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

►B 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)

(ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82)

Geändert durch:

		Amtsblatt		
		Nr.	Seite	Datum
►M1	Delegierte Verordnung (EU) 2022/759 der Kommission vom 14. Dezember 2021	L 139	1	18.5.2022
►M2	Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023	L 2413	1	31.10.2023
►M3	Delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405 der Kommission vom 14. März 2024	L 1405	1	17.5.2024
►M4	Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024	L 1711	1	26.6.2024

Berichtigt durch:

►C1 Berichtigung, ABl. L 311 vom 25.9.2020, S. 11 (2018/2001)
►C2 Berichtigung, ABl. L 41 vom 22.2.2022, S. 37 (2018/2001)
►C3 Berichtigung, ABl. L 90854 vom 27.10.2025, S. 1 (2018/2001)

▼B

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)

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 ([1]).

Im Sinne dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck

▼M2

1. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Fotovoltaik) und geothermische Energie, Salzgradient-Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;

1a. „Rundholz in Industriequalität“ Sägerundholz, Furnierrundholz, rundes oder gespaltenes Faserholz sowie alles andere für industrielle Zwecke geeignete Rundholz, ausgenommen Rundholz, das sich aufgrund seiner Merkmale wie Art, Abmessungen, Geradheit und Astlochdichte nicht für die Verwendung in der Industrie eignet, was von den Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung relevanten Wald- und Marktbedingungen festzulegen und ordnungsgemäß zu begründen ist;

▼B

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;

([1]) 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).

▼B

3. „geothermische Energie“ Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist;

▼M2

4. „Bruttoendenergieverbrauch“ Energieprodukte, die der Industrie, dem Verkehr, Haushalten, dem Dienstleistungssektor einschließlich dem Bereich öffentliche Dienstleistungen sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu energetischen Zwecken geliefert werden, den durch die Energiewirtschaft für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung entstehenden Elektrizitäts- und Wärmeverbrauch und die bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Elektrizitäts- und Wärmeverluste;

▼B

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“ Kleinstunternehmen sowie kleine und mittlere Unternehmen gemäß Artikel 2 des Anhangs der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission ([2]);

([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 Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36).

▼B

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;

▼M2

9a. „Beschleunigungsgebiet für erneuerbare Energie“ einen bestimmten Standort oder ein bestimmtes Gebiet an Land, auf See oder in Binnengewässern, der bzw. das von einem Mitgliedstaat als für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung Energie aus erneuerbaren Quellen besonders geeignet ausgewiesen wurde;

9b. „Solarenergieanlagen“ Anlagen zur Umwandlung von Sonnenenergie in thermische oder elektrische Energie, insbesondere Solarthermie- und Fotovoltaikanlagen;

▼B

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 ([1]);

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;

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;

▼M2

14a. „Gebotszone“ eine Gebotszone im Sinne des Artikels 2 Nummer 65 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]);

([1]) 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).

([2]) Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54).

▼**M2**

14b. „innovative Technologie im Bereich erneuerbare Energie“ eine Technologie zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, durch die auf mindestens eine Weise eine vergleichbare, auf dem neuesten Stand der Technik befindliche Technologie im Bereich erneuerbare Energie verbessert wird oder die eine nicht vollständig kommerzialisierte und eindeutig mit einem Risiko verbundene Technologie im Bereich erneuerbare Energie nutzbar macht;

14c. „intelligentes Messsystem“ ein intelligentes Messsystem im Sinne des Artikels 2 Nummer 23 der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]);

14d. „Ladepunkt“ einen Ladepunkt im Sinne des Artikels 2 Nummer 48 der Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]);

14e. „Marktteilnehmer“ einen Marktteilnehmer im Sinne des Artikels 2 Nummer 25 der Verordnung (EU) 2019/943;

14f. „Elektrizitätsmarkt“ Elektrizitätsmärkte im Sinne des Artikels 2 Nummer 9 der Richtlinie (EU) 2019/944;

14g. „Batterie für die Wohnumgebung“ einen eigenständigen Akkumulator mit einer Nennkapazität von mehr als 2 kWh, der sich für die Installation und Verwendung in der Wohnumgebung eignet;

14h. „Traktionsbatterie“ eine Traktionsbatterie im Sinne des Artikels 3 Absatz 1 Nummer 14 der Verordnung (EU) 2023/1542 des Europäischen Parlaments und des Rates ([3]);

14i. „Industriebatterie“ eine Industriebatterie im Sinne des Artikels 3 Absatz 1 Nummer 13 der Verordnung (EU) 2023/1542;

14j. „Alterungszustand“ den Alterungszustand im Sinne des Artikels 3 Absatz 1 Nummer 28 der Verordnung (EU) 2023/1542;

14k. „Ladezustand“ den Ladezustand im Sinne des Artikels 3 Absatz 1 Nummer 27 der Verordnung (EU) 2023/1542;

14l. „Leistungseinstellung“ die im Managementsystem der Batterie gespeicherten dynamischen Informationen, die die elektrischen Leistungseinstellungen vorgeben, mit denen die Batterie während eines Lade- oder Entladevorgangs optimalerweise betrieben werden sollte, um ihren Alterungszustand und die Nutzung im Betrieb zu optimieren;

([1]) 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 (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

([2]) Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU (ABl. L 234 vom 22.9.2023, S. 1).

([3]) Verordnung (EU) 2023/1542 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Juli 2023 über Batterien und Altbatterien, zur Änderung der Richtlinie 2008/98/EG und der Verordnung (EU) 2019/1020 und zur Aufhebung der Richtlinie 2006/66/EG (ABl. L 191 vom 28.7.2023, S. 1).

▼M2

14m. „intelligentes Laden“ einen Ladevorgang, bei dem die Intensität des an die Batterie gelieferten Stroms auf der Grundlage elektronisch übermittelter Informationen dynamisch angepasst wird;

14n. „Regulierungsbehörde“ eine Regulierungsbehörde im Sinne des Artikels 2 Nummer 2 der Verordnung (EU) 2019/943;

14o. „bidirektionales Laden“ einen bidirektionalen Ladevorgang im Sinne des Artikels 2 Nummer 11 der Verordnung (EU) 2023/1804;

14p. „Normalladepunkt“ einen Normalladepunkt im Sinne des Artikels 2 Nummer 37 der Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments und des Rates;

14q. „Vertrag über den Bezug von erneuerbarer Energie“ einen Vertrag, mit dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, erneuerbare Energie unmittelbar von einem Produzenten zu beziehen, was unter anderem Verträge über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und Verträge über den Bezug von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen umfasst;

▼B

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;

▼M2

18a. „Industrie“ Unternehmen und Produkte, die unter die Abschnitte B, C und F und unter Abschnitt J, Abteilung 63, der Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige (NACE Rev. 2) gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) fallen;

18b. „nichtenergetischer Zweck“ die Nutzung von Brennstoffen als Rohstoffe in einem Industrieverfahren anstelle der Nutzung für die Energieerzeugung;

▼B

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;

▼M2

22a. „erneuerbare Kraftstoffe“ oder „erneuerbare Brennstoffe“ Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe und erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs;

22b. „Energieeffizienz an erster Stelle“ den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ gemäß Artikel 2 Nummer 18 der Verordnung (EU) 2018/1999;

▼B

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. „fortwirtschaftliche Biomasse“ Biomasse aus der Forstwirtschaft;

27. „Biomasse-Brennstoffe“ gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;

([1]) Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Dezember 2006 zur Aufstellung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige NACE Revision 2 und zur Änderung der Verordnung (EWG) Nr. 3037/90 des Rates sowie einiger Verordnungen der EG über bestimmte Bereiche der Statistik (ABl. L 393 vom 30.12.2006, S. 1).

▼B

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;

▼M2

36. „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt;

▼B

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;

▼B

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;

▼M2

44a. „Plantagenwald“ einen Plantagenwald im Sinne des Artikels 2 Nummer 11 der Verordnung (EU) 2023/1115 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]);

([1]) Verordnung (EU) 2023/1115 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. Mai 2023 über die Bereitstellung bestimmter Rohstoffe und Erzeugnisse, die mit Entwaldung und Waldschädigung in Verbindung stehen, auf dem Unionsmarkt und ihre Ausfuhr aus der Union sowie zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 995/2010 (ABl. L 150 vom 9.6.2023, S. 206).

▼M2

44b. „Salzgradient-Energie“ Energie, die durch den Unterschied im Salzgehalt zwischen zwei Flüssigkeiten, beispielsweise Süßwasser und Salzwasser, erzeugt wird;

44c. „Systemeffizienz“ die Auswahl energieeffizienter Lösungen, die auch einen kosteneffizienten Fahrplan zur Dekarbonisierung, zusätzliche Flexibilität und die effiziente Nutzung von Ressourcen ermöglichen;

44d. „Energiespeicher am selben Standort“ eine Kombination aus einer Energiespeicheranlage und einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie, die an denselben Netzanschlusspunkt angeschlossen sind;

44e. „mit Solarstrom betriebenes Elektrofahrzeug“ ein Kraftfahrzeug, das mit einem Antriebsstrang, der ausschließlich nichtperiphere elektrische Motoren als Energiewandler enthält, mit einem elektrisch aufladbaren Energiespeichersystem, das extern aufgeladen werden kann, und mit integrierten Fotovoltaikmodulen ausgestattet ist;

▼B

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

▼M2

(1) Die Mitgliedstaaten stellen gemeinsam sicher, dass der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 mindestens 42,5 % beträgt.

Die Mitgliedstaaten sind gemeinsam bestrebt, den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 auf 45t % zu erhöhen.

Die Mitgliedstaaten legen als Richtziel für den Anteil innovativer Technologie im Bereich erneuerbare Energie fest, dass dieser Anteil bis 2030 mindestens 5 % der neu installierten Kapazitäten im Bereich erneuerbare Energie beträgt.

▼B

(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.

▼B

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.

▼M2

(3) Die Mitgliedstaaten treffen Maßnahmen, damit Energie aus Biomasse auf eine Weise erzeugt wird, bei der übermäßige verzerrende Wirkungen auf den Biomasse-Rohstoffmarkt sowie eine nachteilige Auswirkung auf die biologische Vielfalt, die Umwelt und das Klima minimiert werden. Im Hinblick darauf berücksichtigen sie die Abfallhierarchie gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG und stellen sicher, dass das Prinzip der Kaskadennutzung von Biomasse Anwendung findet, wobei Förderregelungen einen Schwerpunkt bilden und nationale Besonderheiten angemessen zu berücksichtigen sind.

Die Mitgliedstaaten gestalten Förderregelungen für Energie aus Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen so, dass keine Anreize für nicht nachhaltige Wege gesetzt werden und der Wettbewerb mit den Wirtschaftszweigen für Werkstoffe nicht verzerrt wird, um sicherzustellen, dass Holzbiomasse entsprechend ihrem höchsten wirtschaftlichen und ökologischen Mehrwert in folgender Rangfolge eingesetzt wird:

a) Holzprodukte,

b) Verlängerung ihrer Lebensdauer von Holzprodukten,

c) Wiederverwendung,

d) Recycling,

e) Bioenergie und

f) Entsorgung;

(3a) Die Mitgliedstaaten können vom Prinzip der Kaskadennutzung von Biomasse gemäß Absatz 3 abweichen, wenn die Energieversorgungssicherheit gewahrt werden muss. Die Mitgliedstaaten können von diesem Prinzip auch dann abweichen, wenn die lokale Industrie quantitativ oder technisch nicht in der Lage ist, forstwirtschaftliche Biomasse mit einem höheren wirtschaftlichen und ökologischen Mehrwert zu nutzen als zur Energieerzeugung; dies gilt für

a) notwendige Forstbewirtschaftungstätigkeiten im Hinblick auf vorkommerzielle Ausdünnungsarbeiten oder gemäß nationalem Recht im Bereich der Waldbrandprävention in stark gefährdeten Gebieten,

b) den Noteinschlag im Anschluss an dokumentierte natürliche Störungen oder

c) die Ernte bestimmter Holzsorten, die nicht für die lokalen Verarbeitungsanlagen geeignet sind.

▼M2

(3b) Höchstens einmal im Jahr übermitteln die Mitgliedstaaten der Kommission eine Zusammenfassung der Abweichungen vom Prinzip der Kaskadennutzung von Biomasse gemäß Absatz 3a sowie die Gründe solcher Abweichungen und die geografische Größenordnung, für die sie gelten. Die Kommission veröffentlicht die eingegangenen Mitteilungen und kann eine öffentliche Stellungnahme zu ihnen abgeben.

(3c) Die Mitgliedstaaten gewähren keine unmittelbare finanzielle Unterstützung für

a) die Nutzung von Sägerundholz, Furnierrundholz und Rundholz in Industriequalität sowie von Stümpfen und Wurzeln für die Energieerzeugung,

b) die Erzeugung von erneuerbarer Energie durch Verbrennung von Abfällen, außer wenn die Verpflichtungen, die gemäß der Richtlinie 2008/98/EG für die getrennte Sammlung von Abfällen gelten, eingehalten wurden.

(3d) Unbeschadet des Absatzes 3 gewähren die Mitgliedstaaten für die Stromerzeugung aus forstwirtschaftlicher Biomasse in ausschließlich Elektrizität erzeugenden Anlagen weder neue Unterstützung noch erneuern sie eine etwaige Unterstützung, außer wenn diese Elektrizität mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt:

a) Sie wurde in einer Region erzeugt, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von festen fossilen Brennstoffen im Einklang mit Artikel 11 der Verordnung (EU) 2021/1056 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) in einem territorialen Plan für einen gerechten Übergang genannt wird, und erfüllt die einschlägigen Anforderungen gemäß Artikel 29 Absatz 11 der vorliegenden Richtlinie;

b) sie wurde unter Nutzung der Biomasse-CO_2-Abscheidung und -Speicherung erzeugt und erfüllt die Anforderungen gemäß Artikel 29 Absatz 11 Unterabsatz 2;

c) sie wird für einen begrenzten Zeitraum in einem Gebiet in äußerster Randlage im Sinne des Artikels 349 AEUV mit dem Ziel erzeugt, die Nutzung forstwirtschaftlicher Biomasse so weit wie möglich einzustellen, ohne den Zugang zu sicherer Energie zu beeinträchtigen.

Die Kommission veröffentlicht bis 2027 einen Bericht über die Auswirkungen der Förderregelungen der Mitgliedstaaten für Biomasse vor, auch in Bezug auf die biologische Vielfalt, auf das das Klima und die Umwelt und auf mögliche Marktverzerrungen, und bewertet die Möglichkeit weiterer Beschränkungen für Förderregelungen für forstwirtschaftliche Biomasse.

▼B

(4) Ab dem 1. Januar 2021 darf der Anteil Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch 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.

([1]) Verordnung (EU) 2021/1056 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. Juni 2021 zur Einrichtung des Fonds für einen gerechten Übergang (ABl. L 231 vom 30.6.2021, S. 1).

▼M2

(4a) Die Mitgliedstaaten schaffen einen Rahmen, der Förderregelungen und -maßnahmen umfassen kann und mit dem die Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarer Energie unterstützt wird und die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass der Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen einen Wert erreicht, der mit dem in Absatz 2 dieses Artikels genannten nationalen Beitrag des Mitgliedstaats im Einklang steht, wobei eine Geschwindigkeit einzuhalten ist, die den in Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Richtzielpfaden entspricht. Insbesondere muss mit dem Rahmen dazu beigetragen werden, verbleibende Hindernisse für einen hohen Anteil an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bei der Stromversorgung abzubauen, auch Hindernisse im Rahmen von Genehmigungsverfahren, des Ausbaus der benötigten Übertragungs-, Verteilungs- und Speicherinfrastruktur einschließlich Energiespeicher am selben Standort. Bei der Gestaltung des Rahmens berücksichtigen die Mitgliedstaaten den zusätzlichen Bedarf an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen für den Verkehr, die Industrie, Gebäude sowie die Wärme- und Kälteversorgung und für die Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs. Die Mitgliedstaaten können in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und in ihren gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten Fortschrittsberichten eine Kurzdarstellung der in diesem Rahmen vorgesehenen Strategien und Maßnahmen und eine Bewertung der Umsetzung dieser Strategien bzw. Maßnahmen aufnehmen.

▼B

(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 CO_2-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, Speicheranlagen 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.

▼B

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 marktbasierte 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.

▼M4

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

Unterabsatz 2 des vorliegenden Absatzes gilt nicht für die Förderung von Elektrizität aus den Quellen gemäß Artikel 19d Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943, auf die Artikel 19d Absatz 1 der genannten Verordnung Anwendung findet.

▼B

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

▼B

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 inidkativer 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.

▼B

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.

▼B

(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.

▼M2

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

Aus erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs erzeugte Energie wird in dem Wirtschaftszweig angerechnet, in dem sie verbraucht wird, d. h. in der Stromversorgung, der Wärme- und Kälteversorgung oder dem Verkehr.

Unbeschadet des Unterabsatzes 3 können die Mitgliedstaaten im Wege eines spezifischen Kooperationsabkommens vereinbaren, die in einem Mitgliedstaat verbrauchten erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs vollständig oder teilweise dem Anteil des Bruttoendenergieverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen in dem Mitgliedstaat, in dem diese Kraftstoffe erzeugt wurden, zuzuordnen. Damit die Kommission überwachen kann, dass dieselben erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs nicht sowohl in dem Mitgliedstaat, in dem sie erzeugt werden, als auch in dem Mitgliedstaat, in dem sie verbraucht werden, angerechnet werden, und damit sie die geltend gemachte Menge erfassen kann, unterrichten die Mitgliedstaaten die Kommission über jedes solche Kooperationsabkommen. Diese Kooperationsabkommen beinhalten die insgesamt und für jeden Mitgliedstaat zu verbuchenden Menge der erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs sowie das Datum, an dem das jeweilige Kooperationsabkommen in Kraft tritt.

▼B

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.

▼M2

(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 der aus erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs erzeugten Elektrizität und unter Ausschluss der in Pumpspeicherkraftwerken mit zuvor hochgepumptem Wasser produzierten Elektrizität sowie der für die Erzeugung von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs genutzten Elektrizität.

▼B

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.

▼B

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:

▼M2

a) Der Endverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehr wird als Summe aller Biokraftstoffe, Biogase und erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, die im Verkehr verbraucht werden, berechnet. Dies schließt erneuerbare Kraftstoffe ein, die für den internationalen Seeverkehr (Bunker) bereitgestellt werden.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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.

▼M2

(1a) Bis zum 31. Dezember 2025 vereinbart jeder Mitgliedstaat mit mindestens einem weiteren Mitgliedstaat, eine Rahmenregelung über die Zusammenarbeit bei gemeinsamen Projekten zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu folgenden Modalitäten festzulegen:

a) Die Mitgliedstaaten streben an, sich bis zum 31. Dezember 2030 auf die Einrichtung von mindestens zwei gemeinsamen Projekten zu einigen,

b) die Mitgliedstaaten mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 100 TWh streben an, sich bis zum 31. Dezember 2033 auf die Einrichtung eines dritten gemeinsamen Projekts zu einigen.

Die Festlegung gemeinsamer Projekte im Bereich der Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen erfolgt im Einklang mit dem Bedarf, der in den in Artikel 14 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) genannten strategischen integrierten Offshore-Netzentwicklungsplänen auf hoher Ebene für jedes Meeresbecken und im unionsweiten Zehnjahresnetzentwicklungsplan gemäß Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2019/943 ermittelt wurde, kann aber über diesen Bedarf hinausgehen und lokale und regionale Gebietskörperschaften und private Unternehmen einbeziehen.

Die Mitgliedstaaten arbeiten auf eine gerechte Verteilung der Kosten und des Nutzens der gemeinsamen Projekte hin. Zu diesem Zweck berücksichtigen die Mitgliedstatten alle relevanten Kosten und der entsprechende Nutzen des gemeinsamen Projekts in dem jeweiligen Kooperationsabkommen.

Die Mitgliedstatten teilen der Kommission die Kooperationsabkommen und das Datum der voraussichtlichen Inbetriebnahme der gemeinsamen Projekte mit. Die in Unterabsatz 1 genannte Verpflichtung kann von den beteiligten Mitgliedstaaten durch Projekte erfüllt werden, die über nationale Beiträge im Rahmen des mit der Durchführungsverordnung (EU) 2020/1294 ([2]) der Kommission eingerichteten Finanzierungsmechanismus der Union für erneuerbare Energie finanziert werden.

▼B

(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.

([1]) Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (ABl. L 152 vom 3.6.2022, S. 45).

([2]) Durchführungsverordnung (EU) 2020/1294 der Kommission vom 15. September 2020 über den Finanzierungsmechanismus der Union für erneuerbare Energie (ABl. L 303 vom 17.9.2020, S. 1).

▼B

(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.

▼M2

(7a) Auf der Grundlage der gemäß Artikel 14 der Verordnung (EU) 2022/869 festgelegten Richtziele für die Erzeugung von Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen in jedem Meeresbecken veröffentlichen die betroffenen Mitgliedstaaten Informationen über die Mengen an Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen, deren Erzeugung die sie im Wege von Ausschreibungen erreichen wollen, wobei sie der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit der Netzinfrastruktur und den bereits durchgeführten Tätigkeiten Rechnung tragen. Die Mitgliedstaaten streben an, in ihren maritimen Raumordnungsplänen Projekten im Bereich der Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen Gebiete zuzuweisen, wobei den bereits in den betroffenen Gebieten durchgeführten Tätigkeiten Rechnung zu tragen ist. Im Interesse einer einfacheren Erteilung von Genehmigungen für gemeinsame Projekte im Bereich der Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen verringern die Mitgliedstaaten die Komplexität und erhöhen die Effizienz und Transparenz des Genehmigungsverfahrens, verstärken die Zusammenarbeit untereinander, und richten gegebenenfalls eine zentrale Anlaufstelle ein. Zur Erhöhung der Akzeptanz in der Öffentlichkeit können die Mitgliedstaaten Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in gemeinsame Projekte im Bereich der Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen einbeziehen.

▼B

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

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

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

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.

▼B

(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.

▼B

Artikel 15

Verwaltungsverfahren, Rechtsvorschriften und Regelwerke

▼M2

(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 erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs angewandt werden, verhältnismäßig und notwendig sind und zur Umsetzung des Prinzips Energieeffizienz an erster Stelle (energy efficiency first) beitragen.

