) Gründung geeigneter Gemeinschaftsunternehmen, auch mit einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern, von Strombörsen und anderen relevanten Akteuren, mit dem Ziel, die Schaffung von Regionalmärkten zu fördern oder den Prozess der Liberalisierung zu erleichtern
- h) alle unternehmensspezifischen Einrichtungen und Leistungen, unter anderem Rechtsabteilung, Buchhaltung und IT-Dienste

(3) Für Übertragungsnetzbetreiber gelten die in Anhang I der Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁶⁾ genannten Rechtsformen.

(4) Übertragungsnetzbetreiber müssen bei ihrer Unternehmensidentität, ihrer Kommunikation, ihrer Markenpolitik und ihren Geschäftsräumen dafür Sorge tragen, dass eine Verwechslung bei der Sonderidentität des vertikal integrierten Unternehmens oder eines Teils davon ausgeschlossen ist.

(5) Übertragungsnetzbetreiber unterlassen die gemeinsame Nutzung von IT-Systemen oder -Ausrüstung, Liegenschaften und Zugangskontrollsystemen mit jedem Unternehmensteil vertikal integrierter Unternehmen und stellen sicher, dass sie nicht mit denselben Beratern und externen Auftragnehmern für IT-Systeme oder -Ausrüstung und Zugangskontrollsysteme zusammenarbeiten.

(6) Die Rechnungslegung von Übertragungsnetzbetreibern ist von anderen Wirtschaftsprüfern als denen, die die Rechnungsprüfung beim vertikal integrierten Unternehmen oder bei dessen Unternehmensteilen vornehmen, zu prüfen.

Artikel 47

Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers

(1) Unbeschadet der Entscheidungen des Aufsichtsorgans nach Artikel 49 muss der Übertragungsnetzbetreiber

- a) über Vermögenswerte oder Ressourcen, die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich sind, wirksame Entscheidungsbefugnisse haben, die er unabhängig von dem vertikal integrierten Unternehmen ausübt, und
- b) die Befugnis haben, Geld auf dem Kapitalmarkt durch Aufnahme von Darlehen oder eine Kapitalerhöhung zu beschaffen.

(2) Der Übertragungsnetzbetreiber stellt sicher, dass er jederzeit über die Mittel verfügt, die er benötigt, um das Übertragungsgeschäft ordnungsgemäß und effizient zu führen und um ein leistungsfähiges, sicheres und wirtschaftliches Übertragungsnetz aufzubauen und aufrechtzuerhalten.

(3) Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die die Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, dürfen weder direkt noch indirekt Anteile am Unternehmen des Übertragungsnetzbetreibers halten. Der Übertragungsnetzbetreiber darf weder direkt noch indirekt Anteile an Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die die Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, halten und darf keine Dividenden oder andere finanzielle Zuwendungen von diesen Tochterunternehmen erhalten.

(4) Durch die gesamte Verwaltungsstruktur und die Unternehmenssatzung des Übertragungsnetzbetreibers muss seine tatsächliche Unabhängigkeit gemäß diesem Abschnitt gewährleistet sein. Das vertikal integrierte Unternehmen darf das Wettbewerbsverhalten des Übertragungsnetzbetreibers bei dessen laufenden Geschäften und der Netzverwaltung oder bei den notwendigen Tätigkeiten zur Aufstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans gemäß Artikel 51 weder direkt noch indirekt beeinflussen.

⁽²⁶⁾ 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).

- (5) Die Übertragungsnetzbetreiber gewährleisten bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben nach Artikel 40 und Artikel 46 Absatz 2 der vorliegenden Richtlinie und bei der Einhaltung der Verpflichtungen gemäß den Artikeln 16, 18, 19 und 50 der Verordnung (EU) 2019/943, dass sie weder Personen noch Körperschaften diskriminieren und dass sie den Wettbewerb bei der Erzeugung und Lieferung weder einschränken noch verzerren oder unterbinden.
- (6) Bei den gewerblichen und finanziellen Beziehungen zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Übertragungsnetzbetreiber, einschließlich der Gewährung von Krediten durch den Übertragungsnetzbetreiber an das vertikal integrierte Unternehmen, sind die marktüblichen Bedingungen einzuhalten. Der Übertragungsnetzbetreiber führt ausführliche Aufzeichnungen über diese gewerblichen und finanziellen Beziehungen und stellt sie der Regulierungsbehörde auf Verlangen zur Verfügung.
- (7) Der Übertragungsnetzbetreiber legt der Regulierungsbehörde sämtliche kommerziellen und finanziellen Vereinbarungen mit dem vertikal integrierten Unternehmen zur Genehmigung vor.
- (8) Der Übertragungsnetzbetreiber meldet der Regulierungsbehörde die Finanzmittel gemäß Artikel 46 Absatz 1 Buchstabe d, die ihm für künftige Investitionsprojekte bzw. für den Ersatz vorhandener Vermögenswerte und Ressourcen zur Verfügung stehen.
- (9) Das vertikal integrierte Unternehmen unterlässt jede Handlung, durch die die Erfüllung der Verpflichtungen des Übertragungsnetzbetreibers nach diesem Kapitel behindert oder gefährdet würde, und verlangt vom Übertragungsnetzbetreiber nicht, bei der Erfüllung dieser Verpflichtungen die Zustimmung des vertikal integrierten Unternehmens einzuholen.
- (10) Unternehmen, denen von der Regulierungsbehörde bescheinigt wurde, dass sie den Anforderungen gemäß diesem Kapitel genügen, werden von dem jeweiligen Mitgliedstaat zugelassen und als Übertragungsnetzbetreiber benannt. Es gilt das Zertifizierungsverfahren des Artikels 52 dieser Richtlinie und des Artikels 51 der Verordnung (EU) 2019/943 oder des Artikels 53 dieser Richtlinie.

Artikel 48

Unabhängigkeit des Personals und der Unternehmensleitung des Übertragungsnetzbetreibers

- (1) Entscheidungen, die Ernennungen, Wiederernennungen, Beschäftigungsbedingungen einschließlich Vergütung und Vertragsbeendigung für Personen der Unternehmensleitung bzw. Mitglieder der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers betreffen, werden von dem gemäß Artikel 49 ernannten Aufsichtsorgan des Übertragungsnetzbetreibers getroffen.
- (2) Die Namen der Personen, die vom Aufsichtsorgan als Personen der obersten Unternehmensleitung bzw. als Mitglieder der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers ernannt oder wiederernannt werden, die Regelungen über Funktion, Laufzeit und Beendigung der Anstellung dieser Personen und die Gründe für vorgeschlagene Entscheidungen zur Vertragsbeendigung sind der Regulierungsbehörde mitzuteilen. Die in Absatz 1 genannten Regelungen und Entscheidungen werden erst verbindlich, wenn die Regulierungsbehörde innerhalb von drei Wochen nach der Mitteilung keine Einwände erhebt.
- Die Regulierungsbehörde kann Einwände gegen die in Absatz 1 genannten Entscheidungen erheben,
- a) wenn Zweifel an der beruflichen Unabhängigkeit einer ernannten Person der Unternehmensleitung bzw. eines ernannten Mitglieds der Verwaltungsorgane bestehen oder
- b) wenn Zweifel an der Berechtigung einer vorzeitigen Vertragsbeendigung bestehen.
- (3) Es dürfen in den letzten drei Jahren vor der Ernennung von Führungskräften bzw. Mitgliedern der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers, die diesem Absatz unterliegen, bei dem vertikal integrierten Unternehmen, einem seiner Unternehmensteile oder bei anderen Mehrheitsanteileignern als dem Übertragungsnetzbetreiber weder direkt noch indirekt berufliche Positionen bekleidet oder berufliche Aufgaben wahrgenommen noch Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen unterhalten werden.

- (4) Die Personen der Unternehmensleitung bzw. Mitglieder der Verwaltungsorgane und die Beschäftigten des Übertragungsnetzbetreibers dürfen bei anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens oder bei deren Mehrheitsanteileignern weder direkt noch indirekt berufliche Positionen bekleiden oder berufliche Aufgaben wahrnehmen oder Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen unterhalten.

(5) Die Personen der Unternehmensleitung bzw. Mitglieder der Verwaltungsorgane und die Beschäftigten des Übertragungsnetzbetreibers dürfen weder direkt noch indirekt Beteiligungen an Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens halten noch finanzielle Zuwendungen von diesen erhalten; ausgenommen hiervon sind Beteiligungen am und Zuwendungen vom Übertragungsnetzbetreiber. Ihre Vergütung darf nicht an die Tätigkeiten oder Betriebsergebnisse des vertikal integrierten Unternehmens, soweit sie nicht den Übertragungsnetzbetreiber betreffen, gebunden sein.

(6) Im Fall von Beschwerden von Personen der Unternehmensleitung bzw. Mitgliedern der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers gegen eine vorzeitige Vertragsbeendigung ist die wirksame Einlegung von Rechtsmitteln bei der Regulierungsbehörde zu gewährleisten.

(7) Nach Beendigung des Vertragsverhältnisses zum Übertragungsnetzbetreiber dürfen Personen der Unternehmensleitung bzw. Mitglieder der Verwaltungsorgane für mindestens vier Jahre bei anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens als dem Übertragungsnetzbetreiber oder bei deren Mehrheitsanteilseignern keine beruflichen Positionen bekleiden oder berufliche Aufgaben wahrnehmen oder Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen unterhalten.

(8) Absatz 3 gilt für die Mehrheit der Angehörigen der Unternehmensleitung bzw. Mitglieder der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers.

Die Angehörigen der Unternehmensleitung bzw. Mitglieder der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers, für die Absatz 3 nicht gilt, dürfen in den letzten sechs Monaten vor ihrer Ernennung bei dem vertikal integrierten Unternehmen keine Führungstätigkeit oder andere einschlägige Tätigkeit ausgeübt haben.

Unterabsatz 1 dieses Absatzes und Absätze 4 bis 7 finden Anwendung auf alle Personen, die der obersten Unternehmensleitung angehören, sowie auf die ihnen unmittelbar unterstellten Personen, die mit dem Betrieb, der Wartung oder dem Ausbau des Netzes befasst sind.

Artikel 49

Aufsichtsorgan

(1) Der Übertragungsnetzbetreiber verfügt über ein Aufsichtsorgan, dessen Aufgabe es ist, Entscheidungen, die von erheblichem Einfluss auf den Wert der Vermögenswerte der Anteilseigner beim Übertragungsnetzbetreiber sind, insbesondere Entscheidungen im Zusammenhang mit der Genehmigung der jährlichen und der langfristigen Finanzpläne, der Höhe der Verschuldung des Übertragungsnetzbetreibers und der Höhe der an die Anteilseigner auszuzahlenden Dividenden, zu treffen. Das Aufsichtsorgan hat keine Entscheidungsbefugnis bei den laufenden Geschäften des Übertragungsnetzbetreibers und der Netzverwaltung und bei den notwendigen Tätigkeiten zur Aufstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans gemäß Artikel 51.

(2) Das Aufsichtsorgan besteht aus Vertretern des vertikal integrierten Unternehmens, Vertretern von dritten Anteilseignern und, sofern das einschlägige nationale Recht das vorsieht, Vertretern anderer Interessengruppen, z. B. der Beschäftigten des Übertragungsnetzbetreibers.

(3) Artikel 48 Absatz 2 Unterabsatz 1 sowie Artikel 48 Absätze 3 bis 7 finden auf zumindest die Hälfte der Mitglieder des Aufsichtsorgans abzüglich eines Mitglieds Anwendung.

Artikel 48 Absatz 2 Unterabsatz 2 Buchstabe b findet auf alle Mitglieder des Aufsichtsorgans Anwendung.

Artikel 50

Gleichbehandlungsprogramm und Gleichbehandlungsbeauftragter

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Übertragungsnetzbetreiber ein Gleichbehandlungsprogramm aufstellen und durchführen, in dem die Maßnahmen zur Unterbindung diskriminierenden Verhaltens aufgeführt sind, und dass die Einhaltung des Programms angemessen überwacht wird. In dem Gleichbehandlungsprogramm ist festgelegt, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter im Hinblick auf die Verwirklichung dieser Ziele haben. Das Programm bedarf der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Die Einhaltung des Programms wird unbeschadet der Befugnisse der Regulierungsbehörde von einem Gleichbehandlungsbeauftragten unabhängig überwacht.

(2) Der Gleichbehandlungsbeauftragte wird vom Aufsichtsorgan ernannt und unterliegt der Bestätigung durch die Regulierungsbehörde. Die Regulierungsbehörde kann der Ernennung des Gleichbehandlungsbeauftragten ihre Bestätigung nur aus Gründen mangelnder Unabhängigkeit oder mangelnder fachlicher Eignung verweigern. Der Gleichbehandlungsbeauftragte kann eine natürliche oder juristische Person sein. Artikel 48 Absätze 2 bis 8 findet auf den Gleichbehandlungsbeauftragten Anwendung.