▼B

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.

▼M2

(2) Die Mitgliedstaaten legen eindeutige technische Spezifikationen fest, die Geräte und Systeme, die Energie aus erneuerbaren Quellen nutzen, erfüllen müssen, damit ihnen die Förderregelungen zugutekommen und sie bei der Vergabe öffentlicher Aufträge berücksichtigt werden können. Sind harmonisierte Normen oder europäische Normen vorhanden, einschließlich von den europäischen Normungsorganisationen entwickelter technischer Referenzsysteme, werden solche technischen Spezifikationen auf der Grundlage dieser Normen abgefasst. Vorrang haben dabei harmonisierte Normen, deren Fundstellen zur Unterstützung des Unionsrechts im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht wurden, etwa die Verordnung (EU) 2017/1369 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) oder die Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]). Sind keine solchen Normen

([1]) Verordnung (EU) 2017/1369 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2017 zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung und zur Aufhebung der Richtlinie 2010/30/EU (ABl. L 198 vom 28.7.2017, S. 1).

([2]) Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte (ABl. L 285 vom 31.10.2009, S. 10).

▼M2

vorhanden, sind sonstige harmonisierte Normen und europäische Normen in dieser Reihenfolge zu nutzen. In den technischen Spezifikationen darf nicht vorgeschrieben werden, wo die Geräte und Systeme zu zertifizieren sind, und sie dürfen kein Hindernis für das reibungslose Funktionieren des Binnenmarkts darstellen.

(2a) Die Mitgliedstaaten fördern die Erprobung innovativer Technologie im Bereich erneuerbare Energie zur Erzeugung, gemeinsamen Nutzung und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen während eines begrenzten Zeitraums in Pilotprojekten unter realen Bedingungen, wobei die Erprobung unter der Aufsicht einer zuständigen Behörde, im Einklang mit geltendem Unionsrecht und mit geeigneten Sicherheitsvorkehrungen erfolgt, damit für den sicheren Betrieb des Energiesystems gesorgt ist und keine unverhältnismäßigen Auswirkungen auf das Funktionieren des Binnenmarkts eintreten.

(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, Energie- und Verkehrsinfrastruktur, einschließlich Netzen für Elektrizität, Fernwärme und -kälte sowie Erdgas und alternative Kraftstoffe, Vorschriften für die Integration und den Einsatz von Energie aus erneuerbaren Quellen, auch für die Eigenversorgung mit Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie die Nutzung unvermeidbarer Abwärme und -kälte, vorsehen. Die Mitgliedstaaten halten insbesondere lokale und regionale Verwaltungsstellen dazu an, die Wärme- und Kälteversorgung 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 Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie auf die Pläne der Netzbetreiber für den Ausbau der Infrastruktur auswirken.

_____

(8) Die Mitgliedstaaten müssen die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen, auch indem sie ermitteln, wie die mit diesen Verträgen verbundenen finanziellen Risiken, insbesondere durch Kreditgarantien, verringert werden können. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass derartige Verträge keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterworfen sind und dass etwaige damit verbundene Herkunftsnachweise im Rahmen des Vertrags über den Bezug von erneuerbarer Energie auf den Käufer der erneuerbaren Energie übertragen werden können.

Die Mitgliedstaaten beschreiben ihre Strategien und Maßnahmen zur Förderung der Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarer Energie in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und in den gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten Fortschrittsberichten. Zudem legen sie in diesen Fortschrittsberichten eine Angabe zu der durch Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie unterstützten Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor.

▼M2

Im Anschluss an die in Unterabsatz 1 genannte Bewertung analysiert die Kommission die Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie und insbesondere für den Einsatz grenzübergreifender Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie und gibt Leitlinien für die Beseitigung dieser Hindernisse heraus.

(9) Bis zum 21. November 2025 prüft die Kommission, ob zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind, um die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Genehmigungsverfahren gemäß der vorliegenden Richtlinie zu unterstützen, unter anderem durch die Ausarbeitung wesentlicher Leistungsindikatoren als Richtwerte.

Artikel 15a

Einbeziehung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Gebäuden

(1) Zur Förderung der Erzeugung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wirtschaftszweig Gebäude legen die Mitgliedstaaten für das Jahr 2030 einen Richtwert für den nationalen Anteil der am Standort oder in der Nähe erzeugten bzw. aus dem Netz bezogenen Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch in ihrem Wirtschaftszweig Gebäude fest, der mit der Richtzielvorgabe im Einklang steht, bis 2030 einen Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen von mindestens 49 % am Endenergieverbrauch in Gebäuden in der Union zu erreichen. Die Mitgliedstaaten nehmen den Richtwert für den nationalen Anteil und Angaben darüber, wie sie ihn zu erreichen planen, in die gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne auf.

(2) Die Mitgliedstaaten können Abwärme und -kälte bis zu einer Obergrenze von 20 % auf den in Absatz 1 genannten Richtwert für den nationalen Anteil anrechnen. Beschließen sie dies, so erhöht sich der Richtwert für den nationalen Anteil um die Hälfte des Prozentsatzes der verwendeten Abwärme und -kälte, der auf diesen Anteil angerechnet wird.

(3) Die Mitgliedstaaten legen in ihren nationalen Regelungen und Bauvorschriften und, soweit anwendbar, in ihren Förderregelungen geeignete Maßnahmen fest, um den Anteil von am Standort oder in der Nähe erzeugtem Strom und erzeugter Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen sowie der aus dem Netz bezogenen Energie aus erneuerbaren Quellen im Gebäudebestand zu erhöhen. Diese Maßnahmen können nationale Maßnahmen einschließen, die im Zusammenhang stehen mit einer erheblichen Steigerung des Eigenverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen, der Anzahl der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, der lokalen Energiespeicherung, intelligenten Ladens und bidirektionalen Ladens, anderer Flexibilitätsdienste wie Laststeuerung sowie Maßnahmen in Kombination mit Energieeffizienzsteigerungen im Zusammenhang mit KWK und größeren Renovierungen, durch die die Zahl von Niedrigstenergiegebäuden und Gebäuden gesteigert wird, die über die Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2010/31/EU hinausgehen.

Um den Richtwert für den in Absatz 1 festgelegten Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen zu erreichen, sehen die Mitgliedstaaten in ihren nationalen Regelungen und Bauvorschriften und, soweit anwendbar, in ihren Förderregelungen oder auf andere Weise mit entsprechender Wirkung verpflichtende Mindestwerte für die Nutzung von am Standort oder in der Nähe erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen sowie aus dem Netz bezogener Energie aus erneuerbaren Quellen in neuen Gebäuden und bestehenden Gebäuden, die gemäß der Richtlinie 2010/31/EU einer größeren Renovierung oder einer Erneuerung der Heizungsanlage unterzogen werden, vor, sofern dies wirtschaftlich, technisch und funktional durchführbar ist. Die Mitgliedstaaten müssen es gestatten, die Verpflichtung zur Erreichung dieser Mindestwerte unter anderem durch eine effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung zu erfüllen.

▼M2

Hinsichtlich bestehender Gebäude gilt Unterabsatz 1 auch für die Streitkräfte, aber nur soweit die 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.

(4) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass öffentliche Gebäude auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene im Einklang mit Artikel 9 der Richtlinie 2010/31/EU und des Artikels 5 der Richtlinie 2012/27/EU hinsichtlich des Anteils der genutzten Energie aus erneuerbaren Quellen eine Vorbildfunktion erfüllen. Die Mitgliedstaaten können unter anderem zulassen, dass diese Verpflichtung dadurch erfüllt wird, dass die Dächer öffentlicher oder gemischt privat und öffentlich genutzter Gebäude durch Dritte für Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt werden.

(5) Die Mitgliedstaaten können, sofern sie es für zweckmäßig erachten, im Wirtschaftszweig Gebäude die Zusammenarbeit zwischen den lokalen Behörden und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften fördern, insbesondere durch die Vergabe öffentlicher Aufträge.

(6) Zur Erreichung des Richtwerts für den Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß Absatz 1 fördern die Mitgliedstaaten im jeweiligen lokalen Kontext die Nutzung von mit Energie aus erneuerbaren Quellen betriebenen Wärme- und Kälteversorgungssystemen und -ausrüstungen und können innovative Technologie, darunter intelligente und mit Energie aus erneuerbaren Quellen betriebene elektrische Wärme- und Kälteversorgungssysteme und die entsprechende Ausrüstung fördern, die, soweit anwendbar, durch eine intelligente Steuerung des Energieverbrauchs in den Gebäuden ergänzt werden. Dazu verwenden die Mitgliedstaaten alle geeigneten Maßnahmen, Instrumente und Anreize, unter anderem Energielabels gemäß der Verordnung (EU) 2017/1369, Ausweise über die Gesamtenergieeffizienz gemäß Artikel 11 der Richtlinie 2010/31/EU und andere auf Unions- oder nationaler Ebene entwickelte geeignete Ausweise oder Normen, und sie sorgen für die Bereitstellung angemessener Informationen und Beratung zu erneuerbaren und hoch energieeffizienten Alternativen sowie zu verfügbaren Finanzinstrumenten und Anreizen zur Förderung einer schnelleren Ersetzung alter Wärmeversorgungssysteme und einer beschleunigten Umstellung auf Lösungen, die auf erneuerbarer Energie basieren.

Artikel 15b

Erfassung der Gebiete, die für die nationalen Beiträge zum Gesamtziel der Union für Energie aus erneuerbaren Quellen für 2030 notwendig sind

(1) Bis zum 21. Mai 2025 führen die Mitgliedstaaten im Hinblick auf den Einsatz erneuerbarer Energie in ihrem Hoheitsgebiet eine koordinierte Erfassung durch, bei der sie das inländische Potenzial und die verfügbaren Landflächen, unterirdischen Flächen, Meere oder Binnengewässer ermitteln, die für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen und die damit zusammenhängende Infrastruktur wie Netz- und Speicheranlagen einschließlich Wärmespeichern benötigt werden, um mindestens ihren nationalen Beitrag zum Gesamtziel der Union für erneuerbare Energie für 2030 gemäß Artikel 3 Absatz 1 dieser Richtlinie zu erreichen. Die Mitgliedstaaten können zu diesem Zweck ihre bestehenden Raumordnungsdokumente oder -plänen nutzen oder auf ihnen aufbauen, einschließlich maritimer

▼M2

Raumordnungspläne, die gemäß der Richtlinie 2014/89/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) ausgearbeitet werden. Die Mitgliedstaaten sorgen gegebenenfalls für die Koordinierung zwischen allen einschlägigen nationalen, regionalen und lokalen Behörden und Stellen — einschließlich der Netzbetreiber — bei der Erfassung der benötigten Gebiete.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass diese Gebiete, einschließlich der bestehenden Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie und Kooperationsmechanismen, mit den erwarteten Zielpfaden und der geplanten installierten Gesamtleistung der jeweiligen Technologie im Einklang stehen, die in den gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegt wurden.

(2) Zur Identifizierung der in Absatz 1 genannten Gebiete berücksichtigen die Mitgliedstaaten insbesondere

a) die Verfügbarkeit von Energie aus erneuerbaren Quellen und das Potenzial der verschiedenen Technologien für die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen auf den Landflächen, unterhalb der Oberfläche, auf den Meeren oder Binnengewässern;

b) die prognostizierte Energienachfrage unter Berücksichtigung der potenziellen Flexibilität der aktiven Laststeuerung, der erwarteten Effizienzgewinne und der Energiesystemintegration;

c) die Verfügbarkeit der einschlägigen Energieinfrastruktur, einschließlich der Netze, der Speicheranlagen und anderer Flexibilitätsinstrumente oder das Potenzial zur Schaffung oder zum weiteren Ausbau einer solchen Netz- und Speicherinfrastruktur.

(3) Die Mitgliedstaaten begünstigen die Mehrfachnutzung der in Absatz 1 genannten Gebiete. Projekte im Bereich erneuerbare Energie müssen mit den bereits bestehenden Nutzungen dieser Gebiete vereinbar sein.

(4) Die Mitgliedstaaten überprüfen regelmäßig — und aktualisieren erforderlichenfalls — die in Absatz 1 genannten Gebiete, insbesondere im Rahmen der Aktualisierung ihrer gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten nationalen Energie- und Klimapläne.

Artikel 15c

Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie

(1) Bis zum 21. Februar 2026 sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass die zuständigen Behörden einen oder mehrere Pläne verabschieden, mit denen sie als Untergruppe der in Artikel 15b Absatz 1 genannten Gebiete für eine oder mehrere Arten erneuerbarer Energiequellen Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie ausweisen. Die Mitgliedstaaten können Anlagen zur Verfeuerung von Biomasse und Wasserkraftwerke ausnehmen. Die zuständigen Behörden müssen in diesen Plänen

a) ausreichend homogene Land-, Binnengewässer- und Meeresgebiete ausweisen, in denen in Anbetracht der Besonderheiten des ausgewählten Gebiets die Nutzung einer bestimmten Art oder bestimmter Arten erneuerbarer Energie voraussichtlich keine erheblichen Umweltauswirkungen hat, wobei sie

([1]) Richtlinie 2014/89/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Juli 2014 zur Schaffung eines Rahmens für die maritime Raumplanung (ABl. L 257 vom 28.8.2014, S. 135).

▼M2

i) vorrangig künstliche und versiegelte Flächen wie Dächer und Fassaden von Gebäuden, Verkehrsinfrastrukturflächen und ihre unmittelbare Umgebung, Parkplätze, landwirtschaftliche Betriebe, Abfalldeponien, Industriestandorte, Bergwerke, künstliche Binnengewässer, Seen oder Reservoirs und unter Umständen kommunale Abwasserbehandlungsanlagen sowie vorbelastete Flächen, die nicht für die Landwirtschaft genutzt werden können, auswählen;

ii) Natura-2000-Gebiete und Gebiete, die im Rahmen nationaler Programme zum Schutz der Natur und der biologischen Vielfalt ausgewiesen sind, Hauptvogelzugrouten und Meeressäuger-Hauptzugrouten und andere Gebiete, die auf der Grundlage von Sensibilitätskarten und mit den unter Punkt iii genannten Instrumenten ermittelt wurden, ausschließen, mit Ausnahme künstlicher und bebauter Flächen wie Dächern, Parkplätzen oder Verkehrsinfrastruktur, die sich in diesen Gebieten befinden;

iii) alle geeigneten und verhältnismäßigen Instrumente und Datensätze, z. B. Sensibilitätskarten für Wildtiere, nutzen, um die Gebiete zu ermitteln, in denen keine erheblichen Umweltauswirkungen durch Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu erwarten wären, wobei sie die im Zusammenhang mit der Entwicklung eines kohärenten Natura-2000-Netzes verfügbaren Daten — sowohl in Bezug auf Lebensraumtypen und Arten gemäß der Richtlinie 92/43/EWG des Rates ([1]) als auch in Bezug auf gemäß der Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]) geschützte Vögel und Gebiete — berücksichtigen;

b) für die Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie geeignete Regeln für wirksame Minderungsmaßnahmen festlegen, die bei der Errichtung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie und von Energiespeichern am selben Standort sowie der für den Anschluss solcher Anlagen und Speicher an das Netz erforderlichen Anlagen, zu ergreifen sind, um mögliche negative Umweltauswirkungen zu vermeiden oder, falls dies nicht möglich ist, gegebenenfalls erheblich zu verringern, wobei die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass geeignete Minderungsmaßnahmen verhältnismäßig und zeitnah durchgeführt werden, damit die Verpflichtungen gemäß Artikel 6 Absatz 2 und Artikel 12 Absatz 1 der Richtlinie 92/43/EWG, Artikel 5 der Richtlinie 2009/147/EWG und Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer i der Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([3]) eingehalten werden und keine Verschlechterung eintritt und ein guter ökologischer Zustand oder ein gutes ökologisches Potenzial gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii der Richtlinie 2000/60/EG erreicht wird.

Die in Unterabsatz 1 Buchstabe b genannten Regeln sind auf die Besonderheiten der identifizierten Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie, die Art oder Arten der Technologie für erneuerbare Energie, die in dem jeweiligen Gebiet ausgebaut werden soll bzw. sollen, und die ermittelte Umweltauswirkung auszurichten.

([1]) Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.7.1992, S. 7).

([2]) Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten (ABl. L 20 vom 26.1.2010, S. 7).

([3]) Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (ABl. L 327 vom 22.12.2000, S. 1).

▼M2

Unbeschadet des Artikels 16a Absätze 4 und 5 dieser Richtlinie wird bei Einhaltung der in Unterabsatz 1 Buchstabe b und unter Buchstabe b des vorliegenden Absatzes genannten Regeln und bei der Durchführung der geeigneten Minderungsmaßnahmen im Rahmen der einzelnen Projekte davon ausgegangen, dass die Projekte nicht gegen die genannten Bestimmungen verstoßen. Wurden neuartige Minderungsmaßnahmen, mit denen die Tötung oder Störung von gemäß den Richtlinien 92/43/EWG und 2009/147/EG geschützten Arten oder andere Umweltauswirkungen so weit wie möglich verhindert werden sollen, nicht umfassend auf ihre Wirksamkeit geprüft, so können die Mitgliedstaaten deren Anwendung für ein oder mehrere Pilotprojekte für einen begrenzten Zeitraum gestatten, sofern die Wirksamkeit dieser Minderungsmaßnahmen genau überwacht wird und, falls sie sich als nicht wirksam erweisen sollten, sofort geeignete Schritte unternommen werden.

Die zuständigen Behörden erläutern in dem in Unterabsatz 1 genannten Plan zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie, welche Bewertung vorgenommen wurde, um die einzelnen ausgewiesenen Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie auf der Grundlage der in Unterabsatz 1 Buchstabe a genannten Kriterien zu ermitteln und geeignete Minderungsmaßnahmen festzulegen.

(2) Die Pläne zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie werden vor ihrer Annahme einer Umweltprüfung gemäß der Richtlinie 2001/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) unterzogen, und, sofern sie voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete haben, der Prüfung gemäß Artikel 6 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG.

(3) Die Mitgliedstaaten entscheiden über die Größe der Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie unter Berücksichtigung der Besonderheiten und Anforderungen der Art oder Arten der Technologie, für die sie Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie einrichten. Auch wenn die Entscheidung über die Größe dieser Gebiete im Ermessen der Mitgliedstaaten liegt, zielen die Mitgliedstaaten darauf ab sicherzustellen, dass die Gebiete zusammengenommen eine erhebliche Größe aufweisen und zur Verwirklichung der in der vorliegenden Richtlinie dargelegten Ziele beitragen. Die in Absatz 1 Unterabsatz 1 dieses Artikels genannten Pläne zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie werden öffentlich zugänglich gemacht und gegebenenfalls regelmäßig, insbesondere im Rahmen der Aktualisierung der gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne, überprüft.

(4) Bis zum 21. Mai 2024 können die Mitgliedstaaten bestimmte Gebiete, die bereits als Gebiete, die für den beschleunigten Einsatz einer oder mehrerer Technologien für erneuerbare Energie geeignet sind, ausgewiesen wurden, zu Beschleunigungsgebieten für eine oder mehrere Arten von erneuerbarer Energie erklären, sofern alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

a) Diese Gebiete liegen außerhalb von Natura-2000-Gebieten, von Gebieten, die im Rahmen nationaler Programme zum Schutz der Natur und der biologischen Vielfalt ausgewiesen sind, sowie außerhalb von ausgewiesenen Vogelzugrouten;

([1]) Richtlinie 2001/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Juni 2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme (ABl. L 197 vom 21.7.2001, S. 30).

▼M2

b) die Pläne zur Ausweisung dieser Gebiete wurden einer strategischen Umweltprüfung gemäß der Richtlinie 2001/42/EG und gegebenenfalls einer Prüfung gemäß Artikel 6 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG unterzogen;

c) mit den Projekten in diesen Gebieten werden angemessene und verhältnismäßige Regeln und Maßnahmen umgesetzt, um möglichen nachteiligen Umweltauswirkungen entgegenzuwirken.

(5) Die zuständigen Behörden wenden das Genehmigungsverfahren und die Fristen gemäß Artikel 16a auf die einzelnen Projekte in den Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie an.

Artikel 15d

Beteiligung der Öffentlichkeit

(1) Die Mitgliedstaaten sorgen für die Beteiligung der Öffentlichkeit an den Plänen zur Ausweisung von in Artikel 15c Absatz 1 Unterabsatz 1 genannten Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie gemäß Artikel 6 der Richtlinie 2001/42/EG, wozu auch die Ermittlung der betroffenen bzw. voraussichtlich betroffenen Öffentlichkeit gehört.

(2) Die Mitgliedstaaten fördern die öffentliche Akzeptanz der Projekte im Bereich erneuerbare Energie durch die direkte und indirekte Beteiligung lokaler Gemeinschaften an diesen Projekten.

Artikel 15e

Gebiete für Netz- und Speicherinfrastruktur, die für die Integration von erneuerbarer Energie in das Stromsystem erforderlich ist

(1) Die Mitgliedstaaten können einen oder mehrere Pläne zur Ausweisung spezieller Infrastrukturgebiete für die Umsetzung von Netz- und Speicherprojekten annehmen, die für die Integration von erneuerbarer Energie in das Stromnetz erforderlich sind, wenn durch diese Umsetzung keine erhebliche Umweltauswirkung zu erwarten ist, eine solche Auswirkung angemessen vermindert oder, wenn dies nicht möglich ist, ausgeglichen werden kann. Ziel dieser Gebiete ist es, die Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energie zu unterstützen und zu ergänzen. Diese Pläne müssen

a) im Fall von Netzprojekten Natura-2000-Gebiete und Gebiete, die im Rahmen nationaler Programme zum Schutz der Natur und der biologischen Vielfalt ausgewiesen sind, meiden, es sei denn, es gibt unter Berücksichtigung der mit dem Gebiet verbundenen Ziele keine verhältnismäßige Alternative für den Ausbau;

b) im Fall von Speicherprojekten Natura-2000-Gebiete und Gebiete, die im Rahmen nationaler Schutzprogramme ausgewiesen sind, ausschließen;

c) Synergieeffekte mit der Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie sicherstellen;

d) einer Umweltprüfung gemäß der Richtlinie 2001/42/EG und gegebenenfalls einer Prüfung gemäß Artikel 6 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG unterzogen werden und

▼M2

e) geeignete und verhältnismäßige Regeln festlegen, auch in Bezug auf verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen, die für die Entwicklung von Netz- und Speicherprojekten zu ergreifen sind, um mögliche nachteilige Umweltauswirkungen zu vermeiden oder, falls es nicht möglich ist, diese Auswirkungen zu vermeiden, sie erheblich zu verringern.

Während der Ausarbeitung dieser Pläne konsultieren die Mitgliedstaaten die betreffenden Betreiber von Infrastruktursystemen.

(2) Abweichend von Artikel 2 Absatz 1 und Artikel 4 Absatz 2 sowie Anhang I Nummer 20 und Anhang II Nummer 3 Buchstabe b der Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) und abweichend von Artikel 6 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG können die Mitgliedstaaten in begründeten Fällen, auch wenn dies erforderlich ist, um den Ausbau von erneuerbarer Energie zu beschleunigen, um die klimapolitischen Vorgaben und die Zielvorgaben für erneuerbare Energie zu erreichen, Netz- und Speicherprojekte, die für die Integration von erneuerbarer Energie in das Stromnetz erforderlich sind, von der Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Artikel 2 Absatz 1 der Richtlinie 2011/92/EU ebenso ausnehmen, wie von einer Bewertung ihrer Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete gemäß Artikel 6 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG und von der Prüfung ihrer Auswirkungen auf den Artenschutz gemäß Artikel 12 Absatz 1 der Richtlinie 92/43/EWG und Artikel 5 der Richtlinie 2009/147/EG, sofern das Netz- oder Speicherprojekt in einem gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels ausgewiesenen gewidmeten Infrastrukturgebiet liegt und die gemäß Absatz 1 Buchstabe e des vorliegenden Artikels festgelegten Regeln und Maßnahmen eingehalten werden. Die Mitgliedstaaten können diese Ausnahmen auch für Infrastrukturgebiete gewähren, die bereits vor dem 20. November 2023 ausgewiesen wurden, sofern diese einer Umweltprüfung gemäß der Richtlinie 2001/42/EG unterzogen wurden. Diese Abweichungen gelten nicht für Projekte, die voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt eines anderen Mitgliedstaats haben, oder wenn ein Mitgliedstaat, der davon voraussichtlich erheblich betroffen ist, gemäß Artikel 7 der Richtlinie 2011/92/EU einen entsprechenden Antrag stellt.

(3) Nimmt ein Mitgliedstaat die Netz- und Speicherprojekte gemäß Absatz 2 von den dort genannten Prüfungen aus, so führen die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten ein Screening der Projekte in den speziellen Infrastrukturgebieten durch. Dieses Screening stützt sich auf vorhandene Daten aus der Umweltprüfung gemäß der Richtlinie 2001/42/EG. Die zuständigen Behörden können den Antragsteller auffordern, zusätzliche verfügbare Informationen vorzulegen. Das Screening muss binnen 30 Tagen abgeschlossen werden. Dabei soll festgestellt werden, ob eines dieser Projekte angesichts der ökologischen Sensibilität der geografischen Gebiete, in denen es angesiedelt ist, mit hoher Wahrscheinlichkeit erhebliche unvorhergesehene nachteilige Auswirkungen haben wird, die bei der Umweltprüfung der Pläne zur Ausweisung spezieller Infrastrukturgebiete, die gemäß der Richtlinie 2001/42/EG und gegebenenfalls gemäß der Richtlinie 92/43/EWG durchgeführt wurde, nicht ermittelt wurden.

([1]) Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (ABl. L 26 vom 28.1.2012, S. 1).

▼M2

(4) Ergibt das Screening, dass ein Projekt mit hoher Wahrscheinlichkeit erhebliche unvorhergesehene nachteilige Auswirkungen gemäß Absatz 3 haben wird, so stellt die zuständige Behörde auf der Grundlage der vorliegenden Daten sicher, dass gegen diese geeignete und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen getroffen werden. Können solche Minderungsmaßnahmen nicht getroffen werden, so stellt die zuständige Behörde sicher, dass der Betreiber geeignete Ausgleichsmaßnahmen ergreift, um diesen Auswirkungen zu begegnen, die, falls keine anderen angemessenen Ausgleichsmaßnahmen verfügbar sind, in Form eines finanziellen Ausgleichs für Artenschutzprogramme erfolgen können, um den Erhaltungszustand der betroffenen Arten zu wahren oder zu verbessern.

(5) Erfordert die Integration von Energie aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz ein Projekt zum Ausbau der Netzinfrastruktur innerhalb oder außerhalb spezieller Infrastrukturgebiete und unterliegt dieses Projekt einem Screening gemäß Absatz 3 dieses Artikels, einer Feststellung, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, oder einer Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2011/92/EU, so beschränkt sich dieses Überprüfungverfahren, diese Feststellung oder diese Umweltverträglichkeitsprüfung auf die potenziellen Auswirkungen, die sich aus der Änderung oder Erweiterung im Vergleich zur ursprünglichen Netzinfrastruktur ergeben.

Artikel 16

Organisation und wichtigste Grundsätze des Genehmigungsverfahrens

(1) Das Genehmigungsverfahren erstreckt sich auf alle einschlägigen Verwaltungsgenehmigungen für den Bau, das Repowering und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von unterschiedlichen Arten von erneuerbarer Energie, darunter auch solche, die verschiedene Arten von Energie aus erneuerbaren Quellen kombinieren, Wärmepumpen und Energiespeicher am selben Standort, einschließlich Anlagen zur Speicherung von Strom und Wärme, sowie Anlagen, die für den Anschluss solcher Anlagen, Wärmepumpen und Speicher an das Netz und die Integration von erneuerbarer Energie in Wärme- und Kältenetze erforderlich sind, was auch Genehmigungen für den Netzanschluss und gegebenenfalls Umweltprüfungen einschließt. Das Genehmigungsverfahren umfasst alle behördlichen Stufen von der Bestätigung der Vollständigkeit des Genehmigungsantrags gemäß Absatz 2 bis zur Mitteilung der endgültigen Entscheidung über das Ergebnis des Genehmigungsverfahrens durch die zuständige(n) Behörde(n).

(2) Bei Anträgen für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie in Beschleunigungsgebieten bestätigt die zuständige Behörde die Vollständigkeit des jeweiligen Antrags innerhalb von 30 Tagen nach Eingang des Antrags und bei Anträgen für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie außerhalb von Beschleunigungsgebieten innerhalb von 45 Tage nach Eingang des Antrags oder fordert den Antragsteller auf, unverzüglich einen vollständigen Antrag einzureichen, falls der Antragsteller nicht alle für die Bearbeitung eines Antrags erforderlichen Informationen übermittelt hat. Das Datum der Bestätigung der Vollständigkeit des Antrags durch die zuständige Behörde markiert den Beginn des Genehmigungsverfahrens.

(3) Die Mitgliedstaaten errichten oder benennen eine oder mehrere Anlaufstellen. Diese Anlaufstellen leisten dem Antragsteller auf sein Ersuchen während des gesamten administrativen Beantragungs- und Genehmigungsverfahrens Beratung und Unterstützung. Von einem Antragsteller darf während des gesamten Verfahrens nicht verlangt werden, sich an mehr als eine Anlaufstelle zu wenden. Die Anlaufstelle führt den Antragsteller in transparenter Weise durch das administrative Genehmigungsverfahren, einschließlich der den Umweltschutz betreffenden

▼M2

Schritte, bis die zuständigen Behörden am Ende des Genehmigungsverfahrens eine oder mehrere Entscheidungen treffen, stellt ihm alle erforderlichen Informationen zur Verfügung und bezieht gegebenenfalls andere Verwaltungsbehörden ein. Die Anlaufstelle stellt sicher, dass die in dieser Richtlinie festgelegten Fristen für die Genehmigungsverfahren eingehalten werden. Die Antragsteller dürfen die einschlägigen Unterlagen in digitaler Form einreichen. Die Mitgliedstaaten sorgen bis zum y 21. November 2025 dafür, dass alle Genehmigungsverfahren in elektronischer Form durchgeführt werden.

(4) Die Anlaufstelle stellt ein Verfahrenshandbuch für Projektträger von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie bereit und macht diese Informationen online verfügbar, wobei sie gesondert auch auf kleinere Projekte im Bereich erneuerbare Energie und Projekte von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften eingeht. In den online veröffentlichten Informationen wird auf die für den jeweiligen Antrag zuständige Anlaufstelle hingewiesen. Existieren in einem Mitgliedstaat mehrere Anlaufstellen, wird in den online veröffentlichten Informationen auf die für den jeweiligen Antrag zuständige Anlaufstelle hingewiesen.

(5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Antragsteller und die breite Öffentlichkeit bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem Genehmigungsverfahren und der Erteilung von Genehmigungen für den Bau und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie leichten Zugang zu einfachen Streitbeilegungsverfahren und gegebenenfalls auch zu Verfahren der alternativen Streitbeilegung haben.

(6) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Rechtsbehelfe und Rechtsmittel im Zusammenhang mit einem Projekt zur Errichtung einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie oder für den Anschluss dieser Anlage an das Netz und zur Errichtung der Anlagen, die für den Ausbau der für die Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen in das Energiesystem notwendigen Energieinfrastrukturnetze erforderlich sind, einschließlich Rechtsbehelfe und Rechtsmittel in Bezug auf Umweltaspekte, dem zügigsten Verwaltungs- und Gerichtsverfahren unterliegen, das auf der jeweiligen nationalen, regionalen und lokalen Ebene zur Verfügung steht.

(7) Die Mitgliedstaaten stellen angemessene Ressourcen zur Verfügung, um für qualifiziertes Personal, Fortbildung und die Umschulung ihrer zuständigen Behörden im Einklang mit den geplanten installierten Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energie, die in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen vorgesehen sind, zu sorgen. Die Mitgliedstaaten unterstützen die regionalen und lokalen Behörden, um die Genehmigungsverfahren zu erleichtern.

(8) Außer in den Fällen, in denen es mit anderen behördlichen Etappen des Genehmigungsverfahrens zusammenfällt, umfasst die Dauer des Genehmigungsverfahrens Folgendes nicht:

a) die Zeit für die Errichtung oder das Repowering der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, ihrer Netzanschlüsse und — im Hinblick auf die Gewährleistung der Netzstabilität, -zuverlässigkeit und -sicherheit — der damit verbundenen erforderlichen Netzinfrastruktur;

b) die Dauer der erforderlichen behördlichen Etappen für umfassende Modernisierungen des Netzes, die notwendig sind, um die Netzstabilität, -zuverlässigkeit und -sicherheit sicherzustellen;

▼M2

c) die Dauer für gerichtliche Rechtsbehelfe und Rechtsmittel, andere Gerichtsverfahren sowie alternative Streitbeilegungsverfahren einschließlich Beschwerdeverfahren und nichtgerichtlichen Berufungsverfahren und Rechtsbehelfe.

(9) Die Entscheidungen im Rahmen der Genehmigungsverfahren werden im Einklang mit geltendem Recht öffentlich zugänglich gemacht.

Artikel 16a

Genehmigungsverfahren für Projekte in Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass das Genehmigungsverfahren gemäß Artikel 16 Absatz 1 für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie in Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie nicht länger als 12 Monate dauert. Bei Projekten im Bereich der Offshore-Energie aus erneuerbaren Quellen darf das Genehmigungsverfahren jedoch höchstens zwei Jahre dauern. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen können die Mitgliedstaaten beide Zeiträume um bis zu sechs Monate verlängern. Die Mitgliedstaaten unterrichten den Projektträger in aller Klarheit über die außergewöhnlichen Umstände, die diese Verlängerung rechtfertigen.

(2) Das Genehmigungsverfahren für das Repowering von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, für neue Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität unter 150 kW, für Energiespeicher am selben Standort, einschließlich Anlagen zur Speicherung von Strom und Wärme, sowie für deren Netzanschluss, sofern sie in Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie liegen, darf sechs Monate nicht überschreiten. Bei Projekten im Bereich der Offshore-Windenergie darf das Genehmigungsverfahren jedoch 12 Monate nicht überschreiten. 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, können Mitgliedstaaten die Frist von sechs Monaten um bis zu drei Monate und die Frist von 12 Monaten bei Projekten im Bereich der Offshore-Windenergie um bis zu sechs Monate verlängern. Die Mitgliedstaaten unterrichten den Projektträger in aller Klarheit über die außergewöhnlichen Umstände, die diese Verlängerung rechtfertigen.

(3) Unbeschadet der Absätze 4 und 5 des vorliegenden Artikels, abweichend von Artikel 4 Absatz 2 und Anhang II Nummer 3 Buchstaben a, b, d, h und i und Nummer 6 Buchstabe c, allein oder in Verbindung mit Nummer 13 Buchstabe a der Richtlinie 2011/92/EU — sind bei Projekten im Bereich der erneuerbaren Energie in ausgewiesenen Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energien neue Anträge für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, einschließlich Anlagen, die verschiedene Arten von Technologie für erneuerbare Energie kombinieren, und des Repowering von Anlagen für die jeweilige Technologie und Energiespeicher am selben Standort sowie der Anschluss solcher Anlagen und Speicher an das Netz von der Verpflichtung zur Durchführung einer speziellen Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Artikel 2 Absatz 1 der Richtlinie 2011/92/EU ausgenommen, sofern diese Projekte mit Artikel 15c Absatz 1 Buchstabe b der vorliegenden Richtlinie im Einklang stehen. Diese Ausnahme gilt nicht für Projekte, die voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt eines anderen Mitgliedstaats haben, oder wenn ein Mitgliedstaat, der voraussichtlich erheblich betroffen ist, gemäß Artikel 7 der Richtlinie 2011/92/EU einen entsprechenden Antrag stellt.

▼M2

Abweichend von Artikel 6 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG werden die in Unterabsatz 1 des vorliegenden Absatzes genannten Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie keiner Verträglichkeitsprüfung in Bezug auf Natura-2000-Gebiete unterzogen, sofern diese Projekte für erneuerbare Energie den gemäß Artikel 15c Absatz 1 Buchstabe b dieser Richtlinie festgelegten Regeln und Maßnahmen entsprechen.

(4) Die zuständigen Behörden führen für die in Absatz 3 genannten Anträgen ein Screening durch. Ziel dieses Screening ist, festzustellen, ob das Projekt im Bereich der erneuerbaren Energie angesichts der ökologischen Sensibilität der geografischen Gebiete, in denen es sich befindet, höchstwahrscheinlich erhebliche unvorhergesehene nachteilige Auswirkungen haben wird, die bei der Umweltprüfung der Pläne zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie gemäß Artikel 15c Absatz 1 Unterabsatz 1 dieser Richtlinie, die gemäß der Richtlinie 2001/42/EG und gegebenenfalls gemäß der Richtlinie 92/43/EWG durchgeführt wurde, nicht ermittelt wurden. Ziel dieses Screening s ist es auch, festzustellen, ob eines dieser Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie aufgrund der Wahrscheinlichkeit erheblicher Auswirkungen auf die Umwelt in einem anderen Mitgliedstaat oder aufgrund eines Antrags eines Mitgliedstaats, der voraussichtlich erheblich betroffen sein wird, unter Artikel 7 der Richtlinie 2011/92/EU fällt.

Für die Zwecke dieses Screening s stellt der Projektträger Informationen über die Merkmale des Projekts im Bereich der erneuerbaren Energie, über die Einhaltung der gemäß Artikel 15c Absatz 1 Buchstabe b festgelegten Regeln und Maßnahmen für das betreffende Beschleunigungsgebiet, über etwaige zusätzliche vom Projektträger getroffene Maßnahmen im Rahmen des Projekts sowie darüber zur Verfügung, wie mit diesen Maßnahmen auf Umweltauswirkungen reagiert wird. Die zuständige Behörde kann den Projektträger auffordern, zusätzliche verfügbare Informationen vorzulegen. Das Überprüfungsverfahren für Anträge für neue Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie wird innerhalb von 45 Tagen ab dem Zeitpunkt der Einreichung der für diesen Zweck ausreichenden erforderlichen Informationen abgeschlossen. Bei Anträgen für Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität unter 150 kW und bei neuen Anträgen auf Repowering von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie wird das Überprüfungsverfahren jedoch innerhalb von 30 Tagen abgeschlossen.

(5) Im Anschluss an das Screening sind die in Absatz 3 dieses Artikels genannten Anträge unter Umweltgesichtspunkten genehmigt, ohne dass eine Verwaltungsentscheidung der zuständigen Behörde erforderlich ist, es sei denn, die zuständige Behörde erlässt eine Verwaltungsentscheidung, in der auf der Grundlage eindeutiger Beweise die Gründe dafür angegeben sind, dass ein bestimmtes Projekt angesichts der ökologischen Sensibilität des geografischen Gebiets, in dem es sich befindet, höchstwahrscheinlich erhebliche unvorhergesehene nachteilige Auswirkungen haben wird, die nicht durch die Maßnahmen gemindert werden können, die in den Plänen zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten aufgeführt sind oder vom Projektträger vorgeschlagen wurden. Diese Entscheidungen werden der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Solche Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie werden einer Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß der Richtlinie 2011/92/EU und gegebenenfalls einer Prüfung gemäß der Richtlinie 92/43/EWG unterzogen, die binnen sechs Monaten nach der Verwaltungsentscheidung, mit der eine hohe Wahrscheinlichkeit erheblicher unvorhergesehener nachteiliger Auswirkungen festgestellt wird, durchgeführt werden. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen kann dieser Zeitraum von sechs Monaten um bis zu sechs Monate verlängert werden.

▼M2

Unter begründeten Umständen, etwa, wenn dies erforderlich ist, um die Bereitstellung erneuerbarer Energie zu beschleunigen, um die klimapolitischen Vorgaben und die Zielvorgaben für erneuerbare Energie zu erreichen, können die Mitgliedstaaten Windenergie- und Fotovoltaikprojekte von diesen Prüfungen ausnehmen.

Nehmen Mitgliedstaaten Windenergie- und Fotovoltaikprojekte von diesen Prüfungen aus, so ergreift der Betreiber angemessene Minderungsmaßnahmen oder, falls diese Minderungsmaßnahmen nicht zur Verfügung stehen, Ausgleichsmaßnahmen, die in Form eines finanziellen Ausgleichs erfolgen können, falls keine anderen angemessenen Ausgleichsmaßnahmen zur Verfügung stehen, um nachteiligen Auswirkungen entgegenzuwirken. Falls diese nachteiligen Auswirkungen negative Folgen für den Artenschutz haben, zahlt der Betreiber einen finanziellen Ausgleich für Artenschutzprogramme während der Dauer des Betriebs der Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie, um den Erhaltungszustand der betroffenen Arten zu sichern oder zu verbessern.

(6) Im Genehmigungsverfahren gemäß den Absätzen 1 und 2 stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass das Ausbleiben einer Antwort der zuständigen Behörden innerhalb der festgelegten Frist dazu führt, dass die spezifischen zwischengeschalteten Verwaltungsschritte als genehmigt gelten, es sei denn, das gegenständliche Projekt im Bereich der erneuerbaren Energie unterliegt einer Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Absatz 5 oder der Grundsatz der stillschweigenden Zustimmung der Verwaltung ist in der nationalen Rechtsordnung des betreffenden Mitgliedstaats nicht vorgesehen. Dieser Absatz gilt nicht für die abschließenden Entscheidungen über das Ergebnis des Genehmigungsverfahrens, die ausdrücklich ergehen müssen. Alle Entscheidungen werden öffentlich zugänglich gemacht.

Artikel 16b

Genehmigungsverfahren für Projekte außerhalb von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass das Genehmigungsverfahren gemäß Artikel 16 Absatz 1 für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie, die sich außerhalb von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie befinden, nicht länger dauert als zwei Jahre dauert. Für Projekte im Bereich der erneuerbaren Offshore-Energie darf das Genehmigungsverfahren jedoch höchstens drei Jahre dauern. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen, einschließlich der Fälle, in denen die Umstände längere Fristen für die nach den geltenden Umweltvorschriften der Union notwendigen Prüfungen erfordern, können Mitgliedstaaten beide Fristen um bis zu sechs Monate verlängern. Die Mitgliedstaaten unterrichten den Projektträger in aller Klarheit über die außergewöhnlichen Umstände, die diese Verlängerung rechtfertigen.

(2) Ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß den Richtlinien 2011/92/EU oder 92/43/EWG erforderlich, so wird diese in einem einzigen Verfahren durchgeführt, in dem alle relevanten Prüfungen für ein bestimmtes Projekt im Bereich der erneuerbaren Energie kombiniert werden. Ist eine solche Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich, gibt die zuständige Behörde unter Berücksichtigung der vom Projektträger vorgelegten Informationen eine Stellungnahme zum Umfang und zum Detaillierungsgrad der Informationen ab, die der Projektträger in den Bericht über die Umweltverträglichkeitsprüfung aufnehmen muss, wobei dessen Umfang anschließend nicht erweitert werden darf. Wurden im

▼M2

Rahmen eines Projekts im Bereich der erneuerbaren Energie die erforderlichen Minderungsmaßnahmen getroffen, so gelten Tötungen oder Störungen der gemäß Artikel 12 Absatz 1 der Richtlinie 92/43/EWG und Artikel 5 der Richtlinie 2009/147/EG geschützten Arten nicht als absichtlich. Wurden neuartige Minderungsmaßnahmen, mit denen die Tötung oder Störung von gemäß den Richtlinien 92/43/EWG und 2009/147/EG geschützten Arten oder andere Umweltauswirkungen so weit wie möglich verhindert werden sollen, nicht umfassend auf ihre Wirksamkeit geprüft, so können die Mitgliedstaaten deren Anwendung für ein oder mehrere Pilotprojekte für einen begrenzten Zeitraum gestatten, sofern die Wirksamkeit dieser Minderungsmaßnahmen genau überwacht wird und unverzüglich geeignete Schritte unternommen werden, falls sie sich als nicht wirksam erweisen sollten.