(3) Die Aufgaben des Gleichbehandlungsbeauftragten sind:

- a) fortlaufende Überwachung der Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms
- b) Ausarbeitung eines Jahresberichts, in dem die Maßnahmen zur Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms dargelegt werden, und dessen Übermittlung an die Regulierungsbehörde
- c) Berichterstattung an das Aufsichtsorgan und Abgabe von Empfehlungen zum Gleichbehandlungsprogramm und seiner Durchführung
- d) Unterrichtung der Regulierungsbehörde über erhebliche Verstöße bei der Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms
- e) Berichterstattung an die Regulierungsbehörde über gewerbliche und finanzielle Beziehungen zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Übertragungsnetzbetreiber

(4) Der Gleichbehandlungsbeauftragte übermittelt die vorgeschlagenen Entscheidungen zum Investitionsplan oder zu Einzelinvestitionen im Netz an die Regulierungsbehörde. Das erfolgt spätestens dann, wenn die Unternehmensleitung bzw. das zuständige Verwaltungsorgan des Übertragungsnetzbetreibers diese Unterlagen dem Aufsichtsorgan zuleiten.

(5) Hat das vertikal integrierte Unternehmen in der Hauptversammlung oder durch ein Votum der von ihm ernannten Mitglieder des Aufsichtsorgans die Annahme eines Beschlusses verhindert, wodurch Netzinvestitionen, die nach dem zehnjährigen Netzentwicklungsplan in den folgenden drei Jahren durchgeführt werden sollten, unterbunden oder hinausgezögert werden, so meldet der Gleichbehandlungsbeauftragte das der Regulierungsbehörde, die dann gemäß Artikel 51 tätig wird.

(6) Die Regelungen zum Mandat und zu den Beschäftigungsbedingungen des Gleichbehandlungsbeauftragten, einschließlich der Dauer seines Mandats, bedürfen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Durch diese Regelungen muss sichergestellt werden, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte unabhängig ist und dass die zur Erfüllung seiner Aufgaben erforderlichen Ressourcen zur Verfügung stehen. Der Gleichbehandlungsbeauftragte darf während der Laufzeit seines Mandats bei Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens oder deren Mehrheitsanteilsgebern weder direkt noch indirekt berufliche Positionen bekleiden oder berufliche Aufgaben wahrnehmen oder Interessensbeziehungen zu ihnen unterhalten.

(7) Der Gleichbehandlungsbeauftragte erstattet der Regulierungsbehörde regelmäßig mündlich oder schriftlich Bericht und ist befugt, dem Aufsichtsorgan des Übertragungsnetzbetreibers regelmäßig mündlich oder schriftlich Bericht zu erstatten.

(8) Der Gleichbehandlungsbeauftragte ist berechtigt, an allen Sitzungen der Unternehmensleitung oder der Verwaltungsorgane des Übertragungsnetzbetreibers sowie des Aufsichtsorgans und der Hauptversammlung teilzunehmen. Der Gleichbehandlungsbeauftragte nimmt an allen Sitzungen teil, in denen folgende Fragen behandelt werden:

- a) Netzzugangsbedingungen nach Maßgabe der Verordnung (EU) 2019/943, insbesondere Tarife, Leistungen im Zusammenhang mit dem Zugang Dritter, Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement, Transparenz, Systemdienstleistungen und Sekundärmärkte,
- b) Projekte für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes, einschließlich der Investitionen für den Netzanschluss und -verbund,
- c) Verkauf oder Erwerb von Elektrizität für den Betrieb des Übertragungsnetzes.

(9) Der Gleichbehandlungsbeauftragte überwacht die Einhaltung des Artikels 41 durch den Übertragungsnetzbetreiber.

(10) Der Gleichbehandlungsbeauftragte hat Zugang zu allen einschlägigen Daten und zu den Geschäftsräumen des Übertragungsnetzbetreibers sowie zu allen Informationen, die er zur Erfüllung seiner Aufgaben benötigt.

(11) Der Gleichbehandlungsbeauftragte erhält ohne Vorankündigung Zugang zu den Geschäftsräumen des Übertragungsnetzbetreibers.

(12) Nach vorheriger Zustimmung der Regulierungsbehörde kann das Aufsichtsorgan den Gleichbehandlungsbeauftragten abberufen. Die Abberufung erfolgt auf Verlangen der Regulierungsbehörde aus Gründen mangelnder Unabhängigkeit oder mangelnder fachlicher Eignung.

Artikel 51

Netzausbau und Befugnis zum Erlass von Investitionsentscheidungen

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Regulierungsbehörde mindestens alle zwei Jahre nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vor, der sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Dieser Netzentwicklungsplan enthält wirksame Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Angemessenheit des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht den zehnjährigen Netzentwicklungsplan auf seiner Website.

(2) Zweck des zehnjährigen Netzentwicklungsplans ist es insbesondere,

- a) den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtige Übertragungsinfrastruktur in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden muss,
- b) alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und die neuen Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, und
- c) einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben.

(3) Bei der Ausarbeitung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans trägt der Übertragungsnetzbetreiber neben dem erwarteten Verbrauch, dem erwarteten Handel mit anderen Ländern und den Investitionsplänen für unionsweite und regionale Netze, dem Potenzial der Nutzung von Laststeuerungs- und Energiespeicheranlagen oder anderen Ressourcen als Alternative zum Netzausbau vollständig Rechnung.

(4) Die Regulierungsbehörde führt offene und transparente Konsultationen zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan mit allen tatsächlichen und potenziellen Netzbenutzern durch. Personen und Unternehmen, die den Status potenzieller Netzbenutzer beanspruchen, können dazu verpflichtet werden, diesen Anspruch zu belegen. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht das Ergebnis der Konsultationen und weist dabei insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf hin.

(5) Die Regulierungsbehörde prüft, ob der zehnjährige Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem unionsweit geltenden, nicht bindenden zehnjährigen Netzentwicklungsplan (im Folgenden „unionsweiter Netzentwicklungsplan“) gemäß Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2019/943 gewahrt ist. Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan, so konsultiert die Regulierungsbehörde ACER. Die Regulierungsbehörde kann vom Übertragungsnetzbetreiber die Änderung seines zehnjährigen Netzentwicklungsplans verlangen.

Die zuständigen nationalen Behörden prüfen die Kohärenz des zehnjährigen Netzentwicklungsplans mit den gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten nationalen Energie- und Klimaplänen.

(6) Die Regulierungsbehörde überwacht und evaluiert die Durchführung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans.

(7) Hat der Übertragungsnetzbetreiber aus anderen als zwingenden Gründen, auf die er keinen Einfluss hat, eine Investition, die nach dem zehnjährigen Netzentwicklungsplan in den folgenden drei Jahren durchgeführt werden musste, nicht durchgeführt, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Regulierungsbehörde verpflichtet ist, mindestens eine der folgenden Maßnahmen zu ergreifen, um die Durchführung dieser Investition sicherzustellen, sofern die Investition unter Zugrundelegung des jüngsten zehnjährigen Netzentwicklungsplans noch relevant ist:

- a) Sie fordert den Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung der betreffenden Investition auf,
- b) sie leitet ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition ein, das allen Investoren offensteht, oder
- c) sie verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber, einer Kapitalerhöhung im Hinblick auf die Finanzierung der notwendigen Investitionen zuzustimmen und unabhängigen Investoren eine Kapitalbeteiligung zu ermöglichen.

(8) Macht die Regulierungsbehörde von ihren Befugnissen gemäß Absatz 7 Buchstabe b Gebrauch, so kann sie den Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichten, eine oder mehrere der folgenden Maßnahmen zu akzeptieren:

- a) Finanzierung durch Dritte
- b) Errichtung durch Dritte

- c) Errichtung der jeweiligen neuen Anlagen durch ihn selbst
- d) Betrieb der jeweiligen neuen Anlagen durch ihn selbst

Der Übertragungsnetzbetreiber stellt den Investoren alle erforderlichen Unterlagen für die Durchführung der Investition zur Verfügung, stellt den Anschluss der neuen Anlagen an das Übertragungsnetz her und unternimmt alles, um die Durchführung des Investitionsprojekts zu erleichtern.

Die einschlägigen Finanzierungsvereinbarungen bedürfen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde.

(9) Macht die Regulierungsbehörde von ihren Befugnissen gemäß Absatz 7 Gebrauch, so werden die Kosten der darauf bezogenen Investitionen durch die einschlägigen Tarifregelungen gedeckt.

Abschnitt 4

Benennung und Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern

Artikel 52

Benennung und Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern

(1) Bevor ein Unternehmen als Übertragungsnetzbetreiber zugelassen und benannt wird, muss es gemäß den in den Absätzen 4, 5 und 6 des vorliegenden Artikels und in Artikel 51 der Verordnung (EU) 2019/943 genannten Verfahren zertifiziert werden.

(2) Unternehmen, denen von der Regulierungsbehörde gemäß dem unten beschriebenen Zertifizierungsverfahren bescheinigt wurde, dass sie den Anforderungen des Artikels 43 genügen, werden von den Mitgliedstaaten zugelassen und als Übertragungsnetzbetreiber benannt. Die Benennung der Übertragungsnetzbetreiber wird der Kommission mitgeteilt und im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber unterrichten die Regulierungsbehörde über alle geplanten Transaktionen, die eine Neubewertung erforderlich machen können, bei der festzustellen ist, ob sie die Anforderungen des Artikels 43 erfüllen.

(4) Die Regulierungsbehörden überwachen, ob die Übertragungsnetzbetreiber die Anforderungen des Artikels 43 ununterbrochen einhalten. Um die Einhaltung der Anforderungen sicherzustellen, leiten sie in folgenden Fällen ein Zertifizierungsverfahren ein:

- a) bei Erhalt einer Mitteilung eines Übertragungsnetzbetreibers gemäß Absatz 3,
- b) aus eigener Initiative, wenn sie Kenntnis von einer geplanten Änderung bezüglich der Rechte an oder der Einflussnahme auf Übertragungsnetzeigentümer oder Übertragungsnetzbetreiber erlangen und diese Änderung zu einem Verstoß gegen Artikel 43 führen kann oder wenn sie Grund zu der Annahme haben, dass es bereits zu einem derartigen Verstoß gekommen ist, oder
- c) wenn die Kommission einen entsprechend begründeten Antrag stellt.

(5) Die Regulierungsbehörden entscheiden innerhalb eines Zeitraums von vier Monaten ab dem Tag der Mitteilung des Übertragungsnetzbetreibers oder ab Antragstellung durch die Kommission über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers. Nach Ablauf dieser Frist gilt die Zertifizierung als erteilt. Die ausdrückliche oder stillschweigende Entscheidung der Regulierungsbehörde wird erst nach Abschluss des in Absatz 6 beschriebenen Verfahrens wirksam.

(6) Die ausdrückliche oder stillschweigende Entscheidung über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers wird der Kommission zusammen mit allen die Entscheidung betreffenden relevanten Informationen unverzüglich von der Regulierungsbehörde übermittelt. Die Kommission handelt nach dem Verfahren des Artikels 51 der Verordnung (EU) 2019/943.

(7) Die Regulierungsbehörden und die Kommission können Übertragungsnetzbetreiber und Unternehmen, die eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, um Bereitstellung sämtlicher für die Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß diesem Artikel relevanten Informationen ersuchen.

(8) Die Regulierungsbehörden und die Kommission behandeln wirtschaftlich sensible Informationen vertraulich.

Artikel 53

Zertifizierung im Verhältnis zu Drittländern

(1) Beantragt ein Übertragungsnetzeigentümer oder -betreiber, der von einer oder mehreren Personen aus einem oder mehreren Drittländern kontrolliert wird, eine Zertifizierung, so teilt die Regulierungsbehörde das der Kommission mit.

Die Regulierungsbehörde teilt der Kommission ferner unverzüglich alle Umstände mit, die dazu führen würden, dass eine oder mehrere Personen aus einem oder mehreren Drittländern die Kontrolle über ein Übertragungsnetz oder einen Übertragungsnetzbetreiber erlangen.

(2) Der Übertragungsnetzbetreiber teilt der Regulierungsbehörde alle Umstände mit, die dazu führen würden, dass eine oder mehrere Personen aus einem oder mehreren Drittländern die Kontrolle über das Übertragungsnetz oder den Übertragungsnetzbetreiber erlangen.

(3) Die Regulierungsbehörde nimmt innerhalb von vier Monaten ab dem Tag der Mitteilung des Übertragungsnetzbetreibers einen Entwurf einer Entscheidung über die Zertifizierung des Übertragungsnetzbetreibers an. Sie verweigert die Zertifizierung, wenn nicht

- a) nachgewiesen wird, dass die betroffene Rechtsperson den Anforderungen des Artikels 43 genügt und
- b) gegenüber der Regulierungsbehörde oder einer anderen vom Mitgliedstaat benannten zuständigen nationalen Behörde nachgewiesen wird, dass die Erteilung der Zertifizierung die Sicherheit der Energieversorgung des Mitgliedstaats und der Union nicht gefährdet. Bei der Prüfung dieser Frage berücksichtigt die Regulierungsbehörde oder die entsprechend benannte andere zuständige nationale Behörde
 - i) die Rechte und Pflichten der Union gegenüber diesen Drittländern, die aus dem Völkerrecht — auch aus einem Abkommen mit einem oder mehreren Drittländern, dem die Union als Vertragspartei angehört und in dem Fragen der Energieversorgungssicherheit behandelt werden — erwachsen,
 - ii) die Rechte und Pflichten des Mitgliedstaats gegenüber diesem Drittland, die aus den mit diesem geschlossenen Abkommen erwachsen, soweit sie mit dem Unionsrecht in Einklang stehen, und
 - iii) andere spezielle Gegebenheiten des Einzelfalls und des betroffenen Drittlands.