Das Genehmigungsverfahren für das Repowering von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, für neue Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität unter 150 kW und für Energiespeicher am selben Standort, sowie der Anschluss solcher Anlagen und Speicher an das Netz, außerhalb von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie darf einschließlich Umweltprüfungen, sofern diese gemäß dem relevanten Recht erforderlich sind, nicht länger dauern als 12 Monate. Für Offshore-Windenergieprojekte darf das Genehmigungsverfahren jedoch höchstens zwei Jahre dauern. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen können Mitgliedstaaten beide Zeiträume um bis zu drei Monate verlängern. Die Mitgliedstaaten unterrichten die Projektträger in aller Klarheit über die außergewöhnlichen Umstände, die diese Verlängerung rechtfertigen.

Artikel 16c

Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens für das Repowering

(1) Führt das Repowering von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie nicht zu einer Erhöhung der Kapazität einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie um mehr als 15 %, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Genehmigungsverfahren für Anschlüsse an das Übertragungs- oder Verteilernetz unbeschadet der Prüfung potenzieller Umweltauswirkungen gemäß Absatz 2 innerhalb von drei Monaten nach der Antragstellung bei der betreffenden Stelle genehmigt werden, sofern keine begründeten Sicherheitsbedenken bestehen und keine technische Inkompatibilität mit Netzkomponenten vorliegt.

(2) Ist für das Repowering einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie das Screening gemäß Artikel 16a Absatz 4 durchzuführen, festzustellen, ob für das Projekt ein Verfahren zur Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, oder eine Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2011/92/EU durchzuführen, so beschränkt sich dieses Screening oder diese Umweltverträglichkeitsprüfung auf die potenziellen Auswirkungen einer Änderung oder Erweiterung im Vergleich zum ursprünglichen Projekt.

(3) Sind für das Repowering von Solaranlagen keine zusätzlichen Flächen erforderlich und entspricht es den geltenden Umweltschutzmaßnahmen, die für die ursprüngliche Solaranlage festgelegt wurden, so wird das Projekt von etwaigen anwendbaren Anforderung ausgenommen, das Screening gemäß Artikel 16a Absatz 4 zu durchlaufen, festzustellen, ob für das Projekt eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist oder eine Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2011/92/EU durchzuführen.

▼M2

Artikel 16d

Genehmigungsverfahren für die Installation von Solarenergieanlagen

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass das Genehmigungsverfahren gemäß Artikel 16 Absatz 1 für die Installation von Solarenergieanlagen und Energiespeichern am selben Standort, einschließlich gebäudeintegrierter Solaranlagen, auf bestehenden oder künftigen künstlichen Strukturen, mit Ausnahme künstlicher Wasserflächen, nicht länger dauert als drei Monate, sofern das Hauptziel dieser künstlichen Strukturen nicht in der Erzeugung von Solarenergie oder der Energiespeicherung besteht. Abweichend von Artikel 4 Absatz 2 sowie von Anhang II Nummer 3 Buchstaben a und b, allein oder in Verbindung mit Nummer 13 Buchstabe a der Richtlinie 2011/92/EU, ist eine solche Installation von Solaranlagen gegebenenfalls von der Verpflichtung zur Durchführung einer gesonderten Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Artikel 2 Absatz 1 dieser Richtlinie ausgenommen.

Die Mitgliedstaaten können bestimmte Gebiete oder Strukturen zum Schutz kulturellen oder historischen Erbes, wegen der nationalen Verteidigung oder aus Sicherheitsgründen von der Anwendung des Absatzes 1 ausnehmen.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Dauer des Genehmigungsverfahrens für die Installation von Solarenergieanlagen mit einer Kapazität von höchstens 100 kW, auch für Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, einen Monat nicht überschreitet. Geht innerhalb der festgelegten Frist nach Einreichung eines vollständigen Antrags keine Antwort der zuständigen Behörden oder Stellen ein, so gilt die Genehmigung als erteilt, sofern die Kapazität der Solarenergieanlage die bestehende Kapazität des Anschlusses an das Verteilernetz nicht übersteigt.

Führt die Anwendung des in Unterabsatz 1 genannten Kapazitätsschwellenwerts zu einem erheblichen Verwaltungsaufwand oder zu Einschränkungen beim Betrieb des Stromnetzes, so können die Mitgliedstaaten einen niedrigeren Kapazitätsschwellenwert anwenden, sofern dieser über 10,8 kW liegt.

Artikel 16e

Genehmigungsverfahren für die Installation von Wärmepumpen

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass das Genehmigungsverfahren für die Installation von Wärmepumpen mit weniger als 50 MW einen Monat nicht überschreiten darf. Für Erdwärmepumpen darf das Genehmigungsverfahren jedoch drei Monate nicht überschreiten.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass — sofern keine begründeten Sicherheitsbedenken bestehen, sofern keine weiteren Arbeiten für den Netzanschluss erforderlich sind und sofern keine technische Inkompatibilität der Netzkomponenten vorliegt — Anschlüsse an das Übertragungs- oder Verteilernetz innerhalb von zwei Wochen nach der Mitteilung an die zuständige Stelle für Folgendes genehmigt werden:

a) Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 12 kW, und

▼M2

b) Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW, die von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität installiert werden, wenn die elektrische Leistung der Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen des Eigenversorgers im Bereich erneuerbare Elektrizität mindestens 60 % der elektrischen Leistung der Wärmepumpe beträgt.

(3) Den Mitgliedstaaten steht es frei, bestimmte Gebiete oder Bauwerke zum Schutz kulturellen oder historischen Erbes oder aufgrund nationaler Verteidigungsinteressen oder aus Sicherheitsgründen von der Anwendung der Absätze 1 und 2 auszunehmen.

(4) Alle Entscheidungen, die auf den in den Absätzen 1 und 2 genannten Genehmigungsverfahren beruhen, werden im Einklang mit dem anwendbaren Recht veröffentlicht.

Artikel 16f

Überragendes öffentliches Interesse

Die Mitgliedstaaten stellen bis spätestens 21. Februar 2024 sicher, dass bis zum Erreichen der Klimaneutralität im Genehmigungsverfahren, bei der Planung, beim Bau und beim Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie, bei dem Anschluss solcher Anlagen an das Netz, dem betreffenden Netz selbst sowie bei Speicheranlagen davon ausgegangen wird, dass sie im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen, wenn für die Zwecke des Artikels 6 Absatz 4 und des Artikels 16 Absatz 1 Buchstabe c der Richtlinie 92/43/EWG, des Artikels 4 Absatz 7 der Richtlinie 2000/60/EG und des Artikels 9 Absatz 1 Buchstabe a der Richtlinie 2009/147/EG im Einzelfall rechtliche Interessen abgewogen werden. Die Mitgliedstaaten können in hinreichend begründeten Einzelfällen die Anwendung dieses Artikels im Einklang mit den Prioritäten ihrer gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne auf bestimmte Teile ihres Hoheitsgebiets sowie auf bestimmte Arten von Technologie oder Projekten mit bestimmten technischen Eigenschaften beschränken. Die Mitgliedstaaten unterrichten die Kommission über diese angewandten Beschränkungen, wobei auch die Gründe für diese Beschränkungen anzugeben sind.

▼B

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.

▼B

(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.

▼M2

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ihre Zertifizierungs- oder gleichwertigen Qualifikationssysteme für Installateure und Konstrukteure aller Arten von Wärme- und Kälteversorgungssystemen, die auf erneuerbarer Energie basieren, im Gebäudesektor, der Industrie und Landwirtschaft, für Installateure von solaren Photovoltaiksystemen, einschließlich Energiespeicherung, und für Installateure von Ladepunkten, die eine Laststeuerung ermöglichen, zur Verfügung stehen. Diese Systeme können die bestehenden Systeme und Strukturen gegebenenfalls berücksichtigen und sind auf die in Anhang IV festgelegten Kriterien zu stützen. Jeder Mitgliedstaat erkennt die von anderen Mitgliedstaaten gemäß diesen Kriterien vorgenommenen Zertifizierungen an.

Die Mitgliedstaaten schaffen einen Rahmen, um sicherzustellen, dass eine ausreichende Zahl ausgebildeter und qualifizierter Installateure für die in Unterabsatz 1 genannte Technologie zur Verfügung steht, um den Ausbau der erneuerbaren Energie bewerkstelligen, der erforderlich ist, um die in der vorliegenden Richtlinie festgelegten Ziele zu erreichen.

Um für eine ausreichende Zahl von Installateuren und Konstrukteuren zu sorgen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass ausreichend Ausbildungsprogramme zur Zertifizierung oder Qualifizierung im Bereich der auf erneuerbare Energie gestützten Technologie für die Wärme- und Kälteversorgung, der solaren Photovoltaiksysteme, einschließlich Energiespeicherung, der Ladepunkte, die eine Laststeuerung ermöglichen, und der neuesten innovativen Lösungen für diese zur Verfügung stehen, sofern diese Programme mit ihren Zertifizierungssystemen oder entsprechenden Qualifikationssystemen kompatibel sind. Die Mitgliedstaaten führen Maßnahmen ein, um die Teilnahme an solchen Ausbildungsprogrammen zu fördern, insbesondere was kleine und mittlere Unternehmen sowie Selbständige betrifft. Die Mitgliedstaaten können freiwillige Vereinbarungen mit den einschlägigen Technologieanbietern und -händlern einführen, um eine ausreichende Zahl von Installateuren im Bereich der neuesten auf dem Markt erhältlichen innovativen Lösungen und Technologie zu schulen, wobei die Zahl auf Verkaufsschätzungen beruhen kann.

▼M2

Stellen die Mitgliedstaaten fest, dass erheblich weniger ausgebildete und qualifizierte Installateure als erforderlich verfügbar sind, müssen sie Maßnahmen ergreifen, um diese Lücke zu schließen.

(4) Die Mitgliedstaaten stellen der Öffentlichkeit Informationen zu den Zertifizierungssystemen oder gleichwertigen Qualifikationssystemen gemäß Absatz 3 zur Verfügung. Die Mitgliedstaaten stellen der Öffentlichkeit außerdem in transparenter und leicht zugänglicher Art und Weise ein regelmäßig aktualisiertes Verzeichnis der gemäß Absatz 3 zertifizierten oder qualifizierten Installateure zur Verfügung.

▼B

(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.

▼M2

(2) Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs wie Wasserstoff, 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. Gegebenenfalls kann diese Standardgröße in eine Bruchgröße unterteilt werden, sofern jene ein Vielfaches von 1 Wh beträgt. Für jede Einheit produzierte Energie wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt.

▼B

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

▼M2

Für kleine Anlagen unter 50 kW und für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften werden ein vereinfachtes Registrierungsverfahren und reduzierte Registrierungsgebühren eingeführt.

▼B

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

▼M2

c) die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen kauft.

▼B

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 Bruttoendenergieverbrauchs von erneuerbarer Energie gemäß Artikel 7.

▼M2

(3) Für die Zwecke des Absatzes 1 gelten die Herkunftsnachweise für Transaktionen 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. Darüber hinaus stellen die Mitgliedstaaten bis zum 21. Mai 2025 sicher, dass die Daten über ihren Restenergiemix jährlich veröffentlicht werden.

▼B

(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:

▼M2

a) Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion, die wie folgt spezifiziert werden können:

   i) im Fall von Gas aus erneuerbaren Quellen, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, sowie von Wärme- und Kälteversorgung aus erneuerbaren Quellen in einem stündlichen oder unterstündlichen Intervall;

   ii) im Fall von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Bilanzkreisabrechnungszeitintervall gemäß Artikel 2 Nummer 15 der Verordnung (EU) 2019/943;

▼B

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

b) der Mitgliedstaat hat beschlossen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keine Herkunftsnachweise auszustellen.

▼M2

Wird Gas aus einem Wasserstoff- oder Erdgasnetz, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und Biomethan, geliefert, so muss der Versorger den Endverbrauchern den Anteil oder die Menge von Energie aus erneuerbaren Quellen an seinem Energiemix für die Zwecke von Anhang I der Richtlinie 2009/73/EG nachweisen. Der Versorger verwendet 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;

b) der Mitgliedstaat hat beschlossen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keine Herkunftsnachweise auszustellen.

Verbraucht ein Kunde Gas aus einem Wasserstoff- oder Erdgasnetz, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und Biomethan, wie im kommerziellen Angebot des Versorgers nachgewiesen, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die entwerteten Herkunftsnachweise den relevanten Netzmerkmalen entsprechen.

▼B

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. Gleichermaßen 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.

▼B

(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.

▼M2

(13) Die Kommission erstellt bis zum 31. Dezember 2025 einen Bericht zur Bewertung der Möglichkeiten, ein unionsweites Ökolabel einzuführen, um die Nutzung von mit neuen Anlagen erzeugter erneuerbarer Energie zu fördern. Die Energieversorger weisen anhand der Angaben in den Herkunftsnachweisen nach, dass die Anforderungen eines solchen Labels erfüllt sind.

(13a) Die Kommission überwacht das Funktionieren des Systems der Herkunftsnachweise und bewertet bis zum 30. Juni 2025 das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Bereich der Herkunftsnachweise auf dem Markt, und im Fall von Ungleichgewichten ermittelt sie die relevanten Faktoren, die sich auf Angebot und Nachfrage auswirken.

▼B

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, odoriertes 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.

▼M2

(3) Auf der Grundlage der in die gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 und im Einklang mit Anhang I dieser Verordnung vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne aufgenommenen Bewertung der Notwendigkeit, zur Verwirklichung des in Artikel 3 Absatz 1 dieser Richtlinie genannten Gesamtziels der Union neue mit erneuerbaren Energiequellen betriebene Fernwärme- und Fernkälteinfrastrukturen zu bauen, unternehmen die Mitgliedstaaten gegebenenfalls die erforderlichen Schritte zur Entwicklung einer effizienten Fernwärme- und Fernkälteinfrastruktur, um die Wärme- und Kälteversorgung aus erneuerbaren Quellen zu fördern, wie Solarwärme, Fotovoltaik, mit Elektrizität aus erneuerbaren Quellen betriebene Wärmepumpen, die Umgebungsenergie nutzen, geothermischer Energie und andere auf geothermischer Energie beruhende Technologie, Biomasse, Biogas, flüssige Biobrennstoffe sowie Abwärme und Abkälte, nach Möglichkeit in Kombination mit Wärmeenergiespeicherung, Laststeuerungssystemen und Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.

▼M2

Artikel 20a

Unterstützung der Systemintegration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen

(1) Die Mitgliedstaaten verpflichten Übertragungs- und, sofern ihnen diese Daten zur Verfügung stehen, die Verteilernetzbetreiber in ihrem Hoheitsgebiet dazu, Daten über den Anteil erneuerbarer Elektrizität und den Gehalt an Treibhausgasemissionen der von ihnen gelieferten Elektrizität in jeder Gebotszone so genau wie möglich in Intervallen, die den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen, jedoch in Zeitabständen von höchstens einer Stunde, und zusammen mit Prognosen, soweit diese verfügbar sind, bereitzustellen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Verteilernetzbetreiber Zugang zu den erforderlichen Daten haben. Haben die Verteilernetzbetreiber gemäß nationalem Recht keinen Zugang zu allen erforderlichen Daten, so nutzen sie gemäß den Bestimmungen der Richtlinie (EU) 2019/944 das bestehende Datenmeldesystem des Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber (Strom). Die Mitgliedstaaten bieten Anreize für die Verbesserung intelligenter Netze, damit das Netzgleichgewicht besser überwacht wird und Echtzeitdaten zur Verfügung gestellt werden.

Die Verteilernetzbetreiber müssen außerdem, falls technisch verfügbar, anonymisierte und aggregierte Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung und die von Eigenversorgern und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften erzeugte und in das Netz eingespeiste Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung stellen.

(2) Die Daten gemäß Absatz 1 werden digital auf eine Weise bereitgestellt, mit der die Interoperabilität auf der Grundlage harmonisierter Datenformate und standardisierter Datensätze sichergestellt ist, sodass sie von Elektrizitätsmarktteilnehmern, Aggregatoren, Verbrauchern und anderen Endnutzern diskriminierungsfrei verwendet und von elektronischen Kommunikationssystemen wie intelligenten Messsystemen, Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, Wärme- und Kälteversorgungssystemen sowie Gebäudeenergiemanagementsystemen gelesen werden können.

(3) Zusätzlich zu den in der Verordnung (EU) 2023/1542 festgelegten Anforderungen stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Hersteller von Batterien für die Wohnumgebung und von Industriebatterien den Eigentümern und Nutzern der Batterie sowie in deren Namen handelnden Dritten, die mit ausdrücklicher Zustimmung im Namen der Eigentümer und Nutzer handeln, wie Gebäudeenergiemanagementunternehmen und Elektrizitätsmarktteilnehmern, zu nichtdiskriminierenden Bedingungen kostenlos und im Einklang mit den Datenschutzvorschriften Echtzeitzugang zu grundlegenden Batteriemanagementsysteminformationen gewähren, wie z. B. Batteriekapazität, Alterungszustand, Ladezustand und Leistungseinstellung.

Zusätzlich zu weiteren in der Verordnung (EU) 2018/858 des Europäischen Parlaments und des Rates [1] festgelegten Typgenehmigungs- und Marktüberwachungsanforderungen erlassen die Mitgliedstaaten Maßnahmen, um vorzuschreiben, dass die Fahrzeughersteller in Echtzeit fahrzeuginterne Daten in Bezug auf den Alterungszustand der Batterie, den Ladezustand der Batterie, die Leistungseinstellung der Batterie, die Kapazität der Batterie sowie gegebenenfalls zusätzlich den Standort von Elektrofahrzeugen für die Eigentümer und Nutzer von Elektrofahrzeugen sowie für Dritte, die im Namen der Eigentümer und Nutzer handeln, wie Elektrizitätsmarktteilnehmer und Anbieter von Elektromobilitätsdienstleistungen zu nichtdiskriminierenden Bedingungen kostenlos und im Einklang mit den Datenschutzvorschriften bereitstellen.

[1] Verordnung (EU) 2018/858 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Genehmigung und die Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbstständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2007 und (EG) Nr. 595/2009 und zur Aufhebung der Richtlinie 2007/46/EG (ABl. L 151 vom 14.6.2018, S. 1).

▼M2

(4) Zusätzlich zu den in der Verordnung (EU) 2023/1804 festgelegten Anforderungen stellen die Mitgliedstaaten oder die von ihnen benannten zuständigen Behörden sicher, dass neue und ersetzte nicht öffentlich zugängliche Normalladepunkte in ihrem Hoheitsgebiet installiert werden, die intelligente Ladefunktionen und gegebenenfalls die Schnittstelle zu intelligenten Messsystemen, sofern sie von den Mitgliedstaaten eingerichtet werden, sowie bidirektionale Ladefunktionen gemäß den Anforderungen von Artikel 15 Absätze 3 und 4 der Verordnung (EU) …/…[++] unterstützen können.

(5) Zusätzlich zu den in der Verordnung (EU) 2019/943 und der Richtlinie (EU) 2019/944 festgelegten Anforderungen stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass der nationale Regelungsrahmen zulässt, dass kleine oder mobile Systeme wie Batterien für die Wohnumgebung oder Elektrofahrzeuge und andere kleine dezentrale Energiequellen auch über Aggregierung an den Elektrizitätsmärkten teilnehmen, einschließlich des Engpassmanagements und der Erbringung von Flexibilitäts- und Regelreserveleistungen. Zu diesem Zweck legen die Mitgliedstaaten in enger Zusammenarbeit mit allen Marktteilnehmern und Regulierungsbehörden auf der Grundlage der technischen Merkmale der Elektrizitätsmärkte technische Anforderungen für die Teilnahme an diesen Systemen fest.

Die Mitgliedstaaten sorgen für gleiche Wettbewerbsbedingungen und eine diskriminierungsfreie Beteiligung kleiner dezentraler Energieanlagen oder mobiler Systeme an den Elektrizitätsmärkten.

▼B

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;

▼B

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 zusammengeschaltete 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.

▼B

(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.

▼B

(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 Kapazitätenaufbau erhalten;

▼B

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.

▼M2

Artikel 22a

Einbeziehung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der Industrie

(1) Die Mitgliedstaaten bemühen sich darum, den Anteil der erneuerbaren Quellen an den Energiequellen, die für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke im industriellen Sektor verwendet werden, mindestens um einen Richtwert von 1,6 Prozentpunkten — als jährlicher, für die für die Zeiträume 2021-2025 und 2026-2030 berechneter Durchschnitt — zu erhöhen.

Die Mitgliedstaaten können Abwärme und -kälte bis zu einer Grenze von 0,4 Prozentpunkten auf die durchschnittliche jährliche Erhöhung gemäß Unterabsatz 1 anrechnen, sofern die Abwärme und -kälte über effiziente Fernwärme und -kälte geliefert wird, mit Ausnahme von Netzen, die nur ein Gebäude mit Wärme versorgen, oder wenn die gesamte Wärmeenergie ausschließlich am Standort verbraucht wird und die Wärmeenergie nicht verkauft wird. Beschließen sie dies, so erhöht sich die durchschnittliche jährliche Erhöhung gemäß Unterabsatz 1 um die Hälfte der Prozentpunkte der angerechneten Abwärme und -kälte.

Die Mitgliedstaaten nehmen die geplanten und ergriffenen Strategien und Maßnahmen zur Umsetzung dieser an Richtwerten orientierten Steigerung in ihre gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne und in ihre gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten Fortschrittsberichte auf.

Wenn Elektrifizierung als kosteneffiziente Option betrachtet wird, wird mit Hilfe dieser Strategien und Maßnahmen die Elektrifizierung industrieller Prozesse auf der Grundlage erneuerbarer Energie gefördert. Mit diesen Strategien und Maßnahmen wird angestrebt, günstige Marktbedingungen für die Verfügbarkeit wirtschaftlich tragfähiger und technisch machbarer Alternativen auf der Grundlage erneuerbarer Energie zu schaffen, um fossile Brennstoffe, die in der Industrie für die Wärmeversorgung verwendet werden, zu ersetzen, um die Verwendung fossiler Brennstoffe, die für die Wärmeversorgung verwendet werden und deren Temperatur unter 200 °C liegt, zu verringern. Bei der Annahme dieser Strategien und Maßnahmen tragen die Mitgliedstaaten dem Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“, der Wirksamkeit und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit sowie der Notwendigkeit der Beseitigung regulatorischer, administrativer und wirtschaftlicher Hindernisse Rechnung.

▼M2

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der Beitrag der für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs in der Industrie bis spätestens 2030 mindestens 42 % und bis 2035 60 % des für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten Wasserstoffs beträgt. Dieser Prozentsatz wird wie folgt berechnet:

a) Zur Berechnung des Nenners wird der Energiegehalt des für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten Wasserstoffs berücksichtigt, wobei Folgendes ausgenommen ist:

   i) Wasserstoff, der als Zwischenprodukt für die Herstellung konventioneller Verkehrskraftstoffe genutzt wird, und Biokraftstoffe;

   ii) Wasserstoff, der durch die Dekarbonisierung von industriellem Restgas erzeugt wird und dazu dient, das spezifische Gas zu ersetzen, aus denen er erzeugt wird;

   iii) Wasserstoff, der in industriellen Anlagen als Nebenprodukt hergestellt oder aus Nebenprodukten gewonnen wird;

b) zur Berechnung des Zählers wird der Energiegehalt der für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke im industriellen Sektor genutzten erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs berücksichtigt, wobei erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, die als Zwischenprodukte für die Herstellung konventioneller Verkehrskraftstoffe genutzt werden, und Biokraftstoffe ausgenommen sind;

c) zur Berechnung des Zählers und des Nenners sind die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Brennstoffen zu verwenden.

Für die Zwecke von Unterabsatz 5 Buchstabe c dieses Absatzes gelten für die Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, die jeweiligen Europäischen Normen zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen oder in Fällen, für die keine Europäische Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, die entsprechenden ISO-Normen;

(2) Die Mitgliedstaaten fördern freiwillige Kennzeichnungssysteme für Industrieprodukte, mit denen ausgewiesen wird, dass Industrieprodukte mit erneuerbarer Energie und erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs hergestellt wurden. Solche Kennzeichnungssysteme müssen den Prozentsatz der genutzten erneuerbaren Energie oder der erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, die bei der Gewinnung von Rohstoffen und in der Vorbehandlungs-, Herstellungs- und Vertriebsphase eingesetzt wurden, auf der Grundlage der in der Empfehlung (EU) 2021/2279 der Kommission ([1]) oder in ISO 14067:2018 festgelegten Methoden.

([1]) Empfehlung (EU) 2021/2279 der Kommission vom 15. Dezember 2021 zur Anwendung der Methoden für die Berechnung des Umweltfußabdrucks zur Messung und Offenlegung der Umweltleistung von Produkten und Organisationen entlang ihres Lebenswegs (ABl. L 471 vom 30.12.2021, S. 1).

▼M2

(3) Die Mitgliedstaaten weisen die Menge an erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs, die sie voraussichtlich ein- und ausführen werden, in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und in ihren gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten aus. Auf der Grundlage dieser Berichterstattung entwickelt die Kommission die Unionsstrategie für importierten und heimischen Wasserstoff mit dem Ziel, einen europäischen Wasserstoffmarkt und die inländische Wasserstofferzeugung in der Union zu fördern und die Umsetzung dieser Richtlinie und die Erreichung der darin festgelegten Ziele zu unterstützen, wobei sie der Versorgungssicherheit und der strategischen Autonomie der Union im Energiebereich und gleichen Wettbewerbsbedingungen auf dem globalen Wasserstoffmarkt gebührend Rechnung trägt. Die Mitgliedstaaten geben in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und Fortschrittsberichten und in ihren gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten an, wie sie zu dieser Strategie beizutragen gedenken.

Artikel 22b

Bedingungen für die Verringerung des Ziels für die Verwendung erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs in der Industrie

(1) Ein Mitgliedstaat kann den Beitrag der erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, die für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke gemäß Artikel 22a Absatz 1 Unterabsatz 5 genutzt werden, im Jahr 2030 um 20 % verringern, vorausgesetzt, dass

a) dieser Mitgliedstaat auf Kurs zu seinem nationalen Beitrag zu dem in Artikel 3 Absatz 1 Unterabsatz 1 festgelegten verbindlichen Gesamtziel der Union ist, der mindestens dem erwarteten nationalen Beitrag gemäß der in Anhang II der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Formel entspricht; und

b) der Anteil des aus fossilen Brennstoffen hergestellten Wasserstoffs oder seiner Derivate, der in diesem Mitgliedstaat verbraucht wird, im Jahr 2030 höchstens 23 % und im Jahr 2035 höchstens 20 % beträgt.

Ist eine dieser Bedingungen nicht erfüllt, gilt die in Unterabsatz 1 genannte Verringerung nicht mehr.

(2) Wendet ein Mitgliedstaat die in Absatz 1 genannte Verringerung an, so teilt er dies der Kommission zusammen mit seinen gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und im Rahmen seiner gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten mit. Die Mitteilung enthält Informationen über den aktualisierten Anteil erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und alle relevanten Daten zum Nachweis, dass die Bedingungen gemäß Absatz 1 Buchstaben a und b des vorliegenden Artikels erfüllt sind.

Die Kommission überwacht die Lage in den Mitgliedstaaten, denen eine Verringerung gewährt wird, um zu überprüfen, ob die in Absatz 1 Buchstaben a und b genannten Bedingungen kontinuierlich erfüllt sind.

▼B

Artikel 23

Einbeziehung erneuerbarer Energie im Bereich Wärme- und Kälte

▼M2

(1) Um die Nutzung erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor zu fördern, erhöht jeder Mitgliedstaat den Anteil der erneuerbaren Energie in diesem Sektor jährlich um mindestens 0,8 Prozentpunkte (für den Zeitraum 2021-2025) bzw. 1,1 Prozentpunkte (für den Zeitraum 2026-2030) gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energie im Wärme- und Kältesektor im Jahr 2020, wobei die Prozentpunkte jeweils als Jahresdurchschnitt für den Zeitraum 2021-2025 bzw. den Zeitraum 2026-2030 ermittelt, als Anteil am nationalen Bruttoendenergieverbrauch ausgedrückt und nach der in Artikel 7 genannten Methode berechnet werden.

Die Mitgliedstaaten können Abwärme und -kälte bis zu einer Obergrenze von 0,4 Prozentpunkten auf die in Unterabsatz 1 genannten durchschnittlichen jährlichen Erhöhungen anrechnen. Entscheiden sie sich dafür, so erhöht sich die durchschnittliche jährliche Erhöhung um die Hälfte der Prozentpunkte der verbrauchten Abwärme und -kälte bis zu einer Obergrenze von 1,0 angerechneten Prozentpunkten für den Zeitraum 2021-2025 und von 1,3 angerechneten Prozentpunkten für den Zeitraum 2026-2030.

Die Mitgliedstaaten unterrichten die Kommission über ihre Absicht, Abwärme und -kälte und die geschätzte Menge in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimapläne gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 anzurechnen. Zusätzlich zu den mindestens erforderlichen jährlichen Erhöhungen gemäß Unterabsatz 1 dieses Absatzes bemüht sich jeder Mitgliedstaat darum, den Anteil erneuerbarer Energie in seinem Wärme- und Kältesektor um den in Anhang Ia dieser Richtlinie genannten zusätzlichen Richtwert in Prozentpunkten zu erhöhen.

Die Mitgliedstaaten können für die Wärme- und Kälteversorgung genutzte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bis zu einer Obergrenze von 0,4 Prozentpunkten auf die jährlichen durchschnittlichen Erhöhungen gemäß Unterabsatz 1 anrechnen, sofern der Wirkungsgrad der Wärme- und Kälteerzeugungsanlage über 100 % liegt. Beschließen sie dies, so erhöht sich die durchschnittliche jährliche Erhöhung um die Hälfte der Prozentpunkte jener Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bis zu einer Obergrenze von 1,0 Prozentpunkten für den Zeitraum 2021- 2025 und von 1,3 Prozentpunkten für den Zeitraum 2026-2030.

Die Mitgliedstaaten unterrichten die Kommission von ihrer Absicht, Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die von Wärme- und Kälteerzeugern, deren Wirkungsgrad mehr als 100 % beträgt, für die Wärme- und Kälteversorgung genutzt wird, auf die jährliche Erhöhung gemäß Unterabsatz 1 dieses Absatzes anzurechnen. Die Mitgliedstaaten nehmen die geschätzten Kapazitäten an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen von Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen, deren Wirkungsgrad mehr als 100 % beträgt, in ihre integrierten nationalen Energie- und Klimapläne auf, die gemäß Artikel 3 und Artikel 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingereicht werden. Die Mitgliedstaaten nehmen die Menge an erneuerbarer Energie, die für Heizung und Kühlung aus Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen verwendet wird, deren Wirkungsgrad über 100 % liegt, in ihre gemäß Artikel 17 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichte auf.

▼M2

(1a) Zur Berechnung des Anteils von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, der für die Zwecke von Absatz 1 für die Wärme- und Kälteversorgung genutzt wird, legen die Mitgliedstaaten den durchschnittlichen Anteil der in ihrem Hoheitsgebiet in den beiden vorangegangenen Jahren gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zugrunde.

(1b) 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; soweit angezeigt, analysieren sie dabei auch Bereiche, die bei der Nutzung mit einem geringen ökologischen Risiko verbunden sind, sowie das Potenzial kleinerer Projekte im Bereich der Privathaushalte. Bei dieser Bewertung wird die verfügbare und wirtschaftlich tragfähige Technologie für industrielle und häusliche Anwendungen berücksichtigt, um Zwischenziele und Maßnahmen für die Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Wärme- und Kälteversorgung und, soweit dies angezeigt ist, die Nutzung von Abwärme und -kälte durch Fernwärme- und Fernkälteversorgung festzulegen und so dazu beizutragen, eine langfristige nationale Strategie zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und der Luftverschmutzung, die auf die Wärme- und Kälteversorgung zurückgehen, zu erstellen. Diese Bewertung ist gemäß dem Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ durchzuführen und in die gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne aufzunehmen und zusammen mit der umfassenden Bewertung des Potenzials für den Einsatz der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung gemäß Artikel 14 Absatz 1 der Richtlinie 2012/27/EU vorzulegen.

▼B

(2) ►M2 Für die Zwecke von Absatz 1 dieses Artikels gilt für die Berechnung des Anteils jedes Mitgliedstaats an der Energie aus erneuerbaren Quellen im Wirtschaftszweig Wärme und Kälte und seiner durchschnittlichen jährlichen Steigerung gemäß dem genannten Absatz, einschließlich der zusätzlichen angestrebten Erhöhung gemäß Anhang Ia, dass die Mitgliedstaaten ◄

▼M2

_____

▼B

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.

▼M2

Die Mitgliedstaaten informieren insbesondere Eigentümer bzw. Mieter von Gebäuden und KMU über kosteneffiziente Maßnahmen und Finanzinstrumente zur besseren Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in den Wärme- und Kältesystemen. Die Mitgliedstaaten stellen diese Informationen über zugängliche und transparente Beratungsinstrumente zur Verfügung.

▼B

(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.

▼M2

(4) Die Mitgliedstaaten streben an, die in Absatz 1 Unterabsatz 1 genannte durchschnittliche jährliche Steigerung mithilfe von mindestens zwei der folgenden Maßnahmen umzusetzen:

a) physische Beimischung von Energie aus erneuerbaren Quellen oder Abwärme und -kälte zu Energiequellen und Brennstoffen für die Wärme- und Kälteversorgung;

b) die Installation hocheffizienter Wärme- und Kältesysteme auf der Grundlage erneuerbarer Energie in Gebäuden, der Anschluss von Gebäuden an effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme oder die Nutzung von erneuerbarer Energie oder von Abwärme und -kälte für industrielle Wärme- und Kälteprozesse;

c) Maßnahmen, die handelbaren Zertifikaten unterliegen, anhand deren die Einhaltung der Verpflichtung gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 durch die Förderung von Installationsmaßnahmen gemäß Buchstabe b nachgewiesen wird, die von einem anderen Wirtschaftsteilnehmer wie beispielsweise einem unabhängigen Installateur von Technik für erneuerbare Energie oder einem Energiedienstleistungsunternehmen, das Installationsdienstleistungen im Bereich erneuerbare Energie erbringt, durchgeführt wurden;

d) Kapazitätsaufbau bei nationalen, regionalen und lokalen Behörden mit Blick auf die Erfassung des lokalen Potenzials für die Wärme- und Kälteversorgung mit Energie aus erneuerbaren Quellen sowie auf die Planung, Umsetzung und Beratung in Bezug auf Projekte und Infrastrukturen im Bereich erneuerbare Energie;

e) Festlegung von Regelungen zur Risikobegrenzung, um die Kapitalkosten für Projekte im Bereich der Wärme- und Kälteversorgung und der Abwärme- und Abkälteversorgung mit Energie aus erneuerbaren Quellen zu senken, unter anderem durch die Bündelung kleinerer Projekte und die in stärkerem Maße ganzheitliche Verknüpfung dieser Projekte mit anderen Energieeffizienz- und Gebäudesanierungsmaßnahmen;

f) Förderung von Verträgen über die Wärme- und Kälteversorgung mit Energie aus erneuerbaren Quellen für Unternehmenskunden und Verbrauchergemeinschaften;

g) Regelungen für den geplanten Ersatz auf fossile Brennstoffe gestützter Wärmequellen und nicht mit der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vereinbarer Heizsysteme oder Regelungen für den allmählichen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen, einschließlich Zwischenzielen;

▼M2

h) Anforderungen auf lokaler und regionaler Ebene für eine auf Energie aus erneuerbaren Quellen gestützte Wärmeversorgung, einschließlich der Kälteversorgung;

i) Förderung der Erzeugung von Biogas und dessen Einspeisung in das Gasnetz anstelle seiner Nutzung für die Elektrizitätserzeugung;

j) Maßnahmen zur Förderung der Integration von Wärmeenergiespeichertechnologie in Wärme- und Kältesysteme;

k) Förderung von auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Fernwärme- und Fernkältenetzen, insbesondere durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, unter anderem durch Regulierungsmaßnahmen, Finanzierungsvereinbarungen und Unterstützung;

l) andere politische Maßnahmen mit entsprechender Wirkung, einschließlich steuerlicher Maßnahmen, Förderregelungen oder anderer finanzieller Anreize, mit denen die Installation von Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen und der Ausbau von Energienetzen, die Energie aus erneuerbaren Quellen für die Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden und in der Industrie liefern, unterstützt werden;

Wenn die Mitgliedstaaten diese Maßnahmen beschließen und umsetzen, stellen sie sicher, dass sie allen Verbrauchern zugänglich sind, insbesondere Verbrauchern in einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten, die das zur Nutzung der Vorteile nötige Startkapital andernfalls nicht aufbringen könnten.

▼B

(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.

▼B

Artikel 24

Fernwärme und -kälte

▼M2

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass den Endverbrauchern in leicht zugänglicher Form, beispielsweise auf Rechnungen, den Websites der Anbieter und auf Anfrage, Informationen über die Gesamtenergieeffizienz und den Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen in ihren Fernwärme- und Fernkältesystemen bereitgestellt werden. Die Informationen zum Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen müssen mindestens den Prozentsatz am Bruttoendenergieverbrauch der Wärme- und Kälteversorgung für die Kunden eines bestimmten Fernwärme- und Fernkältesystems umfassen, einschließlich Angaben darüber, wie viel Energie eingesetzt wurde, um dem Kunden oder Endverbraucher eine Wärmeeinheit zu liefern.

▼B

(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.

▼M2

(4) Die Mitgliedstaaten 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 im Jahr 2020 eine Steigerung um einen Richtwert von 2,2 Prozentpunkten an, die jahresdurchschnittlich für den Zeitraum 2021-2030 berechnet wird, und legen die dazu erforderlichen Maßnahmen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen fest, die gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegt wurden. Der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen wird als Anteil am Bruttoendenergieverbrauch in der Fernwärme- und Fernkälteversorgung angegeben, angepasst an normale durchschnittliche klimatische Bedingungen.

Die Mitgliedstaaten können Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die für Fernwärme und -kälte genutzt wird, auf den jährlichen durchschnittlichen Anstieg gemäß Unterabsatz 1 anrechnen.

▼M2

Die Mitgliedstaaten unterrichten die Kommission von ihrer Absicht, Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die für Fernwärme und -kälte genutzt wird, auf die jährliche Erhöhung gemäß Unterabsatz 1 dieses Absatzes anzurechnen. Die Mitgliedstaaten nehmen die geschätzten Kapazitäten an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen für Fernwärme und -kälte in ihre integrierten nationalen Energie- und Klimapläne auf, die gemäß Artikel 3 und Artikel 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingereicht werden. Die Mitgliedstaaten geben in ihren integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichte, die sie gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorlegen, die Menge an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen an, die für Fernwärme und -kälte verbraucht wird.

(4a) Zur Berechnung des Anteils von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die für die Zwecke von Absatz 4 für Fernwärme und -kälte genutzt wird, legen die Mitgliedstaaten den durchschnittlichen Anteil des in ihrem Hoheitsgebiet in den beiden vorangegangenen Jahren gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zugrunde.

Die Mitgliedstaaten, in denen der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen und Abwärme und -kälte im Bereich Fernwärme und -kälte über 60 % beträgt, können diesen Anteil auf die durchschnittliche jährliche Steigerung gemäß Absatz 4 Unterabsatz 1 anrechnen. Die Mitgliedstaaten, in denen der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen und Abwärme und -kälte im Bereich Fernwärme und -kälte über 50 % und bis zu 60 % beträgt, können diesen Anteil als Erfüllung der Hälfte der durchschnittlichen jährlichen Erhöhung gemäß Absatz 4 Unterabsatz 1 anrechnen.

Die Mitgliedstaaten legen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen, die gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegt werden, die Maßnahmen fest, die erforderlich sind, um die durchschnittliche jährliche Steigerung gemäß Absatz 4 Unterabsatz 1 dieses Artikels zu erzielen.

„(4b) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Betreiber von Fernwärme- und Fernkältesystemen mit einer Kapazität von mehr als 25 MWh dazu angehalten werden, Drittanbietern von Energie aus erneuerbaren Quellen und Abwärme und -kälte Zugang zum Netz zu gewähren, oder dass sie dazu angehalten werden, Drittanbietern anzubieten, deren Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen oder Abwärme und -kälte zu kaufen und in das Netz einzuspeisen — auf der Grundlage von durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten festgelegten diskriminierungsfreien Kriterien —, wenn diese Betreiber

a) der Nachfrage neuer Kunden entsprechen müssen oder

b) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten ersetzen müssen oder

c) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten erweitern müssen.“

(5) Die Mitgliedstaaten können es dem Betreiber eines Fernwärme- oder Fernkältesystems gestatten, einem Drittanbieter in den folgenden Fällen den Zugang zu verweigern und den Kauf von Wärme oder Kälte von diesem Drittanbieter abzulehnen:

a) Das System verfügt aufgrund anderer Einspeisungen von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder von Abwärme und -kälte nicht über die nötige Kapazität;

▼M2

b) die Wärme oder Kälte des Drittanbieters erfüllt nicht die technischen Voraussetzungen, die für die Einspeisung und für den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Fernwärme- oder Fernkältesystems erforderlich sind;

c) der Betreiber kann nachweisen, dass die Ausgaben der Endkunden für die Wärme- bzw. Kälteversorgung im Vergleich zu den Kosten der Nutzung der wichtigsten Wärme- oder Kältebezugsquelle vor Ort, mit der die erneuerbare Quelle oder Abwärme und -kälte konkurrieren würde, übermäßig steigen würden, wenn er den Zugang gewähren würde;

d) das System des Betreibers ist ein effizientes Fernwärme- und -Fernkältekältesystem.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der Betreiber eines Fernwärme- und Fernkältesystems in den Fällen, in denen er einem Wärme- oder Kälteanbieter die Einspeisung gemäß Unterabsatz 1 verweigert, die zuständige Behörde über die Gründe für die Verweigerung informiert und ihr mitteilt, welche Bedingungen erfüllt und welche Maßnahmen im System getroffen werden müssten, um die Einspeisung zu ermöglichen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ein geeignetes Verfahren vorhanden ist, um gegen eine ungerechtfertigte Verweigerung vorzugehen.

(6) Die Mitgliedstaaten richten erforderlichenfalls einen Rahmen für die Koordinierung zwischen den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen und den möglichen Quellen von Abwärme und -kälte in der Industrie und dem tertiären Sektor ein, um die Nutzung von Abwärme und -kälte zu erleichtern. Dieser Koordinierungsrahmen muss den Dialog mindestens zwischen den folgenden Akteuren in Bezug auf die Nutzung von Abwärme und -kälte sicherstellen, insbesondere zwischen:

a) den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen;

b) Unternehmen der Industrie oder des tertiären Sektors, die Abwärme und -kälte erzeugen, die über Fernwärme- und Fernkältesysteme wirtschaftlich zurückgewonnen werden kann, z. B. Rechenzentren, Industrieanlagen, große Geschäftsgebäude, Energiespeicheranlagen und der öffentliche Verkehr;

c) lokalen Behörden, die für die Planung und Genehmigung von Energieinfrastruktur zuständig sind;

d) wissenschaftlichen Sachverständigen, die sich mit Fernwärme- und Fernkältesystemen befassen, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen;

e) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die an der Wärme- und Kälteerzeugung beteiligt sind.

▼B

(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.

▼M2

(8) Die Mitgliedstaaten richten einen Rahmen ein, innerhalb dessen die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen in ihrem jeweiligen Gebiet mindestens alle vier Jahre eine Bewertung des Potenzials der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung von Regelreserve- und anderen Systemleistungen vornehmen, darunter Laststeuerung und thermische Speicherung überschüssiger Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, und innerhalb dessen sie prüfen, ob die Nutzung des ermittelten Potenzials gegenüber alternativen Lösungen ressourcenschonender und kostengünstiger wäre.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Betreiber von Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen die Ergebnisse der Bewertung gemäß Unterabsatz 1 bei der Netzplanung, bei Netzinvestitionen und bei der Infrastrukturentwicklung in ihrem jeweiligen Gebiet angemessen berücksichtigen.