(4) Die Regulierungsbehörde teilt der Kommission unverzüglich die Entscheidung zusammen mit allen die Entscheidung betreffenden relevanten Informationen mit.

(5) Die Mitgliedstaaten schreiben vor, dass die Regulierungsbehörde bzw. die benannte zuständige Behörde gemäß Absatz 3 Buchstabe b vor der Annahme einer Entscheidung der Regulierungsbehörde über die Zertifizierung die Stellungnahme der Kommission zu der Frage einholt, ob

- a) die betroffene Rechtsperson den Anforderungen des Artikels 43 genügt und
- b) eine Gefährdung der Energieversorgungssicherheit der Union durch die Erteilung der Zertifizierung ausgeschlossen ist.

(6) Die Kommission prüft den Antrag nach Absatz 5 unmittelbar nach seinem Eingang. Innerhalb eines Zeitraums von zwei Monaten nach Eingang des Antrags übermittelt sie der Regulierungsbehörde — oder, wenn der Antrag von der benannten zuständigen Behörde gestellt wurde, dieser Behörde — ihre Stellungnahme.

Zur Ausarbeitung der Stellungnahme kann die Kommission die Standpunkte der ACER, des betroffenen Mitgliedstaats sowie interessierter Kreise einholen. In diesem Fall verlängert sich die Zweimonatsfrist um weitere zwei Monate.

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

(7) Bei der Bewertung der Frage, ob die Kontrolle durch eine oder mehrere Personen aus einem oder mehreren Drittländern die Energieversorgungssicherheit in der Union gefährdet, berücksichtigt die Kommission Folgendes:

- a) die besonderen Gegebenheiten des Einzelfalls und des betroffenen Drittlands bzw. der betroffenen Drittländer sowie
- b) die Rechte und Pflichten der Union gegenüber diesem Drittland bzw. diesen Drittländern, die aus dem Völkerrecht — auch aus einem Abkommen mit einem oder mehreren Drittländern, dem die Union als Vertragspartei angehört und durch das Fragen der Versorgungssicherheit geregelt werden — erwachsen.

(8) Die Regulierungsbehörde erlässt ihre endgültige Entscheidung über die Zertifizierung innerhalb von zwei Monaten nach Ablauf der in Absatz 6 genannten Frist. Die Regulierungsbehörde trägt in ihrer endgültigen Entscheidung der Stellungnahme der Kommission so weit wie möglich Rechnung. Die Mitgliedstaaten haben in jedem Fall das Recht, die Zertifizierung abzulehnen, wenn die Erteilung der Zertifizierung die Sicherheit der Energieversorgung des jeweiligen Mitgliedstaats oder die eines anderen Mitgliedstaats gefährdet. Hat der Mitgliedstaat eine andere zuständige nationale Behörde zur Vornahme der Bewertung nach Absatz 3 Buchstabe b benannt, so kann er vorschreiben, dass die Regulierungsbehörde ihre endgültige Entscheidung in Einklang mit der Bewertung dieser zuständigen nationalen Behörde erlassen muss. Die endgültige Entscheidung der Regulierungsbehörde wird zusammen mit der Stellungnahme der Kommission veröffentlicht. Weicht die endgültige Entscheidung von der Stellungnahme der Kommission ab, so muss der betroffene Mitgliedstaat zusammen mit dieser Entscheidung die Begründung für diese Entscheidung mitteilen und veröffentlichen.

(9) Dieser Artikel berührt in keiner Weise das Recht der Mitgliedstaaten, gemäß dem Unionsrecht nationale rechtliche Kontrollen zum Schutz legitimer Interessen der öffentlichen Sicherheit durchzuführen.

(10) Dieser Artikel gilt mit Ausnahme von Absatz 3 Buchstabe a auch für die Mitgliedstaaten, für die nach Artikel 66 eine Ausnahmeregelung gilt.

Artikel 54

Eigentum von Übertragungsnetzbetreibern an Energiespeichieranlagen

(1) Übertragungsnetzbetreiber dürfen nicht Eigentümer von Energiespeichieranlagen sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben.

(2) Abweichend von Absatz 1 können die Mitgliedstaaten es den Übertragungsnetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Energiespeichieranlagen zu sein bzw. diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, sofern es sich bei diesen Anlagen um vollständig integrierte Netzkomponenten handelt und die Regulierungsbehörde ihre Genehmigung erteilt hat, oder sofern alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Anderen Parteien, die ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren durchlaufen haben, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf wurde nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen nicht zu angemessenen Kosten und nicht rechtzeitig erbringen;
- b) Solche Anlagen oder nicht frequenzbezogene Systemdienstleistungen sind notwendig, damit Übertragungsnetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Übertragungsnetze erfüllen, und solche Anlagen und Dienste werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.
- c) Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Ex-ante-Überprüfung der Anwendbarkeit eines Ausschreibungsverfahrens einschließlich der Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt.

Die Regulierungsbehörden können Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Übertragungsnetzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen.

(3) Der Beschluss, eine Ausnahme zu gewähren, wird der Kommission und ACER zusammen mit den entsprechenden Informationen über den Antrag und die Gründe für die Gewährung der Ausnahme mitgeteilt.

(4) Die Regulierungsbehörden führen in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeichieranlagen durch, um das mögliche Interesse Dritter und die mögliche Verfügbarkeit an Investitionen in solche Anlagen zu prüfen. Deutet die öffentliche Konsultation gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass die darauf bezogenen Tätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen für dieses Verfahren können die Regulierungsbehörden es den Übertragungsnetzbetreibern gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere um den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeichieranlagen zu decken.

(5) Absatz 4 gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten und nicht während des üblichen Abschreibungszeitraum für neue Batteriespeichieranlagen, bei denen die endgültige Investitionsentscheidung bis 2024 erfolgt, sofern solche Batteriespeichieranlagen

- a) spätestens zwei Jahre danach an das Netz angeschlossen sind,
- b) in das Übertragungsnetz integriert sind,

- c) ausschließlich zur reaktiven unmittelbaren Wiederherstellung der Netzsicherheit im Fall von Ausfällen im Netz verwendet werden, wenn die Wiederherstellungsmaßnahme unmittelbar beginnt und endet, sobald das Problem durch reguläre Redispatchmaßnahmen behoben werden kann, und
- d) nicht verwendet werden, um Elektrizität auf Strommärkten — einschließlich des Regelleistungsmarkts — zu kaufen oder zu verkaufen.

Abschnitt 5

Entflechtung und Transparenz der Rechnungslegung

Artikel 55

Recht auf Einsichtnahme in die Rechnungslegung

(1) Die Mitgliedstaaten oder jede von ihnen benannte zuständige Behörde, einschließlich der in Artikel 57 genannten Regulierungsbehörden, haben, soweit das zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben erforderlich ist, das Recht auf Einsichtnahme in die in Artikel 56 genannte Rechnungslegung der Elektrizitätsunternehmen.

(2) Die Mitgliedstaaten und die von ihnen benannten zuständigen Behörden, einschließlich der Regulierungsbehörden, wahren die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen. Die Mitgliedstaaten können die Offenlegung derartiger Informationen vorsehen, wenn das zur Wahrnehmung der Aufgaben der zuständigen Behörden erforderlich ist.

Artikel 56

Entflechtung der Rechnungslegung

(1) Die Mitgliedstaaten treffen die erforderlichen Maßnahmen, damit die Rechnungslegung der Elektrizitätsunternehmen gemäß den Absätzen 2 und 3 erfolgt.

(2) Ungeachtet ihrer Eigentumsverhältnisse oder ihrer Rechtsform erstellen und veröffentlichen die Elektrizitätsunternehmen ihre Jahresabschlüsse und lassen diese überprüfen, und zwar gemäß den nationalen Rechtsvorschriften über die Jahresabschlüsse von Gesellschaften, die im Rahmen der Richtlinie 2013/34/EU erlassen worden sind.

Unternehmen, die zur Veröffentlichung ihrer Jahresabschlüsse gesetzlich nicht verpflichtet sind, halten in ihrer Hauptverwaltung eine Ausfertigung des Jahresabschlusses zur öffentlichen Einsichtnahme bereit.

(3) Zur Verhinderung von Diskriminierung, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen führen Elektrizitätsunternehmen in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für ihre Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten in derselben Weise, wie sie das tun müssten, wenn die jeweiligen Tätigkeiten von separaten Unternehmen ausgeführt würden. Sie führen auch Konten für andere, nicht mit den Bereichen Übertragung und Verteilung zusammenhängende elektrizitätswirtschaftliche Tätigkeiten, wobei diese Konten konsolidiert sein können. Einnahmen aus dem Eigentum am Übertragungs- oder Verteilernetz weisen sie in den Konten gesondert aus. Für ihre Aktivitäten außerhalb des Elektrizitätsbereichs führen sie erforderlichenfalls konsolidierte Konten. Diese interne Rechnungslegung schließt für jede Tätigkeit eine Bilanz sowie eine Gewinn- und Verlustrechnung ein.

(4) Bei der Überprüfung gemäß Absatz 2 wird insbesondere untersucht, ob die Verpflichtung zur Verhinderung von Diskriminierung und Quersubventionierung gemäß Absatz 3 eingehalten wird.

KAPITEL VII

REGULIERUNGSBEHÖRDEN

Artikel 57

Benennung und Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden

(1) Jeder Mitgliedstaat benennt auf nationaler Ebene eine einzige Regulierungsbehörde.

(2) Absatz 1 lässt die Benennung anderer Regulierungsbehörden auf regionaler Ebene in einigen Mitgliedstaaten unberührt, sofern es für die Vertretung und als Ansprechpartner auf Unionsebene innerhalb des Regulierungsrates der ACER gemäß Artikel 21 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/942 nur einen einzigen ranghohen Vertreter gibt.

(3) Abweichend von Absatz 1 kann ein Mitgliedstaat Regulierungsbehörden für kleine Netze in einer geografisch eigenständigen Region benennen, deren Verbrauch im Jahr 2008 weniger als 3 % des gesamten Verbrauchs des Mitgliedstaats, zu dem sie gehört, betragen hat. Diese Ausnahmeregelung lässt die Benennung eines einzigen ranghohen Vertreters für die Vertretung und als Ansprechpartner auf Unionsebene innerhalb des Regulierungsrates der ACER gemäß Artikel 21 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/942 unberührt.

(4) Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde und stellen sicher, dass diese ihre Befugnisse unparteiisch und transparent ausübt. Hierzu stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Regulierungsbehörde bei der Wahrnehmung der ihr durch diese Richtlinie und zugehörige Rechtsvorschriften übertragenen Regulierungsaufgaben

- a) rechtlich getrennt und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen ist
- b) und sicherstellt, dass ihr Personal und ihr Management
 - i) unabhängig von Marktinteressen handelt und
 - ii) bei der Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen einholt oder entgegennimmt. Eine etwaige enge Zusammenarbeit mit anderen zuständigen nationalen Behörden oder allgemeine politische Leitlinien der Regierung, die nicht mit den Regulierungsaufgaben und -befugnissen gemäß Artikel 59 im Zusammenhang stehen, bleiben hiervon unberührt.

(5) Zur Wahrung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde stellen die Mitgliedstaaten insbesondere sicher,

- a) dass die Regulierungsbehörde unabhängig von allen politischen Stellen selbständige Entscheidungen treffen kann,
- b) dass die Regulierungsbehörde mit allen personellen und finanziellen Ressourcen ausgestattet wird, die sie benötigt, um ihre Aufgaben und Befugnisse wirksam und effizient wahrzunehmen,
- c) dass der Regulierungsbehörde jedes Jahr separate Haushaltsmittel zugewiesen werden, und dass sie den ihr zugewiesenen Haushalt eigenverantwortlich ausführen kann,
- d) dass die Mitglieder des Leitungsgremiums der Regulierungsbehörde oder, falls kein solches Gremium vorhanden ist, die Mitglieder des leitenden Managements der Regulierungsbehörde für eine Amtszeit von fünf bis sieben Jahren ernannt werden, die einmal verlängert werden kann,
- e) dass die Mitglieder des Leitungsgremiums der Regulierungsbehörde oder, falls kein solches Gremium vorhanden ist, die Mitglieder des leitenden Managements der Regulierungsbehörde auf der Grundlage objektiver, transparenter und veröffentlichter Kriterien im Rahmen eines unabhängigen und unparteiischen Verfahrens ernannt werden, mit dem sichergestellt wird, dass die Bewerber über die erforderlichen Qualifikationen und Erfahrungen für die jeweilige Position in der Regulierungsbehörde verfügt,
- f) dass für die Mitglieder des Leitungsgremiums der Regulierungsbehörde oder, falls kein solches Gremium vorhanden ist, für die Mitglieder des leitenden Managements der Regulierungsbehörde in der Regulierungsbehörde Vorschriften über Interessenkonflikte bestehen und Vertraulichkeitspflichten auch nach Beendigung ihres Mandats gelten,
- g) dass die Mitglieder des Leitungsgremiums der Regulierungsbehörde oder, falls kein solches Gremium vorhanden ist, die Mitglieder des leitenden Managements der Regulierungsbehörde nur auf der Grundlage transparenter, vorher aufgestellter, Kriterien, entlassen werden können.

In Hinblick auf Unterabsatz 1 Buchstabe d, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass für das Leitungsgremium oder das leitende Management ein geeignetes Rotationsverfahren besteht. Die Mitglieder des Leitungsgremiums der Regulierungsbehörde oder, falls kein solches Gremium vorhanden ist, die Mitglieder des leitenden Managements können während ihrer Amtszeit nur dann des Amtes enthoben werden, wenn sie nicht mehr die in diesem Artikel genannten Bedingungen erfüllen oder wenn sie sich eines Fehlverhaltens nach nationalem Recht schuldig gemacht haben.

(6) Die Mitgliedstaaten können die Ex-post-Kontrolle des Jahresabschlusses der Regulierungsbehörde durch einen unabhängigen Prüfer vorsehen.

(7) Bis zum 5. Juli 2022 und danach alle vier Jahre legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht über die Einhaltung des in diesem Artikel festgelegten Grundsatzes der Unabhängigkeit durch die nationalen Behörden vor.

*Artikel 58***Allgemeine Ziele der Regulierungsbehörde**

Bei der Wahrnehmung der in dieser Richtlinie genannten Regulierungsaufgaben trifft die Regulierungsbehörde alle angemessenen Maßnahmen zur Verwirklichung folgender Ziele im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse gemäß Artikel 59, erforderlichenfalls in engem Einvernehmen mit anderen einschlägigen nationalen Behörden, einschließlich der Wettbewerbsbehörden und der Behörden — einschließlich Regulierungsbehörden — der Nachbarmitgliedstaaten und gegebenenfalls benachbarten Drittländer, und unbeschadet deren Zuständigkeit:

- a) Förderung — in enger Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten, der Kommission und ACER — eines wettbewerbsbestimmten, flexiblen, sicheren und ökologisch nachhaltigen Elektrizitätsbinnenmarktes in der Union und tatsächliche Öffnung des Marktes für alle Kunden und Versorger in der Union, sowie Gewährleistung geeigneter Bedingungen, damit Elektrizitätsnetze unter Berücksichtigung der langfristigen Ziele wirkungsvoll und zuverlässig betrieben werden,
- b) Entwicklung wettbewerbsbestimmter und gut funktionierender länderübergreifender Regionalmärkte in der Union zur Verwirklichung des unter Buchstabe a genannten Ziels,
- c) Aufhebung der bestehenden Beschränkungen des Elektrizitätshandels zwischen den Mitgliedstaaten, einschließlich des Aufbaus geeigneter länderübergreifender Übertragungskapazitäten im Hinblick auf die Befriedigung der Nachfrage und die Förderung der Integration der nationalen Märkte zur Erleichterung der Elektrizitätsflüsse innerhalb der Union,
- d) Beiträge zur möglichst kosteneffizienten Verwirklichung der Entwicklung sicherer, zuverlässiger, effizienter und diskriminierungsfreier Systeme, die verbraucherorientiert sind, und Förderung der Angemessenheit der Systeme und, gemäß den allgemeinen Zielen der Energiepolitik, der Energieeffizienz, sowie der Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und verteilter Erzeugung sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilernetze und Erleichterung ihres Betriebs in Bezug auf andere Gas- oder Wärmenetze,
- e) Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen an das Netz, insbesondere durch Beseitigung von Hindernissen, durch die der Zugang neuer Marktteilnehmer und die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen verhindert werden könnte,
- f) Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, für Effizienzsteigerungen, insbesondere Energieeffizienz, bei der Netzleistung zu sorgen und die Marktintegration zu fördern,
- g) Maßnahmen, die bewirken, dass die Kunden Vorteile aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes ziehen, Förderung eines effektiven Wettbewerbs und Beiträge zur Wahrung eines hohen Maßes an Verbraucherschutz in enger Zusammenarbeit mit den einschlägigen für Verbraucherschutz zuständigen Behörden,
- h) Beiträge zur Verwirklichung hoher Standards bei der Gewährleistung der Grundversorgung und der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen im Bereich der Stromversorgung, zum Schutz benachteiligter Kunden und im Interesse der Kompatibilität der beim Versorgerwechsel von Kunden erforderlichen Datenaustauschverfahren.

*Artikel 59***Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörden**

- (1) Die Regulierungsbehörde hat folgende Aufgaben:
 - a) Sie ist dafür zuständig, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen.
 - b) Sie stellt sicher, dass Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber und, soweit vorhanden, auch Netzeigentümer sowie Elektrizitätsunternehmen und andere Marktteilnehmer ihren aus dieser Richtlinie, der Verordnung (EU) 2019/943, den nach den Artikeln 59, 60 und 61 der Verordnung (EU) 2019/943 verabschiedeten Netzkodizes und Leitlinien und anderem einschlägigen Recht der Union erwachsenden Verpflichtungen, auch bei länderübergreifenden Aspekten, nachkommen, sowie Entscheidungen der ACER Folge leisten.

- c) Sie stellt in enger Abstimmung den anderen Regulierungsbehörden sicher, dass das ENTSO (Strom) und die EU-VNBO ihren aus dieser Richtlinie, der Verordnung (EU) 2019/943, den nach den Artikeln 59, 60 und 61 der Verordnung (EU) 2019/943 verabschiedeten Netzkodizes und Leitlinien und anderem einschlägigen Recht der Union erwachsenden Verpflichtungen, auch bei länderübergreifenden Aspekten, nachkommen, sowie Entscheidungen der ACER Folge leisten, und sie stellen gemeinsam fest, ob das ENTSO (Strom) und die EU-VNBO ihren jeweiligen Verpflichtungen nicht nachgekommen sind; konnten die Regulierungsbehörden binnen vier Monaten nach Beginn der Konsultationen zum Zweck der gemeinsamen Feststellung eines Verstoßes keine Einigung erzielen, so wird die ACER mit der Angelegenheit befasst und trifft einen Beschluss gemäß Artikel 6 Absatz 10 der Verordnung (EU) 2019/942.
- d) Sie erteilt die Genehmigung für Produkte und Beschaffungsverfahren für nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen.
- e) Sie setzt die nach den Artikeln 59, 60 und 61 der Verordnung (EU) 2019/943 verabschiedeten Netzkodizes und Leitlinien mithilfe nationaler Maßnahmen oder, soweit erforderlich, koordinierter regionaler oder unionsweiter Maßnahmen um.
- f) Sie arbeitet mit der Regulierungsbehörde bzw. den Behörden der betroffenen Mitgliedstaaten und mit der ACER in länderübergreifenden Angelegenheiten zusammen, insbesondere durch die Beteiligung an der Arbeit des Regulierungsrates der ACER gemäß Artikel 21 der Verordnung (EU) 2019/942.
- g) Sie kommt allen einschlägigen rechtsverbindlichen Entscheidungen der ACER und Beschlüssen der Kommission nach und führt sie durch.
- h) Sie stellt sicher, dass die Übertragungsnetzbetreiber Verbindungskapazitäten gemäß Artikel 16 der Verordnung (EU) 2019/943 in größtmöglichem Umfang zur Verfügung stellen.
- i) Sie erstattet den maßgeblichen Behörden der Mitgliedstaaten, der ACER und der Kommission jährlich Bericht über ihre Tätigkeit und die Erfüllung ihrer Aufgaben, einschließlich einer Darlegung der für jede einzelne der in diesem Artikel genannten Aufgaben getroffenen Maßnahmen und den erzielten Ergebnissen.
- j) Sie stellt sicher, dass eine Quersubventionierung zwischen den Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des Elektrizitätsbereichs verhindert wird.
- k) Sie überwacht die Investitionspläne der Übertragungsnetzbetreiber und legt mit ihrem Jahresbericht eine Beurteilung dieser Investitionspläne unter dem Gesichtspunkt ihrer Übereinstimmung mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan vor; diese Beurteilung kann Empfehlungen zur Änderung der Investitionspläne enthalten.
- l) Sie überwacht und bewertet anhand einer begrenzten Anzahl von Indikatoren die Leistung der Übertragungs- und der Verteilernetzbetreiber bei dem Ausbau eines intelligenten Netzes, das Energieeffizienz und die Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen fördert, und veröffentlicht alle zwei Jahre einen nationalen Bericht, einschließlich Empfehlungen für Verbesserungen.
- m) Sie legt für die Dienstleistungs- und Versorgungsqualität geltende Normen und Anforderungen fest oder genehmigt sie oder leistet hierzu gemeinsam mit anderen zuständigen Behörden einen Beitrag, und sie überprüft die bisherige Wirkung der Regeln für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes.
- n) Sie beobachtet den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, und stellt sicher, dass die Elektrizitätsunternehmen die Transparenzanforderungen erfüllen.
- o) Sie beobachtet den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene, einschließlich Strombörsen, Preise für Haushaltskunden, einschließlich Vorauszahlungssystemen, die Auswirkungen dynamischer Elektrizitätspreisverträge und der Verwendung intelligenter Messsysteme, Versorgerwechselraten, Abschalttraten, Durchführung von Wartungsdiensten und dafür erhobene Gebühren, die Beziehungen zwischen Haushalts- und Großhandelspreisen, die Entwicklung der Netztarife und -abgaben und Beschwerden von Haushaltskunden sowie etwaige Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen, sie stellt relevante Informationen bereit und legt den jeweils zuständigen Wettbewerbsbehörden einschlägige Fälle vor.
- p) Sie beobachtet etwaige restriktive Vertragspraktiken einschließlich Exklusivitätsbestimmungen, die Kunden daran hindern können, gleichzeitig mit mehreren Versorgern Verträge zu schließen, oder ihre Möglichkeiten dazu beschränken und setzen die nationalen Wettbewerbsbehörden erforderlichenfalls von solchen Praktiken in Kenntnis.
- q) Sie verfolgt, wie viel Zeit die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber für die Herstellung von Anschlüssen und für Reparaturen benötigen.
- r) Sie trägt zusammen mit anderen einschlägigen Behörden dazu bei, dass Maßnahmen zum Verbraucherschutz wirksam sind und durchgesetzt werden.

- s) Sie veröffentlicht mindestens einmal jährlich Empfehlungen zur Übereinstimmung der Versorgungstarife mit Artikel 5 und leitet sie erforderlichenfalls an die Wettbewerbsbehörden weiter.
- t) Sie gewährleistet den diskriminierungsfreien Zugang zu den Verbrauchsdaten der Kunden, die Bereitstellung — bei fakultativer Verwendung — eines leicht verständlichen einheitlichen Formats auf nationaler Ebene für die Erfassung der Verbrauchsdaten und den unverzüglichen Zugang für alle Kunden zu diesen Daten gemäß den Artikeln 23 und 24.
- u) Sie überwacht die Umsetzung der Vorschriften über die Aufgaben und Zuständigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Versorgungsunternehmen, Kunden und anderer Marktteilnehmer nach Maßgabe der Verordnung (EU) 2019/943.
- v) Sie überwacht die Investitionen in die Erzeugungs- und Speicherkapazitäten mit Blick auf die Versorgungssicherheit.
- w) Sie überwacht die technische Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Union und den Übertragungsnetzbetreibern von Drittländern.
- x) Sie trägt zur Kompatibilität der Datenaustauschverfahren für die wichtigsten Marktprozesse auf regionaler Ebene bei.
- y) Sie überwacht die Verfügbarkeit von Vergleichsinstrumenten, die die Voraussetzungen gemäß Artikel 14 erfüllen.
- z) Sie überwacht die Beseitigung ungerechtfertigter Hindernisse und Einschränkungen bei der Weiterentwicklung des Verbrauchs von selbst erzeugter Elektrizität und von Bürgerenergiegemeinschaften.

(2) Ist das in einem Mitgliedstaat vorgesehen, so können die Überwachungsaufgaben gemäß Absatz 1 von anderen Behörden als der Regulierungsbehörde durchgeführt werden. In diesem Fall müssen die Informationen, die aus der Überwachung hervorgehen, der Regulierungsbehörde so schnell wie möglich zur Verfügung gestellt werden.

Bei der Wahrnehmung von Aufgaben gemäß Absatz 1 konsultiert die Regulierungsbehörde erforderlichenfalls — unter Wahrung ihrer Unabhängigkeit und unbeschadet ihrer eigenen spezifischen Zuständigkeit und im Einklang mit den Grundsätzen der besseren Regulierung — die Übertragungsnetzbetreiber und arbeitet erforderlichenfalls eng mit anderen zuständigen nationalen Behörden zusammen.