Die Mitgliedstaaten erleichtern die Abstimmung zwischen den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen und den Betreibern von Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, damit die Betreiber von Fernwärme- und Fernkältesystemen über Regelreserve-, Speicherungs- und sonstige Flexibilitätsleistungen, etwa Nachfragesteuerung, an ihren Elektrizitätsmärkten teilnehmen können.

Die Mitgliedstaaten können die Bewertungs- und Koordinierungspflichten nach den Unterabsätzen 1 und 3 auch den Betreibern von Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen auferlegen, einschließlich Wasserstoffnetzen und anderer Energienetze.

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

(10) Ein Mitgliedstaat muss die Absätze 2 bis 9 nicht anwenden, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

a) Der Anteil seiner Fernwärme und -kälte betrug zum 24. Dezember 2018 höchstens 2 % des Bruttoendenergieverbrauchs im Wirtschaftszweigs Wärme und Kälte;

b) er erhöht den Anteil seiner Fernwärme- und Fernkälteversorgung auf über 2 % des Bruttoendenergieverbrauchs des Wirtschaftszweigs Wärme und Kälte zum 24. Dezember 2018, indem er auf der Grundlage seines nationalen Energie- und Klimaplans, der gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 und nach der Verordnung (EU) 2018/1999 und der in Artikel 23 Absatz 1b der vorliegenden Richtlinie genannten Bewertung vorgelegt wurde, neue effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme aufbaut;

c) 90 % des Bruttoendenergieverbrauchs in Fernwärme- und Fernkältesystemen entfallen auf effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme.

Artikel 25

Erhöhung der erneuerbaren Energie und Verringerung der Treibhausgasintensität im Verkehr

(1) Jeder Mitgliedstaat verpflichtet Kraftstoffanbieter, dafür zu sorgen, dass

▼M2

a) die Menge der Kraftstoffe und der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die dem Verkehr bereitgestellt werden,

   i) bis 2030 zu einem Mindestanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Verkehr von 29 % führt, oder

   ii) bis 2030 im Einklang mit einem von dem Mitgliedstaat festgelegten ungefähren Zielpfad zu einer Verringerung der Treibhausgasintensität um mindestens 14,5 % gegenüber dem in Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b genannten Ausgangswert führt;

b) der kombinierte Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A genannten Rohstoffen und aus erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs hergestellt wurden, an der Energieversorgung des Verkehrs 2025 mindestens 1 % und 2030 mindestens 5,5 % beträgt, wovon der Anteil erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs 2030 mindestens einem Prozentpunkt entspricht.

Die Mitgliedstaaten werden dazu angehalten, auf nationaler Ebene differenzierte Ziele für fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, und für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs festzulegen, um die in Unterabsatz 1 Buchstabe b dieses Absatzes festgelegte Verpflichtung so zu erfüllen, dass die Entwicklung beider Kraftstoffarten gefördert werden und deren Entwicklung ausgeweitet wird.

Die Mitgliedstaaten mit Seehäfen wirken darauf hin, dass der Anteil erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs an der Gesamtmenge der dem Seeverkehrssektor gelieferten Energie ab 2030 mindestens 1,2 % beträgt.

Die Mitgliedstaaten melden in ihren integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten gemäß Artikel 17 der Verordnung (EU) 2018/1999 den Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch im Verkehr, darunter im Seeverkehrssektor, sowie die Verringerung ihrer Treibhausgasintensität.

Wird die Liste der Rohstoffe in Anhang IX Teil A gemäß Artikel 28 Absatz 6 geändert, können die Mitgliedstaaten ihren Mindestanteil an den aus diesen Rohstoffen hergestellten, fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas an der Energieversorgung des Verkehrs entsprechend erhöhen.

(2) Für die Berechnung der Zielvorgaben gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a und der in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b genannten Anteile

a) müssen die Mitgliedstaaten erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs auch berücksichtigen, wenn sie als Zwischenprodukte für die Herstellung von Folgendem genutzt werden:

   i) konventionellen Kraftstoffen für den Verkehr oder

   ii) Biokraftstoffen, vorausgesetzt, dass die durch die Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs erzielte Verringerung der Treibhausgasemissionen nicht bei der Berechnung der Treibhausgasemissionseinsparungen der Biokraftstoffe berücksichtigt wird;

▼M2

b) können die Mitgliedstaaten Biogas berücksichtigen, das in die nationale Gasfernleitungs- und Gasverteilungsinfrastruktur eingespeist wird.

(3) Bei der Berechnung der Zielvorgaben gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a können die Mitgliedstaaten wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe berücksichtigen.

Wenn die Mitgliedstaaten die Verpflichtung für Kraftstoffanbieter gestalten, können sie

a) Kraftstoffanbieter, die Elektrizität oder erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs bereitstellen, von der Verpflichtung ausnehmen, bei diesen Kraftstoffen den Mindestanteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt wurden, zu erreichen;

b) die Verpflichtung durch Maßnahmen festlegen, die auf Volumen, Energiegehalt oder Treibhausgasemissionen abzielen;

c) zwischen verschiedenen Energieträgern unterscheiden;

d) zwischen dem Seeverkehr und anderen Wirtschaftszweigen unterscheiden.

(4) Die Mitgliedstaaten richten einen Mechanismus ein, der es Kraftstoffanbietern auf ihrem Hoheitsgebiet ermöglicht, Gutschriften für die Bereitstellung erneuerbarer Energie für den Verkehr auszutauschen. Die Wirtschaftsteilnehmer, die erneuerbare Elektrizität über öffentliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge bereitstellen, erhalten Gutschriften, unabhängig davon, ob sie der von dem Mitgliedstaat für Kraftstoffanbieter festgelegten Verpflichtung unterliegen, und können diese Gutschriften an Kraftstoffanbieter verkaufen, die die Gutschriften zur Erfüllung der in Absatz 1 Unterabsatz 1 festgelegten Verpflichtung nutzen können. Die Mitgliedstaaten können private Ladepunkte in diesen Mechanismus einbeziehen, sofern nachgewiesen werden kann, dass die Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die diesen privaten Ladepunkten geliefert wird, ausschließlich Elektrofahrzeugen bereitgestellt wird.

▼B

Artikel 26

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

▼M2

(1) Bei der Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen eines Mitgliedstaats gemäß Artikel 7 und dem Mindestanteil an Energie aus erneuerbaren Quellen in einem Mitgliedstaat und der Zielvorgabe eines Mitgliedstaats für die Verringerung der Treibhausgasintensität gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a darf der Anteil von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie von im Verkehr verbrauchten Biomasse-Brennstoffen — sofern sie aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden — höchstens einen Prozentpunkt höher sein als ihr Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr im Jahr 2020 in diesem Mitgliedstaat, wobei der Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr in diesem Mitgliedstaat höchstens 7 % betragen darf.

▼B

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.

▼M2

Wenn der Anteil von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie im Verkehr verbrauchten Biomasse-Brennstoffen in einem Mitgliedstaat auf einen Anteil von unter 7 % begrenzt ist oder ein Mitgliedstaat beschließt, diesen Anteil weiter zu begrenzen, kann dieser Mitgliedstaat den Mindestanteil an Energie aus erneuerbaren Quellen oder die Zielvorgabe für die Verringerung der Treibhausgasintensität gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a vor dem Hintergrund des Beitrags, der mit diesen Kraftstoffen in Bezug auf den Mindestanteil an Energie aus erneuerbaren Quellen oder die Treibhausgasemissionseinsparungen geleistet worden wäre, entsprechend senken. Die Mitgliedstaaten legen für die Zielvorgabe für die Verringerung der Treibhausgasintensität die Annahme zugrunde, dass mit diesen Kraftstoffen 50 % der Treibhausgasemissionen eingespart werden.

(2) Bei der Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß Artikel 7 und des Mindestanteils an Energie aus erneuerbaren Quellen und der Zielvorgabe für die Verringerung der Treibhausgasintensität gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a 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 zertifiziert.

▼B

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.

▼M2

Die Kommission überprüft auf der Grundlage der besten verfügbaren wissenschaftlichen Daten bis zum 1. September 2023 die Kriterien, die mit dem in Unterabsatz 4 des vorliegenden Absatzes genannten delegierten Rechtsakt festgelegt wurden, und erlässt im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Kriterien erforderlichenfalls zu ändern, und diese Richtlinie zu ergänzen, 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 allmähliche Senkung ihres Beitrags zum Gesamtziel der Union nach Artikel 3 Absatz 1 und zum Mindestanteil an Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Zielvorgabe für die Verringerung der Treibhausgasintensität nach Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a aufzunehmen. Diese Überprüfung stützt sich auf eine überarbeitete Fassung des Berichts über die Ausweitung der Rohstoffe, der gemäß Unterabsatz 3 des vorliegenden Absatzes vorgelegt wurde. In diesem Bericht wird insbesondere bewertet, ob der Schwellenwert für den maximalen Prozentsatz der durchschnittlichen jährlichen Ausdehnung der weltweiten Produktionsfläche mit hohem Kohlenstoffbestand auf der Grundlage objektiver und wissenschaftlicher Kriterien unter Berücksichtigung der Klimaziele und -verpflichtungen der Union der Union gesenkt werden sollte.

Die Kommission ändert erforderlichenfalls die im Unterabsatz 4 genannten delegierten Rechtsakt festgelegten Kriterien gemäß Unterabsatz 4 auf der Grundlage der Ergebnisse dieser in Unterabsatz 5 genannten Bewertung. Die Kommission überprüft weiterhin alle drei Jahre nach Erlass des in Unterabsatz 4 genannten delegierten Rechtsakts die diesem delegierten Rechtsakt zugrunde liegenden Daten. Die Kommission aktualisiert den delegierten Rechtsakt erforderlichenfalls angesichts sich wandelnder Umstände und der neuesten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse.

Artikel 27

Berechnungsregeln für den Verkehr und im Hinblick auf erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, unabhängig von ihrem Endverbrauch

(1) Für die Berechnung der Verringerung der Treibhausgasintensität gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Ziffer ii gelten folgende Regeln:

a) Die Treibhausgasemissionseinsparungen werden wie folgt berechnet:

i) Bei Biokraftstoffen und Biogas durch Multiplikation der Liefermenge dieser Kraftstoffe an alle Verkehrsträger mit den gemäß Artikel 31 ermittelten Treibhausgasemissionseinsparungen;

ii) bei erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen durch Multiplikation der Liefermenge dieser Kraftstoffe an alle Verkehrsträger mit den Treibhausgasemissionseinsparungen, die im Einklang mit delegierten Rechtsakten gemäß Artikel 29a Absatz 3 ermittelt wurden;

iii) bei Elektrizität aus erneuerbaren Quellen durch Multiplikation der an alle Verkehrsträger gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen mit dem in Anhang V genannten Faktor EC_F (e) für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen.

▼M2

b) Der Ausgangswert gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Ziffer ii wird bis 31. Dezember 2030 durch Multiplikation der an den Verkehr gelieferten Menge an Energie mit dem in Anhang V genannten Faktor E_F (t) für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen berechnet; ab dem 1. Januar 2031 ist der Ausgangswert gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Ziffer ii die Summe aus

i) der Menge des Kraftstoffs, die an alle Verkehrsträger geliefert wurde, multipliziert mit dem in Anhang V festgelegten Faktor E_F (t) für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen;

ii) der Menge der Elektrizität, die an alle Verkehrsträger geliefert wurde, multipliziert mit dem in Anhang V festgelegten Faktor EC_F (e) für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen.

c) Die betreffenden Energiemengen werden wie folgt berechnet:

i) Bei der Berechnung der Menge der an den Verkehr gelieferten Energie werden die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen für den Verkehr verwendet;

ii) für die Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, gelten die jeweiligen Europäischen Normen zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen oder in Fällen, für die keine Europäische Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, die entsprechenden ISO-Normen;

iii) die Menge der an den Verkehr gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen wird durch Multiplikation der Menge der an diesen Wirtschaftszweig gelieferten Elektrizität mit dem durchschnittlichen Anteil der im Hoheitsgebiet des Mitgliedstaats in den vergangenen zwei Jahre gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bestimmt, es sei denn, dass die Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stammt und an den Verkehr geliefert wird, in diesem Fall wird die Elektrizität in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet und von mit Solarstrom betriebenen Elektrofahrzeugen erzeugte Elektrizität, die für die Bewegung des Fahrzeugs selbst verwendet wird, kann in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom angerechnet werden;

iv) der Anteil der Biokraftstoffe und des Biogases, die aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen erzeugt wurden, am Energiegehalt der Kraftstoffe und der Elektrizität, die an den Verkehr geliefert werden, ist außer in Zypern und Malta auf 1,7 % beschränkt;

d) Die mit der Nutzung erneuerbarer Energie verbundene Verringerung der Treibhausgasintensität wird durch Division der Treibhausgasemissionseinsparungen, die auf die Lieferung von Biokraftstoffen, Biogas, erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs und Elektrizität aus erneuerbaren Quellen an alle Verkehrsträger zurückzuführen sind, durch den Ausgangswert bestimmt. Die Mitgliedstaaten können wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe berücksichtigen.

▼M2

Die Mitgliedstaaten können den Grenzwert gemäß Unterabsatz 1 Buchstabe c Ziffer iv dieses Absatzes in begründeten Fällen unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit des in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffs erhöhen. Alle derartigen Erhöhungen sind der Kommission zusammen mit den Gründen mitzuteilen; alle derartigen Änderungen bedürfen der Genehmigung durch die Kommission.

(2) Für die Berechnung der in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Ziffer i und Absatz 1 Buchstabe b genannten Mindestanteile gelten die folgenden Regeln:

a) Bei der Berechnung des Nenners, d. h. der Menge der im Verkehr verbrauchten Energie, werden alle Kraftstoffe und die gesamte für den Verkehr bereitgestellte Elektrizität berücksichtigt.

b) Bei der Berechnung des Zählers, d. h. der Menge der im Verkehr verbrauchten Energie aus erneuerbaren Quellen für die Zwecke des Artikels 25 Absatz 1 Unterabsatz 1, wird der Energiegehalt aller für alle Verkehrsträger bereitgestellten Energiearten aus erneuerbaren Quellen, einschließlich im grenzübergreifenden Seeverkehr (Bunker), auf dem Gebiet jedes Mitgliedstaats berücksichtigt. Die Mitgliedstaaten können wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe berücksichtigen.

c) Der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, und erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs wird mit dem Doppelten ihres Energiegehalts veranschlagt.

d) Der Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen wird mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird, und kann mit dem Anderthalbfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für den Schienenverkehr bereitgestellt wird.

e) Als Anteil der fortschrittlichen Biokraftstoffe und des Biogases, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen erzeugt wurden, gilt bei Lieferungen an den Luft- und Seeverkehr das 1,2-Fache ihres Energiegehalts, und als Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs gilt bei Lieferungen an den Luft- und Seeverkehr das Anderthalbfache ihres Energiegehalts.

f) Der Anteil der Biokraftstoffe und des Biogases, die aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen erzeugt wurden, am Energiegehalt der Kraftstoffe und der Elektrizität, die an den Verkehr geliefert werden, ist außer in Zypern und Malta auf 1,7 % beschränkt.

g) Bei der Berechnung der Menge der an den Verkehr gelieferten Energie werden die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen für den Verkehr verwendet.

h) Für die Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, gelten die jeweiligen Europäischen Normen zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen oder in Fällen, für die keine Europäische Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, die entsprechenden ISO-Normen.

▼M2

i) Die Menge der an den Verkehr gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen wird durch Multiplikation der Menge der an diesen Wirtschaftszweig gelieferten Elektrizität mit dem durchschnittlichen Anteil der im Hoheitsgebiet des Mitgliedstaats in den vergangenen zwei Jahre gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bestimmt, es sei denn, dass Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stammt und an den Verkehr geliefert wird, in diesem Fall wird sie in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet und von mit Solarstrom betriebenen Elektrofahrzeugen erzeugte Elektrizität, die für die Bewegung des Fahrzeugs selbst verwendet wird, kann in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom angerechnet werden.

Die Mitgliedstaaten können den Grenzwert nach Unterabsatz 1 Buchstabe f dieses Absatzes erhöhen, wobei sie der Verfügbarkeit des in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffs Rechnung tragen. Alle diese Erhöhungen werden der Kommission zusammen mit einer Begründung mitgeteilt und bedürfen der Genehmigung durch die Kommission.

(3) Der Kommission wird die Befugnis übertragen, gemäß Artikel 35 delegierte Rechtsakte zur Änderung dieser Richtlinie zu erlassen, um die Obergrenze für den Anteil von Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, auf der Grundlage einer Bewertung der Verfügbarkeit von Rohstoffen anzupassen. Der Grenzwert muss mindestens 1,7 % betragen. Erlässt die Kommission einen delegierten Rechtsakt, so gilt die festgelegte Obergrenze auch für die Mitgliedstaaten, die von der Kommission die Genehmigung erhalten haben, die Obergrenze nach einem Übergangszeitraum von fünf Jahren gemäß Absatz 1 Unterabsatz 2 oder Absatz 2 Unterabsatz 2 des vorliegenden Artikels zu erhöhen, unbeschadet des Rechts des Mitgliedstaats, diese neue Obergrenze früher anzuwenden. Die Mitgliedstaaten können bei der Kommission beantragen, eine neue Genehmigung für eine Anhebung gegenüber der im delegierten Rechtsakt festgelegten Obergrenze gemäß Absatz 1 Unterabsatz 2 oder Absatz 2 Unterabsatz 2 zu erhalten.

(4) Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch Anpassung der Kraftstoffe für den Verkehr und deren Energiegehalt nach Anhang III gemäß dem wissenschaftlichen und technischen Fortschritt zu ändern.

(5) Für die Zwecke der Berechnungen nach Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b und Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstabe a wird davon ausgegangen, dass der Anteil der an den Seeverkehr gelieferten Energie am Bruttoendenergieverbrauch dieses Mitgliedstaats nicht mehr als 13 % beträgt. Für Zypern und Malta wird davon ausgegangen, dass der Anteil der im Seeverkehr verbrauchten Energie nicht über 5 % des Bruttoendenergieverbrauchs dieser Mitgliedstaaten liegt. Dieser Absatz gilt bis zum 31. Dezember 2030.

(6) Wenn Elektrizität entweder direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs genutzt wird, wird der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Produktionsland zur Bestimmung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen verwendet.

▼M2

Hingegen kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stammt und die für die Produktion von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs eingesetzt wird, in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn die Anlage

a) nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die erneuerbare Brennstoffe 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 Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn sie ausschließlich aus erneuerbaren Quellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften von Energie aus erneuerbaren Quellen aufweist sowie sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal und nur in einem Endverbrauchswirtschaftszweig angerechnet 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 Methode der Union, in der detaillierte Vorschriften zur Einhaltung der Anforderungen von Unterabsatz 2 und 3 dieses Absatzes durch Wirtschaftsteilnehmer festgelegt werden, zu ergänzen.

Bis zum 1. Juli 2028 legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor, in dem die Auswirkungen der gemäß dem Unterabsatz 4 festgelegten gemeinsamen Methode der Union bewertet werden, einschließlich der Auswirkungen der Zusätzlichkeit und der zeitlichen und geografischen Korrelation auf die Produktionskosten, die Einsparungen von Treibhausgasemissionen und das Energiesystem.

In diesem Bericht der Kommission werden insbesondere die Auswirkungen auf die Verfügbarkeit und Erschwinglichkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für die Sektoren Industrie und Verkehr und auf die Fähigkeit der Union, ihre Ziele für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs zu erreichen, unter Berücksichtigung der Strategie der Union für importierten Wasserstoff und einheimischen Wasserstoff gemäß Artikel 22a bewertet und gleichzeitig der Anstieg der Treibhausgasemissionen im Wirtschaftszweig Elektrizitätserzeugung und im Energiesystem insgesamt minimiert. Stellt sich aufgrund des Berichts heraus, dass die Anforderungen nicht ausreichen, um eine ausreichende Verfügbarkeit und Erschwinglichkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs für die Sektoren Industrie und Verkehr zu sorgen, und dass sie nicht wesentlich zu Treibhausgasemissionseinsparungen, zur Integration des Energiesystems und zur Verwirklichung der für 2030 festgelegten Ziele der Union für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs beitragen, so überprüft die Kommission die gemeinsame Methode der Union und erlässt erforderlichenfalls einen delegierten Rechtsakt gemäß Artikel 35, in dem sie die Methode durch die notwendigen Anpassungen der in den Unterabsätzen 2 und 3 des vorliegenden Absatzes festgelegten Kriterien ändert, um den Ausbau der Wasserstoffindustrie zu begünstigen.

▼B

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.

▼M2

_____

(5) Die Kommission erlässt bis zum 30. Juni 2024 gemäß Artikel 35 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Richtlinie, in denen sie eine Methode für die Ermittlung des Anteils von Biokraftstoffen und Biogas im Verkehr festlegt, die durch die Verarbeitung von Biomasse in einem gemeinsamen Verfahren mit fossilen Brennstoffen gewonnen werden.

▼B

(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.

▼M2

(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 1 Buchstabe b der vorliegenden Richtlinie festgelegte Verpflichtung bezüglich fortschrittlicher Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A der vorliegenden 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 1 Buchstabe b festgelegten Verpflichtung bezüglich fortschrittlicher Biokraftstoffe und Biogas, die aus Anhang IX dieser Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, gegebenenfalls einen Vorschlag vor.

▼B

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:

▼M2

a) Beitrag zu den Anteilen der Energie aus erneuerbaren Quellen in den Mitgliedstaaten und zu den in Artikel 3 Absatz 1, Artikel 15a Absatz 1, Artikel 22a Absatz 1, Artikel 23 Absatz 1, Artikel 24 Absatz 4 und Artikel 25 Absatz 1 festgelegten Zielvorgaben;

▼B

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.

▼M2

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 Treibhausgasemissionseinsparungen erfüllen, um für die in Buchstabe a, b und c des Unterabsatzes 1 des vorliegenden Absatzes genannten Zwecke berücksichtigt zu werden. Im Fall der Verwendung gemischter Abfälle können die Mitgliedstaaten von den Betreibern verlangen, dass sie Sortiersysteme für gemischte Abfälle anwenden, die dazu dienen, fossile Materialien zu entfernen. 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.