Genehmigungen, die von einer Regulierungsbehörde oder der ACER nach dieser Richtlinie erteilt werden, berühren weder die hinreichend begründete künftige Ausübung ihrer Befugnisse nach diesem Artikel durch die Regulierungsbehörde noch etwaige Sanktionen, die von anderen zuständigen Behörden oder der Kommission verhängt werden.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Regulierungsbehörden mit den erforderlichen Befugnissen ausgestattet werden, aufgrund deren sie die in diesem Artikel genannten Aufgaben effizient und schnell erfüllen können. Hierzu muss die Regulierungsbehörde unter anderem über folgende Befugnisse verfügen:

- a) Erlass von Entscheidungen, die für Elektrizitätsunternehmen bindend sind;
- b) Durchführung von Untersuchungen zum Funktionieren der Erdgasmärkte und Entscheidung über und Verhängung von notwendigen und verhältnismäßigen Maßnahmen zur Förderung eines wirksamen Wettbewerbs und zur Wahrung des ordnungsgemäßen Funktionierens des Marktes; die Regulierungsbehörde erhält erforderlichenfalls auch die Befugnis zur Zusammenarbeit mit der nationalen Wettbewerbsbehörde und den Finanzmarktregulierungsbehörden oder der Kommission bei der Durchführung einer wettbewerbsrechtlichen Untersuchung;
- c) Einforderung der für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben maßgeblichen Informationen bei den Elektrizitätsunternehmen einschließlich Begründungen für Verweigerungen des Zugangs Dritter und sonstiger Informationen über Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze;
- d) Verhängung wirksamer, verhältnismäßiger und abschreckender Sanktionen gegen Elektrizitätsunternehmen, die ihren aus dieser Richtlinie, der Verordnung (EU) 2019/943 oder allen einschlägigen rechtsverbindlichen Entscheidungen der Regulierungsbehörde oder der ACER erwachsenden Verpflichtungen nicht nachkommen, oder Vorschlag der Verhängung solcher Sanktionen bei einem zuständigen Gericht, derartige Sanktionen zu verhängen; hierzu zählt auch die Befugnis, bei Missachtung der jeweiligen Verpflichtungen gemäß dieser Richtlinie gegen den Übertragungsnetzbetreiber bzw. das vertikal integrierte Unternehmen Sanktionen in Höhe von bis zu 10 % des Jahresumsatzes des Übertragungsnetzbetreibers bzw. des vertikal integrierten Unternehmens zu verhängen oder vorzuschlagen;
- e) ausreichende Untersuchungsrechte und entsprechende Anweisungsbefugnisse zur Streitbeilegung gemäß Artikel 60 Absätze 2 und 3.

(4) Die Regulierungsbehörde des Mitgliedstaats, in dem das ENTSO (Strom) oder die EU-VNBO ihren Sitz haben, ist befugt, wirksame, verhältnismäßige und abschreckende Sanktionen gegen jene Stellen zu verhängen, die ihren aus dieser Richtlinie, der Verordnung (EU) 2019/943 oder allen einschlägigen rechtsverbindlichen Entscheidungen der Regulierungsbehörde oder der ACER erwachsenden Verpflichtungen nicht nachkommen, oder vorzuschlagen, dass ein zuständiges Gericht derartige Sanktionen verhängt.

(5) Wurde gemäß Artikel 44 ein unabhängiger Netzbetreiber benannt, so hat die Regulierungsbehörde zusätzlich zu den ihr gemäß den Absätzen 1 und 3 des vorliegenden Artikels übertragenen Aufgaben folgende Pflichten:

- a) Sie überwacht, ob der Eigentümer des Übertragungsnetzes und der unabhängige Netzbetreiber ihren aus diesem Artikel erwachsenden Verpflichtungen nachkommen, und verhängt gemäß Absatz 3 Buchstabe d Sanktionen für den Fall, dass den Verpflichtungen nicht nachgekommen wird.
- b) Sie überwacht die Beziehungen und die Kommunikation zwischen dem unabhängigen Netzbetreiber und dem Eigentümer des Übertragungsnetzes, damit der unabhängige Netzbetreiber seinen Verpflichtungen nachkommt, und genehmigt insbesondere Verträge und fungiert im Fall von Beschwerden einer Partei gemäß Artikel 60 Absatz 2 als Streitbeilegungsinstanz zwischen dem unabhängigen Netzbetreiber und dem Eigentümer des Übertragungsnetzes.
- c) Unbeschadet des Verfahrens gemäß Artikel 44 Absatz 2 Buchstabe c genehmigt sie die vom unabhängigen Netzbetreiber mindestens alle zwei Jahre einzureichende Investitionsplanung für den ersten zehnjährigen Netzentwicklungsplan sowie den von ihm vorzulegenden mehrjährigen Netzentwicklungsplan.
- d) Sie stellt sicher, dass die von unabhängigen Netzbetreibern erhobenen Netzzugangstarife ein Entgelt für den bzw. die Netzeigentümer enthalten, das eine angemessene Vergütung der Netzvermögenswerte und neuer Investitionen in das Netz ist, sofern diese wirtschaftlich und effizient getätigt werden.
- e) Sie hat die Befugnis, in den Räumlichkeiten des Eigentümers des Übertragungsnetzes und des unabhängigen Netzbetreibers Kontrollen — auch ohne Ankündigung — durchzuführen.
- f) Sie überwacht die Verwendung der von dem unabhängigen Netzbetreiber gemäß Artikel 19 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/943 eingenommenen Engpasserlöse.

(6) Zusätzlich zu den Aufgaben und Befugnissen, die ihr gemäß den Absätzen 1 und 3 des vorliegenden Artikels übertragen werden, werden der Regulierungsbehörde für den Fall, dass ein Übertragungsnetzbetreiber gemäß Kapitel VI Abschnitt 3 benannt wurde, folgende Aufgaben und Befugnisse übertragen:

- a) Verhängung von Sanktionen gemäß Absatz 3 Buchstabe d wegen diskriminierenden Verhaltens zugunsten des vertikal integrierten Unternehmens;
- b) Überprüfung des Schriftverkehrs zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem vertikal integrierten Unternehmen, damit der Übertragungsnetzbetreiber seinen Verpflichtungen nachkommt;
- c) Streitbeilegung zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Übertragungsnetzbetreiber bei Beschwerden gemäß Artikel 60 Absatz 2;
- d) fortlaufende Überwachung der geschäftlichen und finanziellen Beziehungen, einschließlich Darlehen, zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Übertragungsnetzbetreiber;
- e) Genehmigung sämtlicher geschäftlichen und finanziellen Vereinbarungen zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Übertragungsnetzbetreiber, sofern sie marktüblichen Bedingungen entsprechen;
- f) Anforderung einer Begründung beim vertikal integrierten Unternehmen im Fall einer Meldung des Gleichbehandlungsbeauftragten nach Artikel 50 Absatz 4. Eine solche Begründung muss insbesondere den Nachweis enthalten, dass kein diskriminierendes Verhalten zugunsten des vertikal integrierten Unternehmens vorgelegen hat;
- g) Durchführung von — auch unangekündigten — Kontrollen in den Geschäftsräumen des vertikal integrierten Unternehmens und des Übertragungsnetzbetreibers;
- h) Übertragung aller oder bestimmter Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers an einen gemäß Artikel 44 benannten unabhängigen Netzbetreiber, falls der Übertragungsnetzbetreiber fortwährend gegen seine Verpflichtungen aus der Richtlinie verstößt, insbesondere im Fall wiederholten diskriminierenden Verhaltens zugunsten des vertikal integrierten Unternehmens.

(7) Den Regulierungsbehörden obliegt es, außer wenn die ACER aufgrund ihrer Koordinierungsaufgaben nach Artikel 5 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/942 für die Festlegung und Genehmigung der Bedingungen oder Methoden für die Durchführung von Netzkodizes und Leitlinien gemäß Kapitel VII der Verordnung (EU) 2019/943 zuständig ist, zumindest die nationalen Methoden zur Berechnung oder Festlegung folgender Bedingungen mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten festzulegen oder zu genehmigen:

- a) die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden; diese Tarife oder Methoden sind so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist;
- b) die Bedingungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen, die möglichst wirtschaftlich sind und den Netzbenutzern geeignete Anreize bieten, die Einspeisung und Abnahme von Gas auszugleichen; dabei werden die Systemdienstleistungen auf faire und diskriminierungsfreie Weise erbracht und stützen sich auf objektive Kriterien;
- c) die Bedingungen für den Zugang zu länderübergreifender Infrastruktur einschließlich der Verfahren der Kapazität-zuweisung und des Engpassmanagements.

(8) Die in Absatz 7 genannten Methoden oder die Bedingungen werden veröffentlicht.

(9) Um die Transparenz auf dem Markt zu erhöhen und sämtlichen interessierten Parteien alle erforderlichen Informationen sowie die in Artikel 60 Absatz 3 genannten Entscheidungen oder Vorschläge für Entscheidungen über Übertragungs- und Verteilungstarife zu übermitteln, veröffentlichen die Regulierungsbehörden die ausführliche Beschreibung der Methode und die zugrunde liegenden Kosten, die für die Berechnung der jeweiligen Netztarife verwendet wurden, unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen.

(10) Die Regulierungsbehörden überwachen das Engpassmanagement in den nationalen Elektrizitätsnetzen — einschließlich der Verbindungsleitungen — und die Durchsetzung der Regeln für das Engpassmanagement. Hierzu legen die Übertragungsnetzbetreiber oder Marktteilnehmer den Regulierungsbehörden ihre Regeln für das Engpassmanagement einschließlich der Kapazität-zuweisung vor. Die Regulierungsbehörden können Änderungen dieser Regeln verlangen.

Artikel 60

Entscheidungen und Beschwerden

(1) Die Regulierungsbehörden sind befugt, erforderlichenfalls von den Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreibern zu verlangen, die in Artikel 59 der vorliegenden Richtlinie genannten Vertragsbedingungen, einschließlich der Tarife oder Methoden, zu ändern, damit sie gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 angemessen sind und diskriminierungsfrei angewendet werden. Verzögert sich die Festlegung von Übertragungs- und Verteilungstarifen, so sind die Regulierungsbehörden befugt, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls die endgültigen Übertragungs- und Verteilungstarife oder Methoden von diesen vorläufigen Tarifen oder Methoden abweichen.

(2) Jeder Betroffene, der eine Beschwerde gegen einen Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber im Zusammenhang mit dessen Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie hat, kann damit die Regulierungsbehörde befassen, die als Streitbeilegungsstelle innerhalb von zwei Monaten ab Eingang der Beschwerde eine Entscheidung trifft. Diese Frist kann um weitere zwei Monate verlängert werden, wenn die Regulierungsbehörde zusätzliche Informationen anfordert. Mit Zustimmung des Beschwerdeführers ist eine weitere Verlängerung dieser Frist möglich. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde ist verbindlich, bis sie aufgrund eines Rechtsbehelfs aufgehoben wird.

(3) Jeder Betroffene, der gegen eine gemäß Artikel 59 getroffene Entscheidung über die Methoden oder, soweit die Regulierungsbehörde eine Anhörungspflicht hat, gegen die vorgeschlagenen Tarife bzw. Methoden beschwerdeberechtigt ist, kann binnen zwei Monaten oder innerhalb einer von den Mitgliedstaaten festgelegten kürzeren Frist nach Veröffentlichung der Entscheidung bzw. des Vorschlags für eine Entscheidung Beschwerde im Hinblick auf die Überprüfung der Entscheidung einlegen. Eine Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung.

(4) Die Mitgliedstaaten schaffen geeignete und wirksame Mechanismen für die Regulierung, die Kontrolle und die Sicherstellung von Transparenz, um den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung zum Nachteil insbesondere der Verbraucher sowie Verdrängungspraktiken zu verhindern. Diese Mechanismen tragen den Bestimmungen des AEUV, insbesondere Artikel 102, Rechnung.

(5) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass bei Verstößen gegen die in dieser Richtlinie vorgesehenen Geheimhaltungsvorschriften geeignete Maßnahmen, einschließlich der nach nationalem Recht vorgesehenen Verwaltungs- oder Strafverfahren, gegen die verantwortlichen natürlichen oder juristischen Personen ergriffen werden.

(6) Beschwerden nach den Absätzen 2 und 3 lassen die nach dem Unionsrecht bzw. den nationalen Rechtsvorschriften möglichen Rechtsbehelfe unberührt.

(7) Die von den Regulierungsbehörden getroffenen Entscheidungen sind umfassend zu begründen, damit sie gerichtlich überprüft werden können. Die Entscheidungen sind der Öffentlichkeit unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zugänglich zu machen.

(8) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass auf nationaler Ebene geeignete Verfahren bestehen, die einer betroffenen Partei das Recht einräumen, gegen eine Entscheidung einer Regulierungsbehörde bei einer von den beteiligten Parteien und Regierungen unabhängigen Stelle Beschwerde einzulegen.

Artikel 61

Regionale Zusammenarbeit zwischen den Regulierungsbehörden bei länderübergreifenden Aspekten

(1) Die Regulierungsbehörden konsultieren einander, insbesondere im Rahmen der ACER, arbeiten eng zusammen und übermitteln einander und der ACER sämtliche für die Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß dieser Richtlinie erforderlichen Informationen. Bei dem Informationsaustausch ist die einholende Behörde an den gleichen Grad an Vertraulichkeit gebunden wie die auskunftserteilende Behörde.

(2) Die Regulierungsbehörden arbeiten zumindest auf regionaler Ebene zusammen, um

- a) netztechnische Regelungen zu fördern, die ein optimales Netzmanagement ermöglichen, gemeinsame Strombörsen zu fördern und länderübergreifende Kapazitäten zu vergeben und — unter anderem durch neue Verbindungen — ein angemessenes Maß an Verbindungskapazitäten innerhalb der Region und zwischen den Regionen zu ermöglichen, damit sich ein tatsächlicher Wettbewerb und eine bessere Versorgungssicherheit entwickeln können, ohne dass es zu einer Diskriminierung von Versorgern in einzelnen Mitgliedstaaten kommt,
- b) die gemeinsame Aufsicht über Unternehmen, die Aufgaben auf regionaler Ebene ausführen, zu koordinieren,
- c) in Zusammenarbeit mit anderen beteiligten Behörden die gemeinsame Aufsicht über nationale, regionale und europaweite Abschätzungen der Angemessenheit zu koordinieren,
- d) die Aufstellung aller Netzkodizes und Leitlinien für die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber und andere Marktteilnehmer zu koordinieren und
- e) die Ausarbeitung von Regeln für das Engpassmanagement zu koordinieren.

(3) Die Regulierungsbehörden sind berechtigt, untereinander Kooperationsvereinbarungen zu schließen, um die Zusammenarbeit bei der Regulierungstätigkeit zu intensivieren.

(4) Die in Absatz 2 genannten Maßnahmen werden erforderlichenfalls in engem Benehmen mit anderen einschlägigen nationalen Behörden und unbeschadet deren eigener Zuständigkeit durchgeführt.

(5) Die Kommission ist befugt, gemäß Artikel 67 delegierte Rechtsakte zu erlassen mit denen diese Richtlinie um Leitlinien ergänzt wird, in denen festgelegt ist, in welchem Umfang die Regulierungsbehörden untereinander und mit der ACER zusammenarbeiten dürfen.

Artikel 62

Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörden gegenüber den regionalen Koordinierungszentren

(1) Die regionalen Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion, in der ein regionales Koordinierungszentrum eingerichtet wurde, haben die Aufgabe, in enger Abstimmung untereinander

- a) den Vorschlag zur Einrichtung regionaler Koordinationszentren gemäß Artikel 35 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/943 zu billigen;
- b) die Ausgaben zu genehmigen, deren Kosten im Zusammenhang mit den Tätigkeiten der regionalen Koordinationszentren von den Übertragungsnetzbetreibern getragen und bei der Entgeltberechnung berücksichtigt werden, soweit sie vernünftig und angemessen sind;

- c) das Verfahren zur kooperativen Entscheidungsfindung zu genehmigen;
- d) sicherstellen, dass die regionalen Koordinierungszentren über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen, die zur Erfüllung ihrer Pflichten im Rahmen dieser Richtlinie und zur unabhängigen und unparteiischen Wahrnehmung ihrer Aufgaben erforderlich sind;
- e) gemeinsam mit anderen Regulierungsbehörden einer Netzbetriebsregion etwaige zusätzliche Aufgaben und zusätzliche Befugnisse, die den regionalen Koordinierungszentren von den Mitgliedstaaten der Netzbetriebsregion zu übertragen sind, vorzuschlagen;
- f) sicherzustellen, dass die Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie und anderen einschlägigen Rechts der Union erfüllt werden, insbesondere bei länderübergreifenden Aspekten, und zusammenzuarbeiten um gemeinsam festzustellen, ob die regionalen Koordinationszentren ihren jeweiligen Verpflichtungen eventuell nicht nachgekommen sind; konnten die Regulierungsbehörden binnen vier Monaten nach Beginn der Konsultationen keine Einigung erzielen, so wird ACER mit der Angelegenheit befasst und trifft einen Beschluss gemäß Artikel 6 Absatz 10 der Verordnung (EU) 2019/942;
- (g) die Leistung der Netzkoordination zu überwachen und der Agentur gemäß Artikel 46 der Verordnung (EU) 2019/943 jährlich darüber Bericht zu erstatten.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Regulierungsbehörden mit den erforderlichen Befugnissen ausgestattet werden, damit sie die in Absatz 1 genannten Aufgaben effizient und zügig erfüllen können. Hierzu müssen die Regulierungsbehörden zumindest über folgende Befugnisse verfügen:

- a) Anforderung von Informationen aus den regionalen Koordinierungszentren,
- b) Durchführung von Inspektionen in den Räumlichkeiten der regionalen Koordinierungszentren, auch ohne Ankündigung,
- c) Erlass von gemeinsamen verbindlichen Entscheidungen zu regionalen Koordinierungszentren.

(3) Die Regulierungsbehörde des Mitgliedstaats, in dem das regionale Koordinierungszentrum seinen Sitz hat, ist befugt, wirksame, verhältnismäßige und abschreckende Sanktionen gegen das regionale Koordinierungszentrum zu verhängen, wenn es seinen aus dieser Richtlinie, der Verordnung (EU) 2019/943 oder allen einschlägigen rechtsverbindlichen Entscheidungen der Regulierungsbehörde oder der ACER erwachsenden Verpflichtungen nicht nachkommt, oder vorzuschlagen, dass ein zuständiges Gericht derartige Sanktionen verhängt.

Artikel 63

Einhaltung der Netzkodizes und Leitlinien

(1) Jede Regulierungsbehörde und die Kommission können die ACER um eine Stellungnahme dazu ersuchen, ob eine von einer Regulierungsbehörde getroffene Entscheidung mit den gemäß dieser Richtlinie oder Kapitel VII der Verordnung (EU) 2019/943 erlassenen Netzkodizes und Leitlinien vereinbar ist.

(2) Die ACER unterbreitet der antragstellenden Regulierungsbehörde bzw. der Kommission sowie der Regulierungsbehörde, die die fragliche Entscheidung getroffen hat, innerhalb von drei Monaten nach Eingang des Ersuchens ihre Stellungnahme.

(3) Kommt die Regulierungsbehörde, die die Entscheidung getroffen hat, der Stellungnahme der ACER nicht innerhalb von vier Monaten nach Eingang der Stellungnahme nach, so setzt die ACER die Kommission davon in Kenntnis.

(4) Jede Regulierungsbehörde, die der Auffassung ist, dass eine von einer anderen Regulierungsbehörde getroffene Entscheidung von Belang für den länderübergreifenden Handel nicht mit den gemäß dieser Richtlinie oder Kapitel VII der Verordnung (EU) 2019/943 erlassenen Netzkodizes und Leitlinien vereinbar ist, kann die Kommission innerhalb von zwei Monaten ab dem Tag, an dem die fragliche Entscheidung ergangen ist, davon in Kenntnis setzen.

(5) Gelangt die Kommission innerhalb von zwei Monaten, nachdem sie gemäß Absatz 3 von der ACER oder gemäß Absatz 4 von einer Regulierungsbehörde informiert wurde, oder innerhalb von drei Monaten nach dem Tag, an dem die Entscheidung getroffen wurde, von sich aus zu der Einschätzung, dass die Entscheidung einer Regulierungsbehörde erhebliche Zweifel an ihrer Vereinbarkeit mit den gemäß dieser Richtlinie oder Kapitel VII der Verordnung (EU) 2019/943 erlassenen Netzkodizes und Leitlinien begründet, so kann die Kommission die weitere Prüfung des Falls beschließen. In einem solchen Fall lädt sie die betroffene Regulierungsbehörde und die betroffenen Parteien zu dem Verfahren vor der Regulierungsbehörde, damit sie Stellung nehmen können.

- (6) Hat die Kommission beschlossen, den Fall weiter zu prüfen, so erlässt sie innerhalb von vier Monaten nach dem Tag, an dem dieser Beschluss gefasst wurde, einen endgültigen Beschluss,
- a) keine Einwände gegen die Entscheidung der Regulierungsbehörde zu erheben, oder
- b) von der betroffenen Regulierungsbehörde den Widerruf ihrer Entscheidung zu verlangen, weil den Netzkodizes und Leitlinien nicht nachgekommen wurde.
- (7) Beschließt die Kommission nicht innerhalb der in den Absätzen 5 bzw. 6 genannten Fristen, den Fall weiter zu prüfen oder einen endgültigen Beschluss zu erlassen, so wird davon ausgegangen, dass sie keine Einwände gegen die Entscheidung der Regulierungsbehörde erhebt.
- (8) Die Regulierungsbehörde kommt dem Beschluss der Kommission über den Widerruf der Entscheidung der Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten nach und setzt die Kommission davon in Kenntnis.
- (9) Die Kommission ist befugt, gemäß Artikel 67 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie um Leitlinien zu ergänzen, in denen die Einzelheiten des Verfahrens für die Anwendung dieses Artikels festgelegt werden.

Artikel 64

Aufbewahrungspflichten

- (1) Die Mitgliedstaaten verlangen von den Versorgern, dass sie die relevanten Daten über sämtliche mit Großhandelskunden und Übertragungsnetzbetreibern getätigten Transaktionen mit Elektrizitätsversorgungsverträgen und Elektrizitätsderivaten für die Dauer von mindestens fünf Jahren aufbewahren und den nationalen Behörden einschließlich der Regulierungsbehörde, den nationalen Wettbewerbsbehörden und der Kommission zur Erfüllung ihrer Aufgaben bei Bedarf zur Verfügung stellen.
- (2) Die Daten enthalten genaue Angaben zu den Merkmalen der relevanten Transaktionen, wie Laufzeit-, Liefer- und Abrechnungsbestimmungen, Menge, Datum und Uhrzeit der Ausführung, Transaktionspreise und Mittel zur Identifizierung des jeweiligen Großhandelskunden sowie bestimmte Angaben zu sämtlichen nicht abgerechneten Elektrizitätsversorgungsverträgen und Elektrizitätsderivaten.
- (3) Die Regulierungsbehörde kann beschließen, bestimmte dieser Informationen den Marktteilnehmern zugänglich zu machen, vorausgesetzt, es werden keine wirtschaftlich sensiblen Daten über einzelne Marktakteure oder einzelne Transaktionen preisgegeben. Dieser Absatz gilt nicht für Informationen über Finanzinstrumente, die unter die Richtlinie 2014/65/EU fallen.
- (4) Dieser Artikel begründet für Stellen, die unter die Richtlinie 2014/65/EU fallen, keine zusätzlichen Verpflichtungen gegenüber den in Absatz 1 genannten Behörden.
- (5) Falls die in Absatz 1 genannten Behörden Zugang zu Daten haben müssen, die von Unternehmen aufbewahrt werden, die unter die Richtlinie 2014/65/EU fallen, übermitteln die nach jener Richtlinie zuständigen Behörden ihnen die erforderlichen Daten.

KAPITEL VIII

SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 65

Gleiche Ausgangsbedingungen

- (1) Maßnahmen, die die Mitgliedstaaten gemäß dieser Richtlinie treffen können, um für gleiche Ausgangsbedingungen zu sorgen, müssen mit dem AEUV, insbesondere Artikel 36, und dem Unionsrecht vereinbar sein.
- (2) Die in Absatz 1 genannten Maßnahmen müssen verhältnismäßig, diskriminierungsfrei und transparent sein. Diese Maßnahmen können erst wirksam werden, nachdem sie der Kommission mitgeteilt und von ihr gebilligt worden sind.
- (3) Die Kommission wird innerhalb von zwei Monaten nach Eingang der Mitteilung gemäß Absatz 2 tätig. Diese Frist beginnt am Tag nach dem Eingang der vollständigen Informationen. Wird die Kommission nicht innerhalb dieser Frist von zwei Monaten tätig, so wird davon ausgegangen, dass sie keine Einwände gegen die mitgeteilten Maßnahmen erhebt.

Artikel 66

Ausnahmeregelungen

(1) Die Mitgliedstaaten, die nachweisen können, dass sich für den Betrieb ihrer kleinen Verbundnetze und kleinen, isolierten Netze erhebliche Probleme ergeben, können Ausnahmeregelungen zu den einschlägigen Bestimmungen der Artikel 7 und 8, sowie der Kapitel IV, V und VI beantragen.

Kleine, isolierte Netze und Frankreich, für die Zwecke von Korsika, können ebenfalls eine Ausnahme von den Artikeln 4, 5 und 6 beantragen.

Vor einem entsprechenden Beschluss unterrichtet die Kommission die Mitgliedstaaten unter Wahrung der Vertraulichkeit über solche Anträge.

(2) Die von der Kommission nach Absatz 1 gewährten Ausnahmen sind zeitlich befristet und unterliegen Bedingungen, die auf verstärkten Wettbewerb mit, und eine stärkere Integration in den Binnenmarkt abzielen und mit denen sichergestellt wird, dass der Übergang zur Erzeugung von erneuerbarer Energie und zu mehr Flexibilität, Speicherung, Elektromobilität und Laststeuerung nicht behindert wird.