▼B

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

▼M2

Biomasse-Brennstoffe müssen die in den Absätzen 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen erfüllen, wenn sie in folgenden Anlagen verwendet werden:

a) Im Fall fester Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme und Kälte mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 7,5 MW oder mehr;

b) im Fall gasförmiger Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme und Kälte mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr;

c) im Fall von Anlagen zur Erzeugung gasförmiger Biomasse-Brennstoffe mit folgender durchschnittlicher Biomethan-Durchflussrate:

   i) einer Durchflussrate von mehr als 200 m^3/h Methan-Äquivalent, gemessen bei Standardtemperatur- und Standarddruckbedingungen, nämlich 0 °C und 1 bar Luftdruck;

   ii) besteht das Biogas aus einer Mischung aus Methan und nicht brennbarem anderen Gas, wird der unter Ziffer i genannte Schwellenwert für die Methan-Durchflussrate proportional zum Volumenanteil von Methan in der Mischung neu berechnet.

Die Mitgliedstaaten können die Kriterien für die Nachhaltigkeit und für die Treibhausgasemissionseinsparungen auch auf Anlagen mit geringerer Gesamtfeuerungswärmeleistung oder einer geringeren Methan-Durchflussrate anwenden.

▼B

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.

▼M2

(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, also nicht auf Flächen, die im oder nach dem Januar 2008 folgenden Status hatten, und zwar unabhängig davon, ob die Flächen diesen Status nach wie vor 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 und Altwälder gemäß der Definition des Landes, in dem sich der Wald befindet;

▼M2

b) Wald mit großer biologischer Vielfalt oder andere bewaldete Flächen, die artenreich und nicht degradiert sind und 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, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief; oder

ii) für den Schutz seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten, die in internationalen Übereinkommen 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 Unterabsatz 1, 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 des Menschen 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 des Menschen 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 biologischer Vielfalt erforderlich ist, oder

e) Heideland.

Sind die Bedingungen des Absatzes 6 Buchstabe a Ziffern vi und vii nicht erfüllt, so gilt Unterabsatz 1 des vorliegenden Absatzes mit Ausnahme von Buchstabe c auch für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse.

Die Kommission kann Durchführungsrechtsakte erlassen, um die Kriterien zur Bestimmung des Grünlands, das in Unterabsatz 1 Buchstabe d des vorliegenden Absatzes fällt, weiter zu präzisieren. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

▼B

(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

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.

▼M2

Sind die Bedingungen gemäß Absatz 6 Buchstabe a Ziffern vi und vii nicht erfüllt, so gelten Unterabsatz 1 des vorliegenden Absatzes mit Ausnahme von Buchstaben b und c und Unterabsatz 2 des vorliegenden Absatzes auch für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse.

(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. Sind die Bedingungen gemäß Absatz 6 Buchstabe a Ziffern vi und vii nicht erfüllt, so gilt dieser Absatz auch für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse.

▼B

(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;

▼M2

iii) Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Behörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind bzw. wurden, auch in Feuchtgebieten, auf Grasland, Heideland und auf Torfmoorflächen, werden mit dem Ziel geschützt, die biologische Vielfalt zu erhalten und die Zerstörung von Lebensräumen zu verhindern;

▼M2

iv) bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt gemäß den Grundsätzen der nachhaltigen Forstwirtschaft geachtet, um nachteilige Auswirkungen zu verhindern, wobei die Ernte von Stümpfen und Wurzeln, eine Schädigung von Primärwäldern und Altwäldern gemäß der Definition des Landes, in dem sich der Wald befindet, oder deren Umwandlung zu Plantagenwäldern sowie die Ernte auf anfälligen Böden zu vermeiden sind, bei der Ernte werden die in dem Land, in dem sich der Wald befindet, festgelegten Schwellenwerte für große Kahlschläge und örtlich und ökologisch angemessene Schwellenwerte für die Entnahme von Totholz eingehalten, und die Ernte wird unter Einhaltung von Anforderungen durchgeführt, Einschlagssysteme zu nutzen, die die nachteiligen Auswirkungen auf die Bodenqualität etwa durch Bodenverdichtung sowie auf die Merkmale der biologischen Vielfalt und die Lebensräume minimieren;

▼B

v) durch die Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert;

▼M2

vi) Wälder, in denen die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wird, stammen nicht von den Flächen, die den in Absatz 3 Buchstaben a, b, d und e, Absatz 4 Buchstabe a bzw. Absatz 5 genannten Status haben, und zwar unter denselben Bedingungen für die Bestimmung des Status der Flächen gemäß diesen Absätzen, und

vii) Anlagen, die Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse herstellen, stellen für die Zwecke der gemäß Artikel 30 Absatz 3 durchgeführten Audits eine durch interne Verfahren auf Unternehmensebene untermauerte Zuverlässigkeitserklärung aus, dass die forstwirtschaftliche Biomasse nicht von den in Ziffer vi dieses Unterabsatzes genannten Flächen stammt.

▼B

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;

▼M2

iii) Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Behörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind bzw. wurden, auch in Feuchtgebieten, auf Grasland, Heideland und auf Torfmoorflächen, werde mit dem Ziel geschützt, die biologische Vielfalt zu erhalten und die Zerstörung von Lebensräumen zu verhindern, es sei denn, es wird der Nachweis dafür erbracht, dass die Ernte des Rohstoffs diesen Naturschutzzwecken nicht zuwiderläuft;

▼M2

iv) bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt gemäß den Grundsätzen der nachhaltigen Forstwirtschaft geachtet, um nachteilige Auswirkungen zu verhindern, wobei die Ernte von Stümpfen und Wurzeln, eine Schädigung von Primärwäldern und Altwäldern gemäß der Definition des Landes, in dem sich der Wald befindet, oder deren Umwandlung zu Plantagenwäldern sowie die Ernte auf anfälligen Böden zu vermeiden sind; dass bei der Ernte die in dem Land, in dem sich der Wald befindet, festgelegten Schwellenwerte für große Kahlschläge und örtlich und ökologisch angemessene Schwellenwerte für die Entnahme von Totholz einzuhalten sind, und dass bei der Ernte Anforderungen vorzusehen, Einschlagssysteme zu nutzen, die die nachteiligen Auswirkungen auf die Bodenqualität etwa durch Bodenverdichtung sowie auf die Merkmale der biologischen Vielfalt und die Lebensräume minimieren, und

▼B

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:

▼C1

a) Das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und

i) 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 beabsichtigen nationalen Beitrags angerechnet wird; oder

ii) hat 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 sorgt für Nachweise, dass die für den LULUCF-Sektor gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau;

▼B

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.

▼M2

(7a) Die Herstellung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen aus heimischer forstwirtschaftlicher Biomasse muss mit den Verpflichtungen und Zielvorgaben der Mitgliedstaaten gemäß Artikel 4 der Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) sowie mit den Strategien und Maßnahmen in Einklang stehen, die die Mitgliedstaaten in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen beschrieben haben.

(7b) Als Teil ihres endgültigen aktualisierten integrierten nationalen Energie- und Klimaplans, der gemäß Artikel 14 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 bis zum 30. Juni 2024 vorzulegen ist, nehmen die Mitgliedstaaten Folgendes auf:

a) eine Bewertung des inländischen Angebots an für energetische Zwecke verfügbarer forstwirtschaftlicher Biomasse für den Zeitraum 2021-2030 gemäß den in diesem Artikel festgelegten Kriterien;

b) eine Bewertung der Vereinbarkeit der prognostizierten Nutzung forstwirtschaftlicher Biomasse zur Energieerzeugung mit den Zielen und Haushaltsplänen der Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2026 bis 2030 gemäß Artikel 4 der Verordnung (EU) 2018/841; und

c) eine Beschreibung der nationalen Maßnahmen und Strategien, mit denen die Vereinbarkeit mit diesen Zielen und Budgets sichergestellt wird.

Die Mitgliedstaaten erstatten der Kommission im Rahmen ihrer gemäß Artikel 17 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichte über die unter Buchstabe c Unterabsatz 1 dieses Absatzes genannten Maßnahmen und Strategien Bericht.

▼B

(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

([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 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).

▼B

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;

▼M2

d) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen, die Biomasse-Brennstoffe nutzen und nach dem 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, mindestens 80 %;

e) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung ≥ 10 MW, die Biomasse-Brennstoffe nutzen und zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, mindestens 70 % bis zum 31. Dezember 2029 und mindestens 80 % bis zum 1. Januar 2030;

f) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 10 MW oder weniger, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe nutzen und zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, mindestens 70 % bis sie 15 Jahre lang in Betrieb waren und mindestens 80 % nachdem sie 15 Jahre in Betrieb waren;

g) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung ≥ 10 MW, die Biomasse-Brennstoffe nutzen und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden, mindestens 80 % nachdem 15 Jahren in Betrieb waren, frühestens ab dem 1. Januar 2026 und spätestens ab dem 31. Dezember 2029;

h) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 10 MW oder weniger, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe nutzen und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden, mindestens 80 % nachdem sie 15 Jahre in Betrieb waren und frühestens ab dem 1. Januar 2026.

▼B

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.

▼B

(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 CO_2 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.

([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).

▼B

(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 Nachhaltigkeitserwägungen 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

▼M2

a) Anlagen, die sich in einem der in Artikel 349 AEUV aufgeführten Gebiete in äußerster Randlage befinden, soweit diese Anlagen Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus Biomasse-Brennstoffen und flüssige Biobrennstoffe oder Biokraftstoffe produzieren, und

b) in den Anlagen gemäß Buchstabe a dieses Unterabsatzes eingesetzte Biomasse-Brennstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie in diesen Anlagen produzierte Biokraftstoffe, ungeachtet des Ursprungsortes dieser Biomasse, sofern diese anderen Kriterien durch ihren Zweck, nämlich des Zugangs zu sicherer Energie und der nahtlosen Einführung der Kriterien gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 und 11 dieses Artikels in dem betreffenden Gebiet in äußerster Randlage, objektiv gerechtfertigt sind und somit Anreize für den Übergang von fossilen Brennstoffen zu nachhaltigen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen bieten.

▼B

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.

▼M2

(15) Bis zum 31. Dezember 2030 kann auch Energie aus Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Brennstoffen aus Biomasse für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c des vorliegenden Artikels genannten Zwecke berücksichtigt werden, wenn

a) die Unterstützung vor dem 20. November 2023 gemäß den Kriterien für Nachhaltigkeit und Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29 in der am 29. September 2020 geltenden Fassung gewährt wurde, und

b) die Unterstützung in Form einer langfristigen Unterstützung gewährt wurde, für die zu Beginn des Förderzeitraums ein fester Betrag festgelegt wurde und sofern ein Korrekturmechanismus vorhanden ist, um sicherzustellen, dass keine Überkompensation vorliegt.

▼M2

Artikel 29a

Kriterien für Treibhausgasemissionseinsparungen durch erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe

(1) Energie aus erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs wird auf die Anteile der Energie aus erneuerbaren Quellen der Mitgliedstaaten und die Zielvorgaben gemäß Artikel 3 Absatz 1, Artikel 15a Absatz 1, Artikel 22a Absatz 1 Artikel 23 Absatz 1, Artikel 24 Absatz 4 und Artikel 25 Absatz 1 nur dann angerechnet, wenn die mit der Nutzung dieser Brennstoffe erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen mindestens 70 % betragen.

(2) Energie aus wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen kann auf die Zielvorgabe gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a nur dann angerechnet werden, wenn die mit der Nutzung dieser Kraftstoffe erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen mindestens 70 % betragen.

(3) Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch Festlegung der Methode für die Bewertung der durch erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen zu ergänzen. Mit der Methode muss sichergestellt werden, dass vermiedene Emissionen aus fossilen Quellen nicht gutgeschrieben werden, wenn bereits im Rahmen anderer Rechtsvorschriften eine Gutschrift für die Abscheidung des CO_2 erteilt wurde. In der Methode müssen die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen abgedeckt und indirekte Emissionen berücksichtigt werden, die sich aus der Änderung der Nutzung von Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot wie Abfällen ergeben, die für die Herstellung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe verwendet werden.

▼B

Artikel 30

Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen

▼M2

(1) Sollen erneuerbare Brennstoffe und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe auf die Zielvorgaben aus Artikel 3 Absatz 1, Artikel 15a Absatz 1, Artikel 22a Absatz 1, Artikel 23 Absatz 1, Artikel 24 Absatz 4 und Artikel 25 Absatz 1 angerechnet werden, verpflichten die Mitgliedstaaten die Wirtschaftsteilnehmer dazu, im Wege von verbindlichen, unabhängigen und transparenten Audits im Einklang mit dem gemäß Absatz 8 erlassenen Durchführungsrechtsakt nachzuweisen, dass die Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 sowie gemäß Artikel 29a Absätze 1 und 2 bei erneuerbaren Brennstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen eingehalten wurden. Zu diesem Zweck verpflichten sie die Wirtschaftsteilnehmer zur Verwendung eines Massenbilanzsystems, das

▼B

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,

▼B

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.

▼M2

(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, erneuerbaren Kraftstoffen 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, erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen sollen, ist für jeden Output ein gesonderter Umrechnungsfaktor anzuwenden und eine gesonderte Massenbilanz zugrunde zu legen.

▼B

(3) ►M2 Die Mitgliedstaaten treffen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Wirtschaftsteilnehmer zuverlässige Informationen zur Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 sowie gemäß Artikel 29a Absätze 1 und 2 vorlegen und dass sie dem betreffenden Mitgliedstaat auf Anfrage die bei der Gewinnung dieser Informationen genutzten Daten zur Verfügung stellen. 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 3 Buchstaben a, b, d und e, Artikel 29 Absatz 4 Buchstabe a, Artikel 29 Absatz 5, Artikel 29 Absatz 6 Buchstabe a und Artikel 29 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 vor Betrug geschützt 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 bewertet das Audit auch die Häufigkeit und die Methode der Probenahme sowie die Zuverlässigkeit der Daten bewertet.

▼B

Die Verpflichtungen nach diesem Absatz gelten sowohl für in der Union produzierte als auch für in die Union importierte erneuerbare Brennstoffe und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Angaben zur geografischen Herkunft der Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe der einzelnen Kraft- und Brennstoffanbieter und zur Art der für sie verwendeten Rohstoffe werden Verbrauchern in aktualisierter, leicht zugänglicher und benutzerfreundlicher Form auf den Websites der Betreiber, der Anbieter 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.

▼M2

(4) Die Kommission kann beschließen, dass freiwillige nationale oder internationale Systeme, in denen Standards für die Produktion von erneuerbaren Brennstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen vorgegeben werden, genaue Daten zu den Treibhausgasemissionseinsparungen für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 10 und Artikel 29a Absätze 1 und 2 enthalten und als Nachweis dafür herangezogen werden dürfen, dass die Bestimmungen von Artikel 27 Absatz 6 und Artikel 31a Absatz 5 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 Absätze 6 und 7 festgelegten Anforderungen entsprochen wird, können die Betreiber die erforderlichen Belege direkt auf Ebene des Gewinnungsgebiets vorlegen. Die Kommission kann Flächen zum Schutz von seltenen, bedrohten oder gefährdeten Ökosystemen oder Arten, die in internationalen Übereinkommen anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, für die Zwecke des Artikels 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe c Ziffer ii anerkennen.

▼B

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 ►C1 in Anhang XI 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.

▼M2

(6) Die Mitgliedstaaten können nationale Systeme einführen, in deren Rahmen die Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 sowie Artikel 29a Absätze 1 und 2 im Einklang mit der gemäß Artikel 29a Absatz 3 entwickelten Methode entlang der gesamten Produktkette unter Beteiligung der zuständigen Behörden überprüft wird. Anhand dieser Systeme kann auch die Genauigkeit und Vollständigkeit der von den Wirtschaftsteilnehmern in die Unionsdatenbank eingegebenen Daten überprüft werden, um die Einhaltung von Artikel 27 Absatz 6 nachzuweisen und um Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffen mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen zu zertifizieren.

Ein Mitgliedstaat kann der Kommission ein solches nationales System melden. Die Kommission räumt der Bewertung eines derartigen Systems Vorrang ein, um die gegenseitige bilaterale und multilaterale Anerkennung dieser Systeme zu erleichtern. Die Kommission kann Beschlüsse in Form von Durchführungsrechtsakten über die Vereinbarkeit eines solchen gemeldeten nationalen Systems mit den in dieser Richtlinie festgelegten Bedingungen fassen. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

Beschließt die Kommission, dass das nationale System die in dieser Richtlinie festgelegten Bedingungen erfüllt, so dürfen andere von der Kommission gemäß diesem Artikel anerkannte Systeme die gegenseitige Anerkennung des nationalen Systems des betreffenden Mitgliedstaats hinsichtlich der Überprüfung der Vereinbarkeit mit Kriterien, für die es von der Kommission anerkannt wurde, nicht verweigern.

Für Anlagen zur Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung zwischen 7,5 und 20 MW können die Mitgliedstaaten vereinfachte nationale Überprüfungssysteme einführen, um die Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 sicherzustellen. Für dieselben Anlagen werden in den Durchführungsrechtsakten gemäß Absatz 8 des vorliegenden Artikels die einheitlichen Bedingungen für vereinfachte freiwillige Überprüfungssysteme festgelegt, um die Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 sicherzustellen.

▼B

(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.

▼B

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.

▼M2

(9) Wenn ein Wirtschaftsteilnehmer Nachweise oder Daten vorlegt, die im Einklang mit einem System eingeholt wurden, das Gegenstand eines Beschlusses gemäß Absatz 4 oder 6 ist, darf ein Mitgliedstaat von dem Wirtschaftsteilnehmer keine weiteren Nachweise für die Einhaltung der von dem System abgedeckten Aspekte verlangen, für die das System von der Kommission anerkannt wurde.

▼B

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.

▼M2

(10) Auf Antrag eines Mitgliedstaats, der auf dem Antrag eines Wirtschaftsteilnehmers beruhen kann, prüft die Kommission auf der Grundlage aller vorliegenden Nachweise, ob die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 und in Artikel 29a Absätze 1 und 2 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen in Bezug auf eine Quelle von erneuerbaren Brennstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen eingehalten wurden.

▼M2

Innerhalb von sechs Monaten nach Eingang eines solchen Antrags beschließt die Kommission im Wege eines Durchführungsrechtsaktes, ob der betreffende Mitgliedstaat entweder

a) aus dieser Quelle stammende erneuerbare Brennstoffe und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c berücksichtigen darf oder

b) abweichend von Absatz 9 von Anbietern der betreffenden Quelle von erneuerbaren Brennstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen weitere Nachweise für die Einhaltung jener Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionseinsparungen und jener Mindestschwellenwerte für Treibhausgasemissionseinsparungen verlangen darf.

Die Durchführungsrechtsakte gemäß Unterabsatz 2 dieses Absatzes werden gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

▼B

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_l-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.

▼B

(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 Rohstoffernteerträge.

(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.

▼C3

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

▼B

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).

▼B

(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 CO_2, erlassen. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

▼M2

Artikel 31a

Unionsdatenbank

(1) Die Kommission sorgt dafür, dass bis zum 21. November 2024 eine Unionsdatenbank eingerichtet wird, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ermöglicht (im Folgenden „Unionsdatenbank“).

(2) Die Mitgliedstaaten verlangen von den betreffenden Wirtschaftsteilnehmern, dass sie in dieser Unionsdatenbank rechtzeitig genaue Daten über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraft- und Brennstoffe machen, einschließlich ihrer Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen, beginnend beim Ort ihrer Produktion bis hin zum Zeitpunkt ihres Inverkehrbringens in der Union. Für die Zwecke der Eingabe von Daten in die Unionsdatenbank ist das Gasverbundnetz als einheitliches Massenbilanzsystem zu betrachten. Daten über Einspeisung und Entnahme erneuerbarer gasförmiger Brennstoffe werden in der Unionsdatenbank bereitgestellt. Daten darüber, ob für die Produktion der betreffenden Lieferung eine Förderung gewährt wurde und wenn ja, um welche Art von Förderregelung es sich handelte, sind ebenfalls in die Unionsdatenbank einzugeben. Diese Daten können über nationale Datenbanken in die Unionsdatenbank eingegeben werden.

Soweit dies für die Verbesserung der Rückverfolgbarkeit der Daten entlang der gesamten Lieferkette angezeigt ist, wird der Kommission die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch Erweiterung der in die Unionsdatenbank einzugebenden Angaben relevante Daten vom Ort der Erzeugung oder Sammlung der für die Brennstofferzeugung genutzten Rohstoffe zu ergänzen.

Die Mitgliedstaaten verpflichten die Kraftstoffanbieter dazu, Daten in die Unionsdatenbank einzugeben, die für die Überprüfung erforderlich sind, ob die Anforderungen aus Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 eingehalten wurden.

Ungeachtet der Unterabsätze 1, 2 und 3 geben die Wirtschaftsteilnehmer in Bezug auf gasförmige Brennstoffe, die in das Gasverbundnetz der Union eingespeist werden, für den Fall, dass der Mitgliedstaat beschließt, ein Massenbilanzsystem durch ein System von Herkunftsnachweisen zu ergänzen, Daten über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften sowie andere relevante Daten wie die Treibhausgasemissionen der Brennstoffe bis zum Einspeisepunkt in das Gasverbundnetz, in die Unionsdatenbank ein.

(3) Die Mitgliedstaaten können auf die Unionsdatenbank zugreifen, um Daten zu überwachen und zu überprüfen.

▼**M2**

(4) Wurden Herkunftsnachweise für die Herstellung einer Lieferung erneuerbaren Gases ausgestellt, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass diese Herkunftsnachweise zum Zeitpunkt der Registrierung einer Lieferung erneuerbaren Gases in der Unionsdatenbank in diese Datenbank übertragen und jeweils entwertet werden, nachdem die Lieferung erneuerbaren Gases aus dem Gasverbundnetz der Union entnommen worden ist. Diese Herkunftsnachweise können, sobald sie übertragen worden sind, nicht mehr außerhalb der Unionsdatenbank gehandelt werden.