Für Gebiete in äußerster Randlage im Sinne des Artikels 349 AEUV, die nicht an die Elektrizitätsmärkte der Union angebunden werden können, ist die Ausnahmeregelung nicht zeitlich befristet und unterliegt Bedingungen, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Ausnahmeregelung dem Übergang zur Erzeugung erneuerbarer Energie nicht im Wege steht.

Beschlüsse zur Gewährung von Ausnahmen werden im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht.

(3) Artikel 43 gilt nicht für Zypern, Luxemburg und Malta. Ferner gelten die Artikel 6 und 35 nicht für Malta und die Artikel 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50 und 52 nicht für Zypern.

Für die Zwecke von Artikel 43 Absatz 1 Buchstabe b schließt der Begriff „Unternehmen, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt“ keine Endkunden ein, die eine der Funktionen Stromerzeugung bzw. -versorgung entweder direkt oder über ein Unternehmen wahrnehmen, über das sie entweder einzeln oder gemeinsam die Kontrolle ausüben, sofern die Endkunden einschließlich der Anteile der in den kontrollierten Unternehmen erzeugten Elektrizität im Jahresdurchschnitt Stromnettoverbraucher sind und der wirtschaftliche Wert der Elektrizität, die sie an Dritte verkaufen, gemessen an ihren anderen Geschäftstätigkeiten unbedeutend ist.

(4) Artikel 5 gilt bis zum 1. Januar 2025 oder bis zu einem späteren Datum, das in einem gemäß Absatz 1 dieses Artikels erlassenen Beschluss festgelegt wird, nicht für Zypern und Korsika.

(5) Artikel 4 gilt bis 5. Juli 2027 nicht für Malta. Dieser Zeitraum kann um einen weiteren zusätzlichen Zeitraum von höchstens acht Jahren verlängert werden. Die Verlängerung um einen weiteren zusätzlichen Zeitraum erfolgt mittels eines Beschlusses nach Maßgabe von Absatz 1.

Artikel 67

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 den Artikeln 61 Absatz 5 und 63 Absatz 9 wird der Kommission auf unbestimmte Zeit ab dem 4. Juli 2019 übertragen.

(3) Die Befugnisübertragung gemäß den Artikeln 61 Absatz 5 und 63 Absatz 9 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 vom 13. April 2016 über bessere Rechtsetzung 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 den Artikeln 61 Absatz 5 und 63 Absatz 9 erlassen wurde, tritt nur in Kraft, wenn weder das Europäische Parlament noch der Rat innerhalb 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 68

Ausschussverfahren

(1) Die Kommission wird von einem 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 4 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

Artikel 69

Überwachung, Überprüfung und Berichterstattung durch die Kommission

(1) Die Kommission überwacht und überprüft die Anwendung dieser Richtlinie und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Fortschrittsbericht als Anhang des Berichts über die Lage der Energieunion gemäß Artikel 35 der Verordnung (EU) 2018/1999 vor.

(2) Bis zum 31. Dezember 2025 überprüft die Kommission die Umsetzung dieser Richtlinie und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor. Erforderlichenfalls legt die Kommission gemeinsam mit dem Bericht oder zu einem späteren Zeitpunkt einen Legislativvorschlag vor.

In dem Bericht der Kommission wird insbesondere bewertet, ob die Kunden, vor allem schutzbedürftige oder von Energiearmut betroffene Kunden, durch diese Richtlinie angemessen geschützt werden.

Artikel 70

Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

Die Richtlinie 2012/27/EU wird wie folgt geändert:

1. Artikel 9 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift erhält folgende Fassung:

„Erdgasverbrauchserfassung“;

b) Absatz 1 Unterabsatz 1 erhält folgende Fassung:

„(1) Soweit es technisch durchführbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen verhältnismäßig ist, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Endkunden im Bereich Erdgas individuelle Zähler zu wettbewerbsfähigen Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden genau widerspiegeln und Informationen über die tatsächliche Nutzungszeit bereitstellen.“

c) Absatz 2 erhält folgende Fassung:

i) Der einleitende Satz erhält folgende Fassung:

„(2) Wenn und soweit Mitgliedstaaten intelligente Messsysteme und intelligente Zähler für den Erdgasverbrauch gemäß der Richtlinie 2009/73/EG einführen, gilt Folgendes:“

ii) Die Buchstaben c und d werden gestrichen.

2. Artikel 10 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift erhält folgende Fassung:

„Abrechnungsinformationen für Erdgas“;

b) Absatz 1 Unterabsatz 1 erhält folgende Fassung:

„(1) verfügen die Endkunden nicht über intelligente Zähler gemäß der Richtlinie 2009/73/EG, so gewährleisten die Mitgliedstaaten bis zum 31. Dezember 2014, dass die Abrechnungsinformationen für Erdgas im Sinne von Anhang VII Abschnitt 1.1 zuverlässig und genau sind und auf dem tatsächlichen Verbrauch beruhen, sofern das technisch möglich und wirtschaftlich gerechtfertigt ist.“;

c) Absatz 2 Unterabsatz 1 erhält folgende Fassung:

„(2) Die nach der Richtlinie 2009/73/EG installierten Zähler müssen die Bereitstellung genauer Abrechnungsinformationen auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs ermöglichen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Endkunden die Möglichkeit eines leichten Zugangs zu ergänzenden Informationen haben, mit denen sie den historischen Verbrauch detailliert selbst kontrollieren können.“

3. In Artikel 11 erhält die Überschrift folgende Fassung:

„Kosten des Zugangs zu Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsinformationen für Erdgas“.

4. In Artikel 13 werden die Worte „Artikel 7 bis 11“ durch die Worte „Artikel 7 bis 11a“ ersetzt.

5. Artikel 15 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 5 wird wie folgt geändert:

i) Die Unterabsätze 1 und 2 werden gestrichen;

ii) Unterabsatz 3 erhält folgende Fassung:

„Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber erfüllen die Anforderungen des Anhangs XII.“;

b) Absatz 8 wird gestrichen.

6. In Anhang VII erhält der Titel folgende Fassung:

„Mindestanforderungen an die Abrechnung und die Abrechnungsinformationen auf der Grundlage des tatsächlichen Erdgasverbrauchs“.

Artikel 71

Umsetzung

(1) Die Mitgliedstaaten setzen die Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft, die erforderlich sind, um den Artikeln 2 bis 5, Artikel 6 Absätze 2 und 3, Artikel 7 Absatz 1, Artikel 8 Absatz 2 Buchstaben j und l, Artikel 9 Absatz 2, Artikel 10 Absätze 2 bis 12, Artikel 11 bis 24, 26, 28 und 29, 31 bis 34 und 36, Artikel 38 Absatz 2, Artikel 40 und 42, Artikel 46 Absatz 2 Buchstabe d, Artikel 51, 54, 57 bis 59, 61 bis 63 und Artikel 70 Nummern 1 bis 3, 5 b und 6 und den Anhängen I und II spätestens am 31. Dezember 2020 nachzukommen. Sie teilen der Kommission unverzüglich den Wortlaut dieser Vorschriften mit.

Die Mitgliedstaaten setzen jedoch die Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft, die erforderlich sind, um

a) Artikel 70 Nummer 5 Buchstabe a bis zum 31. Dezember 2019,

b) Artikel 70 Nummer 4 bis zum 25. Oktober 2020

nachzukommen.

Bei Erlass dieser Vorschriften nehmen die Mitgliedstaaten in den Vorschriften selbst oder durch einen Hinweis bei der amtlichen Veröffentlichung auf die vorliegende Richtlinie Bezug. In diese Vorschriften fügen sie die Erklärung ein, dass Bezugnahmen in den geltenden Rechts- und Verwaltungsvorschriften auf die durch die vorliegende Richtlinie aufgehobene Richtlinie als Bezugnahmen auf die vorliegende Richtlinie gelten. Die Mitgliedstaaten regeln die Einzelheiten dieser Bezugnahme und die Formulierung dieser Erklärung.

(2) Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Wortlaut der wichtigsten nationalen Rechtsvorschriften mit, die sie auf dem unter diese Richtlinie fallenden Gebiet erlassen.

Artikel 72

Aufhebung von Rechtsvorschriften

Die Richtlinie 2009/72/EG wird unbeschadet der Verpflichtungen der Mitgliedstaaten hinsichtlich der Frist für die Umsetzung in nationales Recht und des Zeitpunkts der Anwendung der Richtlinie gemäß Anhang III mit Wirkung vom 1. Januar 2021 aufgehoben.

Bezugnahmen auf die aufgehobene Richtlinie gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Richtlinie und sind gemäß der Entsprechungstabelle in Anhang IV zu lesen.

Artikel 73

Inkrafttreten

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

Artikel 6 Absatz 1, Artikel 7 Absätze 2 bis 5, Artikel 8 Absatz 1, Artikel 8 Absatz 2 Buchstaben a bis i und k, Artikel 8 Absätze 3 und 4, Artikel 9 Absätze 1, 3, 4 und 5, Artikel 10 Absätze 2 bis 10, die Artikel 25, 27, 30, 35 und 37, Artikel 38 Absätze 1, 3 und 4, die Artikel 39, 41, 43, 44 und 45, Artikel 46 Absatz 1, Artikel 46 Absatz 2 Buchstaben a, b, c und e bis h, Artikel 46 Absätze 3 bis 6, die Artikel 47 bis 50, 52, 53, 55, 56, 60, 64 und 65 gelten ab dem 1. Januar 2021.

Artikel 70 Nummern 1 bis 4, Nummer 5 Buchstabe b und Nummer 6 gelten ab dem 1. Januar 2021.

Artikel 70 Nummer 5 Buchstabe a gilt ab dem 1. Januar 2020.

Artikel 70 Nummer 4 gilt ab dem 26. Oktober 2020.

Artikel 74

Adressaten

Diese Richtlinie ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.

Geschehen zu Brüssel am 5. Juni 2019.

Im Namen des Europäischen Parlaments

Der Präsident

A. TAJANI

Im Namen des Rates

Der Präsident

G. CIAMBA

ANHANG I

MINDESTANFORDERUNGEN AN ABRECHNUNGEN UND ABRECHNUNGSINFORMATIONEN

1. In der Abrechnung und den Abrechnungsinformationen enthaltene Mindestinformationen
 - 1.1. In den Abrechnungen sind den Endkunden folgende wichtige Informationen deutlich erkennbar und klar von den anderen Teilen der Abrechnung getrennt bereitzustellen:
 - a) der zu zahlende Betrag und, falls möglich, eine Aufschlüsselung desselben, gemeinsam mit einer eindeutigen Erklärung, dass alle Energiequellen auch von Anreizen profitieren können, die nicht durch die in der Aufschlüsselung des Betrags angegebenen Abgaben finanziert wurden;
 - b) das Datum der Fälligkeit der Zahlung.
 - 1.2. In den Abrechnungen und Abrechnungsinformationen sind Endkunden folgende wichtige Informationen deutlich erkennbar und klar von den anderen Teilen der Abrechnung getrennt bereitzustellen:
 - a) der Stromverbrauch im jeweiligen Abrechnungszeitraum,
 - b) Name und Kontaktangaben des Versorgers, einschließlich einer Kunden-Hotline und einer E-Mail-Adresse,
 - c) Tarifbezeichnung,
 - d) gegebenenfalls das Ablaufdatum des Vertrags,
 - e) Hinweise zur Verfügbarkeit und den Vorteilen des Versorgerwechsels,
 - f) Nummer des Endkundenanschlusses oder eindeutige Kennnummer der Lieferstelle des Endkunden,
 - g) Hinweise zu den Rechten der Endkunden im Zusammenhang mit außergerichtlichen Streitbelegungsverfahren, einschließlich der Kontaktangaben der für die Streitbelegung gemäß Artikel 26 zuständigen Stelle,
 - h) die in Artikel 25 genannte zentrale Anlaufstelle,
 - i) ein Link oder Verweis auf Preisvergleichsinstrumente nach Artikel 14.
 - 1.3. Sofern Abrechnungen auf dem tatsächlichen Verbrauch oder der Fernablesung durch den Betreiber beruhen, sind den Endkunden in oder mit den Abrechnungen und periodischen Übersichten folgende Informationen zur Verfügung zu stellen bzw. darin auszuweisen:
 - a) Vergleiche des aktuellen Stromverbrauchs des Endkunden mit dem Verbrauch des Endkunden im gleichen Zeitraum des Vorjahres in grafischer Form,
 - b) Kontaktinformationen — darunter Internetadressen — von Verbraucherorganisationen, Energieagenturen oder ähnlichen Einrichtungen, bei denen Informationen über angebotene Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz für energiebetriebene Geräte eingeholt werden können,
 - c) Vergleich mit einem normierten oder durch Vergleichstests ermittelten Durchschnittsendkunden derselben Nutzerkategorie,
2. Abrechnungshäufigkeit und Bereitstellung von Abrechnungsinformationen
 - a) Die Abrechnungen auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs werden mindestens einmal jährlich erstellt.
 - b) Hat der Endkunde keinen Zähler, der eine Fernablesung durch den Betreiber ermöglicht, oder hat der Endkunde von sich aus beschlossen, die Fernablesung gemäß dem nationalen Recht zu deaktivieren, so werden dem Endkunden genaue Abrechnungsinformationen, die auf dem tatsächlichen Verbrauch beruhen, mindestens alle sechs Monate oder auf Verlangen oder wenn der Endkunde sich für die elektronische Abrechnungsübermittlung entschieden hat, einmal alle drei Monate zur Verfügung gestellt.

- c) Hat der Endkunde keinen Zähler, der eine Fernablesung durch den Betreiber ermöglicht, oder hat der Endkunde von sich aus beschlossen, die Fernablesung gemäß dem nationalen Recht zu deaktivieren, so können die Verpflichtungen nach den Buchstaben a und b mittels eines Systems der regelmäßigen Selbstablesung durch den Endkunden, der die von ihrem Zähler abgelesenen Werte dem Betreiber übermittelt, erfüllt werden; nur wenn der Endkunde für einen bestimmten Abrechnungszeitraum keine Zählerablesewerte mitgeteilt hat, dürfen die Abrechnung oder die Abrechnungsinformationen auf einer Verbrauchsschätzung oder einem Pauschaltarif beruhen.
- d) Hat der Endkunde einen Zähler, der eine Fernablesung durch den Betreiber ermöglicht, so werden mindestens einmal im Monat genaue Abrechnungsinformationen auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs zur Verfügung gestellt; solche Informationen können auch über das Internet zur Verfügung gestellt und können so oft aktualisiert werden, wie es die eingesetzten Messgeräte und -systeme zulassen.

3. Aufschlüsselung des Endkundenpreises

Der Kundenpreis ergibt sich aus der Summe folgender drei Komponenten: der Komponente Energie und Versorgung, der Netzkomponente (Übertragung und Verteilung) sowie der aus Steuern, Abgaben, Gebühren und Entgelten bestehenden Komponente.

Wird der Endkundenpreis in der Abrechnung aufgeschlüsselt, so sind in der gesamten Union die gemeinsamen Definitionen der drei Komponenten gemäß der Verordnung (EU) 2016/1952 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾ in der Aufschlüsselung zu verwenden.

4. Zugriff auf ergänzende Informationen über die Verbrauchshistorie

Die Mitgliedstaaten schreiben vor, dass auf Verlangen des Endkunden ergänzende Informationen über die Verbrauchshistorie, soweit verfügbar, einem vom Endkunden benannten Versorger oder Dienstleister zur Verfügung gestellt werden.

Endkunden, die Zähler haben, die eine Fernablesung durch den Betreiber ermöglichen, müssen einfachen Zugriff auf ergänzende Informationen haben, mit denen sie ihre Verbrauchshistorie detailliert selbst kontrollieren können.

Die ergänzenden Informationen über die Verbrauchshistorie müssen Folgendes enthalten:

- a) kumulierte Daten mindestens für die drei vorangegangenen Jahre oder für den Zeitraum seit Beginn des Elektrizitätslieferungsvertrags, falls dieser kürzer ist. Die Daten müssen den Intervallen entsprechen, für die Zwischenabrechnungsinformationen erstellt wurden;
- b) detaillierte tages-, wochen-, monats- und jahresbezogene Daten zu den Nutzungszeiten; diese Daten werden den Endkunden unverzüglich über das Internet oder die Zählerschnittstelle für mindestens die vorangegangenen 24 Monate oder für den Zeitraum seit Beginn des Elektrizitätslieferungsvertrags, falls dieser kürzer ist, zur Verfügung gestellt.

5. Kennzeichnung der Energiequellen

Die Versorger müssen in den Abrechnungen den Anteil der einzelnen Energiequellen an der vom Endkunden entsprechend dem Elektrizitätslieferungsvertrag erworbenen Elektrizität angeben (Kennzeichnung auf Produktebene).

Folgende Informationen sind den Endkunden In oder mit den Abrechnungen und Abrechnungsinformationen zur Verfügung zu stellen oder darin auszuweisen:

- a) der Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergieträgermix, den der Versorger im vorangegangenen Jahr (auf nationaler Ebene, insbesondere in dem Mitgliedstaat des Abschlusses des Elektrizitätsvertrags, sowie auf Ebene des Versorgers, wenn dieser in mehreren Mitgliedstaaten tätig ist) verwendet hat, und zwar verständlich und in eindeutig vergleichbarer Weise;
- b) Informationen über die Umweltauswirkungen, zumindest über CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Gesamtenergieträgermix des Versorgers im vorangegangenen Jahr erzeugten Elektrizität.

Was Unterabsatz 2 Buchstabe a) anbelangt, können bei Elektrizitätsmengen, die über eine Strombörse bezogen oder von einem Unternehmen mit Sitz außerhalb der Union eingeführt werden, die von der Strombörse oder von dem betreffenden Unternehmen für das Vorjahr vorgelegten Gesamtzahlen zugrunde gelegt werden.

⁽¹⁾ Verordnung (EU) 2016/1952 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Oktober 2016 über europäische Erdgas- und Strompreisstatistik und zur Aufhebung der Richtlinie 2008/92/EG (ABl. L 311 vom 17.11.2016, S. 1).

Für die Kennzeichnung von Elektrizität aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung können gemäß Artikel 14 Absatz 10 der Richtlinie 2012/27/EU ausgestellte Herkunftsnachweise verwendet werden. Für die Kennzeichnung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen werden außer in den in Artikel 19 Absatz 8 Buchstaben a und b der Richtlinie (EU) 2018/2001 genannten Fällen Herkunftsnachweise verwendet.

Die nationale Regulierungsbehörde oder eine andere zuständige nationale Behörde ergreift die notwendigen Maßnahmen, damit die Informationen, die von den Versorgern gemäß dieser Nummer an ihre Endkunden weitergegeben werden, verlässlich sind und so zur Verfügung gestellt werden, dass sie auf nationaler Ebene eindeutig vergleichbar sind.

ANHANG II

INTELLIGENTE MESSSYSTEME

1. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass in ihren Hoheitsgebieten intelligente Messsysteme eingeführt werden, die einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen können, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Kunden geprüft werden sowie untersucht wird, welche intelligenten Messsysteme wirtschaftlich vertretbar und kosteneffizient sind und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist.
2. Diese Bewertung erfolgt unter Berücksichtigung der Methode für die Kosten-Nutzen-Analyse und der Mindestfunktionen intelligenter Messsysteme, die in der Empfehlung 2012/148/EU der Kommission ⁽¹⁾ festgelegt sind, sowie der besten verfügbaren Techniken, um ein Höchstmaß an Cybersicherheit und Datenschutz zu gewährleisten.
3. Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten bzw. — soweit die Mitgliedstaaten das vorsehen — erstellt die benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von bis zu zehn Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Messsysteme positiv bewertet, so werden mindestens 80 % der Endkunden innerhalb von sieben Jahren ab der positiven Bewertung oder, im Fall der Mitgliedstaaten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der systematischen Einführung intelligenter Messsysteme begonnen haben, bis 2024 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.

⁽¹⁾ Empfehlung der Kommission 2012/148/EU vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme (ABl. L 73 vom 13.3.2012, S. 9).

ANHANG III

FRISTEN FÜR DIE UMSETZUNG IN NATIONALES RECHT UND GELTUNGSBEGINN
(GEMÄß ARTIKEL 72)

Richtlinie	Umsetzungsfrist	Geltungsbeginn
Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55)	3. März 2011	3. September 2009

ANHANG IV

ENTSPRECHUNGSTABELLE

Richtlinie 2009/72/EG	Vorliegende Richtlinie
Artikel 1	Artikel 1
Artikel 2	Artikel 2
—	Artikel 3
Artikel 33 und Artikel 41	Artikel 4
—	Artikel 5
Artikel 32	Artikel 6
Artikel 34	Artikel 7
Artikel 7	Artikel 8
Artikel 8	—
Artikel 3 Absatz 1	Artikel 9 Absatz 1
Artikel 3 Absatz 2	Artikel 9 Absatz 2
Artikel 3 Absatz 6	Artikel 9 Absatz 3
Artikel 3 Absatz 15	Artikel 9 Absatz 4
Artikel 3 Absatz 14	Artikel 9 Absatz 5
Artikel 3 Absatz 16	—
Artikel 3 Absatz 4	Artikel 10 Absatz 1
Anhang I Nummer 1 Buchstabe a	Artikel 10 Absatz 3 und 3
Anhang I Nummer 1 Buchstabe b	Artikel 10 Absatz 4
Anhang I Nummer 1 Buchstabe c	Artikel 10 Absatz 5
Anhang I Nummer 1 Buchstabe d	Artikel 10 Absatz 6 und 8
—	Artikel 10 Absatz 7
Anhang I Nummer 1 Buchstabe f	Artikel 10 Absatz 9
Anhang I Nummer 1 Buchstabe g	Artikel 10 Absatz 10
Artikel 3 Absatz 7	Artikel 10 Absatz 11
Anhang I Nummer 1 Buchstabe j	Artikel 10 Absatz 12
Artikel 3 Absatz 10	—
Artikel 4	—
Artikel 5	—
Artikel 6	—
—	Artikel 11
Artikel 3 Absatz (5) Buchstabe (a) and Anhang I Nummer 1 Buchstabe (e)	Artikel 12
—	Artikel 13
—	Artikel 14
—	Artikel 15
—	Artikel 16
—	Artikel 17
—	Artikel 18
Artikel 3 Absatz 11	Artikel 19 Absatz 1
—	Artikel 19 Absatz 2 bis 6

Richtlinie 2009/72/EG	Vorliegende Richtlinie
—	Artikel 20
—	Artikel 21
—	Artikel 22
—	Artikel 23
—	Artikel 24
Artikel 3 Absatz 12	Artikel 25
Artikel 3 Absatz 13	Artikel 26
Artikel 3 Absatz 3	Artikel 27
Artikel 3 Absatz 7	Artikel 28 Absatz 1
Artikel 3 Absatz 8	Artikel 28 Absatz 2
—	Artikel 29
Artikel 24	Artikel 30
Artikel 25	Artikel 31
—	Artikel 32
—	Artikel 33
—	Artikel 34
Artikel 26	Artikel 35
—	Artikel 36
Artikel 27	Artikel 37
Artikel 28	Artikel 38
Artikel 29	Artikel 39
Artikel 12	Artikel 40 Absatz 1
—	Artikel 40 Absatz 2 bis 8
Artikel 16	Artikel 41
Artikel 23	Artikel 42
Artikel 9	Artikel 43
Artikel 13	Artikel 44
Artikel 14	Artikel 45
Artikel 17	Artikel 46
Artikel 18	Artikel 47
Artikel 19	Artikel 48
Artikel 20	Artikel 49
Artikel 21	Artikel 50
Artikel 22	Artikel 51
Artikel 10	Artikel 52
Artikel 11	Artikel 53
—	Artikel 54
Artikel 30	Artikel 55
Artikel 31	Artikel 56
Artikel 35	Artikel 57
Artikel 36	Artikel 58

Richtlinie 2009/72/EG	Vorliegende Richtlinie
Artikel 37 Absatz 1	Artikel 59 Absatz 1
Artikel 37 Absatz 2	Artikel 59 Absatz 2
Artikel 37 Absatz 4	Artikel 59 Absatz 3
—	Artikel 59 Absatz 4
Artikel 37 Absatz 3	Artikel 59 Absatz 5
Artikel 37 Absatz 5	Artikel 59 Absatz 6
Artikel 37 Absatz 6	Artikel 59 Absatz 7
Artikel 37 Absatz 8	—
Artikel 37 Absatz 7	Artikel 59 Absatz 8
—	Artikel 59 Absatz 9
Artikel 37 Absatz 9	Artikel 59 Absatz 10
Artikel 37 Absatz 10	Artikel 60 Absatz 1
Artikel 37 Absatz 11	Artikel 60 Absatz 2
Artikel 37 Absatz 12	Artikel 60 Absatz 3
Artikel 37 Absatz 13	Artikel 60 Absatz 4
Artikel 37 Absatz 14	Artikel 60 Absatz 5
Artikel 37 Absatz 15	Artikel 60 Absatz 6
Artikel 37 Absatz 16	Artikel 60 Absatz 7
Artikel 37 Absatz 17	Artikel 60 Absatz 8
Artikel 38	Artikel 61
—	Artikel 62
Artikel 39	Artikel 63
Artikel 40	Artikel 64
Artikel 42	—
Artikel 43	Artikel 65
Artikel 44	Artikel 66
Artikel 45	—
—	Artikel 67
Artikel 46	Artikel 68
Artikel 47	Artikel 69
—	Artikel 70
Artikel 49	Artikel 71
Artikel 48	Artikel 72
Artikel 50	Artikel 73
Artikel 51	Artikel 74
—	Anhang I Nummer 1 bis 4
Artikel 3 Absatz 9	Anhang I Nummer 5
Anhang I Nummer 2	Anhang II
—	Anhang III
—	Anhang IV