(5) Die Mitgliedstaaten stellen mit ihrem nationalen Rechtsrahmen sicher, dass die Genauigkeit und Vollständigkeit der von den Wirtschaftsteilnehmern in die Datenbank eingegebenen Daten überprüft wird, z. B. durch Zertifizierungsstellen im Rahmen von freiwilligen oder nationalen Systemen, die von der Kommission gemäß Artikel 30 Absätze 4, 5 und 6 anerkannt wurden und die durch ein System von Herkunftsnachweisen ergänzt werden können.

Diese freiwilligen oder nationalen Systeme können Datensysteme Dritter nutzen, die die Daten als Mittler erheben, sofern die Kommission über diese Nutzung informiert wurde.

Jeder Mitgliedstaat kann eine bereits bestehende nationale Datenbank nutzen, die an die Unionsdatenbank angeglichen oder mit ihr über eine Schnittstelle verbunden ist, oder eine nationale Datenbank einrichten, die die Wirtschaftsteilnehmer als Instrument zur Datenerhebung und -Meldung und zur Übertragung und Eingabe dieser Daten in der Unionsdatenbank nutzen können, sofern

a) die nationale Datenbank mit der Unionsdatenbank kompatibel ist, einschließlich in Bezug auf die Aktualität der Datenübermittlung, die Typologie der übermittelten Datensätze und die Protokolle für die Datenqualität und Datenüberprüfung.

b) die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die in die nationale Datenbank eingegebenen Daten sofort in die Unionsdatenbank übertragen werden.

Die Mitgliedstaaten können nationalen Datenbanken gemäß nationalem Recht oder nationalen Gepflogenheiten einrichten, um strengeren nationalen Anforderungen Rechnung zu tragen, was die Nachhaltigkeitskriterien betrifft. Diese nationalen Datenbanken behindern die allgemeine Rückverfolgbarkeit nachhaltiger Lieferungen von Rohstoffen oder Kraftstoffen, die gemäß dieser Richtlinie in die Unionsdatenbank einzugeben sind, nicht.

Die Überprüfung der Qualität der durch nationale Datenbanken in die Unionsdatenbank eingetragenen Daten, der Nachhaltigkeitsmerkmale der mit diesen Daten in Zusammenhang stehenden Kraftstoffe und der endgültigen Genehmigung von Transaktionen erfolgt ausschließlich durch die Unionsdatenbank. Die Genauigkeit und Vollständigkeit dieser Daten wird gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission ([1]) geprüft. Sie können von den Zertifizierungsstellen geprüft werden.

([1]) Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission vom 14. Juni 2022 mit Vorschriften zur Überprüfung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für die Einsparung von Treibhausgasemissionen sowie der Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (ABl. L 168 vom 27.6.2022, S. 1).

▼M2

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission die genauen Merkmale ihrer nationalen Datenbank mit. Im Anschluss an diese Mitteilung bewertet die Kommission, ob die nationale Datenbank die Anforderungen gemäß Unterabsatz 3 erfüllt. Ist das nicht der Fall, kann die Kommission die Mitgliedstaaten dazu verpflichten, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um die Erfüllung dieser Anforderungen sicherzustellen.

(6) Die aggregierten Daten aus der Unionsdatenbank werden unter gebührender Berücksichtigung des Schutzes sensibler Geschäftsinformationen öffentlich zugänglich gemacht und auf dem neuesten Stand gehalten. Die Kommission veröffentlicht Jahresberichte über die in der Unionsdatenbank enthaltenen Daten, auch in Bezug auf die Mengen und die geografische Herkunft der Brennstoffe sowie die Art der für sie verwendeten Einsatzstoffe, und macht diese öffentlich zugänglich.

▼B

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.

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

▼M2

(3) Bis zum 31. Dezember 2027 legt die Kommission gegebenenfalls einen Gesetzgebungsvorschlag über einen Rechtsrahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen für den Zeitraum nach 2030 vor.

▼B

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.

▼M2

Bei der Ausarbeitung des in Unterabsatz 1 des vorliegenden Absatzes genannten Gesetzgebungsvorschlags berücksichtigt die Kommission gegebenenfalls

a) die Stellungnahme des gemäß Artikel 10a der Verordnung (EG) Nr. 401/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates [1] eingesetzten Europäischen Wissenschaftlichen Beirats für Klimaänderungen,

b) das in Artikel 4 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates [2] festgelegte projizierte indikative Treibhausgasbudget der Union,

c) die von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 14 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 bis zum 30. Juni 2024 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne,

d) die bei der Umsetzung dieser Richtlinie gewonnenen Erfahrungen, einschließlich der darin festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für die Einsparung von Treibhausgasemissionen und

e) technologische Entwicklungen im Bereich Energie aus erneuerbaren Quellen.

(3a) Die Kommission bewertet die Anwendung der in Artikel 29 Absätze 7a und 7b festgelegten Verpflichtungen und deren Auswirkungen auf die Gewährleistung der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen.

▼B

(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.

---

[1] Verordnung (EG) Nr. 401/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Europäische Umweltagentur und das Europäische Umweltinformations- und Umweltbeobachtungsnetz (ABl. L 126 vom 21.5.2009, S. 13).

[2] Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1).

▼B

(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.

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.

▼M2

(2) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsätze 4 und 5, Artikel 27 Absätze 3 und 4, Artikel 27 Absatz 6 Unterabsatz 4 und Artikel 28 Absätze 5, Artikel 28 Absatz 6 Unterabsatz 2, Artikel 29a Absatz 3, Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 und Artikel 31a Absatz 2 Unterabsatz 2 wird der Kommission für einen Zeitraum von fünf Jahren ab dem 20. November 2023 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.

▼C2

(3) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5 wird der Kommission bis zum 31. Dezember 2021 übertragen.

▼M2

(4) Die Befugnisübertragung gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5, Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsätze 4 und 5, Artikel 27 Absatz 3, Artikel 27 Absatz 4, Artikel 27 Absatz 6 Unterabsatz 4, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, Artikel 29a Absatz 3, Artikel 31 Absatz 5 und Artikel 31a Absatz 2 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.

▼B

(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.

▼B

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

▼M2

(7) Ein delegierter Rechtsakt, der gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5, Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsätze 4 und 5, Artikel 27 Absatz 3, Artikel 27 Absatz 4, Artikel 27 Absatz 6 Unterabsatz 4, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, Artikel 29a Absatz 3, Artikel 31 Absatz 5 oder Artikel 31a Absatz 2 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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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 %

▼M2

———————

([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.

▼M2

ANHANG IA

NATIONALER ANTEIL VON ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN AM BRUTTOENDENERGIEVERBRAUCH IM WÄRME- UND KÄLTESEKTOR 2020-2030

	Zusätzliche Aufstockung gemäß Art. 23 Abs. 1 (in Prozentpunkten) für den Zeitraum 2021-2025 (*)	Zusätzliche Aufstockung gemäß Art. 23 Abs. 1 (in Prozentpunkten) für den Zeitraum 2026-2030 (**)	Resultierender Anteil einschließlich Aufstockungen ohne Abwärme und -kälte (in Prozentpunkten)
Belgien	1,0	0,7	1,8
Bulgarien	0,7	0,4	1,5
Tschechien	0,8	0,5	1,6
Dänemark	1,2	1,1	1,6
Deutschland	1,0	0,7	1,8
Estland	1,3	1,2	1,7
Irland	2,3	2,0	3,1
Griechenland	1,3	1,0	2,1
Spanien	0,9	0,6	1,7
Frankreich	1,3	1,0	2,1
Kroatien	0,8	0,5	1,6
Italien	1,1	0,8	1,9
Zypern	0,8	0,5	1,6
Lettland	0,7	0,6	1,1
Litauen	1,7	1,6	2,1
Luxemburg	2,3	2,0	3,1
Ungarn	0,9	0,6	1,7
Malta	0,8	0,5	1,6
Niederlande	1,1	0,8	1,9
Österreich	1,0	0,7	1,8
Polen	0,8	0,5	1,6
Portugal	0,7	0,4	1,5
Rumänien	0,8	0,5	1,6
Slowenien	0,8	0,5	1,6
Slowakei	0,8	0,5	1,6
Finnland	0,6	0,5	1,0
Schweden	0,7	0,7	0,7

(*) Flexibilitätsregelung gemäß Artikel 23 Absatz 2 Buchstaben b und c, falls sie bei der Berechnung der Aufstockung und des daraus resultierenden Anteils berücksichtigt wurden.

(**) Flexibilitätsregelung gemäß Artikel 23 Absatz 2 Buchstaben b und c, falls sie bei der Berechnung der Aufstockung und des daraus resultierenden Anteils berücksichtigt wurden.

▼B

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:

►C1 $Q_{N(norm)} = C_N \times \left[\sum_{i=N-14}^{N} \frac{Q_i}{C_i}\right]/15$ ◄ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(norm)}$	=	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:

►C1 $Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^{N} Q_i}{\sum_{j=N-n}^{N} \frac{C_j + C_{j-1}}{2}}$ ◄ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(norm)}$	=	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:

►C1 $Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^{N} Q_i}{\sum_{j=N-n}^{N} \frac{C_j + C_{j-1}}{2}}$ ◄ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(norm)}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Offshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität zum Zweck der Berücksichtigung

▼B

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

▼M2

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 Dieselkraftstoffersatz	44	34
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz	45	30
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz	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 pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Dieselkraftstoffersatz	43	36
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz	44	32
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz	43	33
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	23

▼M2

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
Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Dieselkraftstoffersatz)	44	34
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz)	44	33
Fischer-Tropsch-Flugturbinenkraftstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz)	44	33
Fischer-Tropsch-Flüssiggas (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) 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 33 % aus erneuerbaren Quellen)	27 (davon 33 % 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)
TAEE (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)
NICHT ERNEUERBARE BRENNSTOFFE		
Ottokraftstoff	43	32
Dieselkraftstoff	43	36
Flugturbinenkraftstoff	43	34
Wasserstoff aus nicht erneuerbaren Quellen	120	—

▼B

ANHANG IV

▼M2

AUSBILDUNG UND ZERTIFIZIERUNG VON INSTALLATEUREN UND KONSTRUKTEUREN VON ANLAGEN IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIE

Für die in Artikel 18 Absatz 3 genannten Zertifizierungs- oder gleichwertige Qualifizierungssysteme und Ausbildungsprogramme gelten folgende Kriterien:

1. Das Zertifizierungs- oder gleichwertige Qualifizierungsverfahren muss transparent und von den Mitgliedstaaten oder den von ihnen benannten Verwaltungsstellen klar festgelegt sein.

1a. Die von den Zertifizierungsstellen erteilten Zertifikate müssen klar festgelegt und für Arbeits- und Fachkräfte, die sich um eine Zertifizierung bemühen, leicht zu ermitteln sein.

1b. Das Zertifizierungsverfahren muss Installateure befähigen, die erforderlichen theoretischen und praktischen Kenntnisse zu erwerben und die notwendigen Kompetenzen aufzuweisen, um hochwertige, zuverlässig funktionierende Anlagen zu installieren.

2. Die Zertifizierung von Installateuren von Systemen, die Biomasse, Wärmepumpen, oberflächennahe Geothermie, Photovoltaik- und Solarwärme, einschließlich Energiespeicherung, sowie Ladestationen nutzen, erfolgt mittels eines zugelassenen Ausbildungsprogramms oder durch eine zugelassene Ausbildungseinrichtung bzw. gleichwertige Qualifizierungsverfahren.

3. Die Zulassung des Ausbildungsprogramms bzw. der Ausbildungseinrichtung wird von den Mitgliedstaaten oder der von ihnen benannten Verwaltungsstelle vorgenommen. Die Zulassungsstelle gewährleistet, dass die von der Ausbildungseinrichtung angebotenen Ausbildungsprogramme, einschließlich Weiterbildungs- und Höherqualifizierungsprogrammen, inklusiv sind und kontinuierlich und regional oder national flächendeckend angeboten werden.

   Die Ausbildungseinrichtung muss über angemessene technische Anlagen zur Bereitstellung der praktischen Ausbildung verfügen; dazu gehören ausreichende Laboreinrichtungen oder entsprechende Anlagen für praktische Ausbildungsmaßnahmen.

   Neben der Grundausbildung muss die Ausbildungseinrichtung kürzere, in Modulen organisierte Auffrischungs- und Fortbildungskurse anbieten, in denen die Installateure und Konstrukteure neue Kompetenzen erwerben und ihre Kenntnisse in verschiedenen Arten von Technologie sowie bei deren Kombinationen erweitern und diversifizieren können. Die Ausbildungseinrichtung muss dafür sorgen, dass die Ausbildungsinhalte an neue im Wirtschaftszweig Gebäude, in der Industrie und in der Landwirtschaft eingesetzte Technologien im Bereich der erneuerbaren Energie angepasst werden. Die Ausbildungseinrichtungen müssen einschlägige erworbene Kenntnisse anerkennen.

   Die Ausbildungsprogramme und -module müssen ein lebenslanges Lernen in Bezug auf Anlagen im Bereich Energie aus erneuerbaren Quellen ermöglichen; sie müssen sowohl für die berufliche Erstausbildung als auch für Erwachsene, die sich um eine Umschulung oder neue Beschäftigung bemühen, geeignet sein.

   Bei der Gestaltung der Ausbildungsprogramme ist darauf zu achten, dass sie den Erwerb von Qualifikationen für unterschiedliche Arten von Technologie und unterschiedliche Lösungen unterstützen und eine eingeschränkte Spezialisierung auf eine bestimmte Marke oder Technologie vermieden wird. Ausbildungseinrichtungen können die Hersteller der betreffenden Geräte bzw. Systeme oder auch ein Institut oder Verband sein.

▼B

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.

▼M2

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, einschließlich der Energiespeicherung oder Ladestationen, die eine bedarfsgerechte Versorgung ermöglichen, praktisch zu prüfen.

▼B

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 Biomassetechnologie und Biomassebrennstoffe (z. B. Pellets) sowie einschlägiges nationales Recht und Unionsrecht vermitteln.

▼M2

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 Energiequellen, Bodenquellentemperaturen verschiedener Regionen, Bestimmung von Böden und Gesteinen im Hinblick auf deren Wärmeleitfähigkeit, Vorschriften zur Nutzung geothermischer Energiequellen, Nutzbarkeit von Wärmepumpen in Gebäuden, Ermittlung der jeweils zweckmäßigsten Wärmepumpensysteme und technische Anforderungen derselben, Sicherheit, Luftfilterung, Anschluss an die Wärmequelle und Systemkonzeption sowie die Integration mit Energiespeicherlösungen, auch in Kombination mit Solaranlagen. 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:

▼B

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;

▼M2

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; Ermittlung von Energiespeicherlösungen, u. a. durch den Pufferbehälter und dessen Volumen und die Integration eines zweiten Heizungssystems;

iv) Verständnis von Machbarkeits- und Auslegungsstudien;

v) im Fall von Erdwärmepumpen Kenntnisse zu Bohrtätigkeiten.

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, Optionen für die Integration von Energiespeicherlösungen, Feuerungssysteme, optimale Hydrauliklösungen, Bauart, Installation und Instandhaltung von Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Technologie und die Zertifizierung (z. B. Solar Keymark) sowie einschlägiges nationales Recht und Unionsrecht vermitteln. Der Installateur sollte folgende Kernkompetenzen nachweisen:

▼B

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,

▼M2

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 und Optionen für die Integration von Energiespeicherlösungen, einschließlich durch eine Kombination mit Ladestationen,

▼B

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

▼B

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 Auffrischungsseminaren oder -veranstaltungen notwendig ist.

▼B

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 %

▼B

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 %
▼C1 Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	33 %	20 %
▼B 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 %
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.

([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).

▼B

B. GESCHÄTZTE TYPISCHE WERTE UND STANDARDWERTE FÜR KÜNFTIGE BIOKRAFTSTOFFE, DIE IM JAHR 2016 NICHT ODER NUR IN VERNACHLÄSSIGBAREN MENGEN AUF DEM MARKT WAREN, BEI PRODUKTION OHNE NETTO-CO_2-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 %
▼C1 Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	83 %	83 %
▼B Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	82 %	82 %
▼C1 Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	83 %	83 %
▼B Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	82 %	82 %
▼C1 Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	84 %	84 %
▼B DME aus Kulturholz in Einzelanlage	83 %	83 %
▼C1 Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	84 %	84 %
▼B 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	

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

▼B

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:

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

▼B

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): gCO_2eq/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff);

b) durch flüssige Biobrennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC): gCO_2eq/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)).

▼B

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.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit gCO_2eq/Tonne Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in gCO_2eq/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet ([2]):

$$e_{ec}Brennstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{MJ\ fuel}\right]_{ec} = \frac{e_{ec}Rohstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{t_{trocken}}\right]}{LHV_a\left[\frac{MJ\,Rohstoff}{tTrockenrohstoff}\right]} \times Faktor\ Brennstoff\ \ Rohstoff_a \times Allokationsfaktor\ Brennstoff_a$$

wobei:

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

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

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec}Rohstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}}\right] = \frac{e_{ec}Rohstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{t_{feucht}}\right]}{\left(1 - Feuchtigkeitsgehalt\right)}$$

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

   a) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biokraftstoffen:

   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:

   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

([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.

([2]) Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) 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_{ec}) berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

▼B

$EC_{F(h\&c,el)}$ = 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_{ec}) 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 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.

▼M2

6. Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Treibhausgaseinsparungen infolge besserer Verfahren der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung (e_{sca}), wie infolge der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, besserer Kulturpflanzen und verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer, wie beispielsweise Kompost und Rückstände der Mist-/Güllevergärung, nur dann berücksichtigt, wenn dies nicht mit dem Risiko negativer Auswirkungen auf die biologische Vielfalt verbunden ist. Zudem sind zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorzulegen, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde oder dass 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]).

▼B

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_l) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3{,}664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, ([2])$$

wobei:

([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.

▼B

e_l	=	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“ (1) und „Dauerkulturen“ (2) 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_2eq/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 gCO_2eq/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche

   a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde; und

   b) aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

   Der Bonus von 29 gCO_2eq/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.

(1) Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.
(2) Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

▼B

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 CO_2-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_{td}) 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 CO_2 (N_2O und CH_4) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den e_u-Faktor für flüssige Biobrennstoffe 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 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.

▼M2

15. Die Emissionseinsparung durch CO_2-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion der Biokraftstoffe oder flüssigen Biobrennstoffe, denen sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO_2 vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und vor dem 1. Januar 2036 bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO_2 fossilen Ursprungs verwendet wird.

([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).

▼B

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)

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 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.

▼M2

18. Für die Zwecke der Berechnungen nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{ec} + e_l + e_{sca}$ + diejenigen Bruchteile von e_p, e_{td}, e_{ccs} und e_{ccr}, die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt erzeugt 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 Biobrennstoffen werden sämtliche Nebenprodukte, die nicht unter Nummer 17 fallen, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt.

Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Grundsätzlich werden die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich aller in Anhang IX genannten Abfälle und Reststoffe, 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, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

▼B

19. Bei Biokraftstoffen ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße $E_{F(t)}$ 94 gCO_2eq/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 gCO_2eq/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 gCO_2eq/MJ.

D. DISAGGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR BIOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N_2O-Bodenemissionen

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, 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
▼C1 Biodiesel aus Palmöl	26,0	26,0
▼B 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
▼C1 Hydriertes Palmöl	27,3	27,3
▼B 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 N_2O-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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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	
TAEE, 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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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_{td}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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	
TAEE, 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

▼C1

Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	1,6	1,6

▼B

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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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_{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 Transport von Kulturpflanzen oder Öl angeben will.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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	
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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	45,5	50,1
Biodiesel aus Sonnenblumen	40,0	44,7
Biodiesel aus Sojabohnen	42,2	47,0
▼C1 Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	63,3	75,5
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	46,1	51,4
▼B Biodiesel aus Altspeiseöl	11,2	14,9
▼C1 Biodiesel aus tierischen Fetten (**)	15,2	20,7

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Hydriertes Rapsöl	45,8	50,1
Hydriertes Sonnenblumenöl	39,4	43,6
Hydriertes Sojaöl	42,2	46,5
▼C1 Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	62,1	73,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	44,0	47,9
▼B 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
▼C1 Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	56,4	65,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	38,5	40,3
▼B 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 N_2O-Emissionen (darunter Späne von Holzabfall oder Kulturholz)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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
▼C1 Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,2	8,2

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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 Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für N_2O-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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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
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 Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
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 den Transport und Vertrieb: „e_{td}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	7,1	7,1
▼C1 Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
▼B Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
▼C1 Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
▼B Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
▼C1 Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
▼B Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
▼C1 Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
▼B Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	

▼B

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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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 Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
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_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	13,7	15,7

▼C1

Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
▼C1 Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6
▼B Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
▼C1 Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
▼B Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
▼C1 Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
▼B 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	

▼B

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-Co_2-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 %

▼B

HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
			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 Nieder-wald mit Kurzumtrieb (Eukalyp-tusholz)	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 Nieder-wald 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 %

▼B

HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
			Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Holzbriketts oder -pellets aus Nieder-wald 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 %

▼B

HOLZPELLETS (*)

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
			Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Holzbriketts oder -pellets aus Rest-stoffen 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 %
	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 Holzschnitzelkessel 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 Holzschnitzeln 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 <0,2 t/m^3 (*)	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 >0,2 t/m^3 (**)	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 %

▼B

LANDWIRTSCHAFTLICHE OPTIONEN

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
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 %
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, Nussschalen, Sojabohnenschalen und Palmkernschalen (demonstrative Aufzählung).

BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG (*)

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 gCO2eq/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.

▼B

BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG (*)				
Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Bioab-fall	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager	47 %	26 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	84 %	78 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	43 %	21 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	77 %	68 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	38 %	14 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	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 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 80 % — 20 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	72 %	45 %
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	120 %	114 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	67 %	40 %
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	111 %	103 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	65 %	35 %
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	114 %	106 %
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	60 %	37 %
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	100 %	94 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	57 %	32 %
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	93 %	85 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	53 %	27 %
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	94 %	85 %

▼B

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 VERKEHRSSEKTOR (*)

Biomethan-produktionssystem	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Gülle	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasverbrennung	117 %	72 %
	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbrennung	133 %	94 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	190 %	179 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	206 %	202 %
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasverbrennung	35 %	17 %
	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbrennung	51 %	39 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	52 %	41 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	68 %	63 %
Bioabfall	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasverbrennung	43 %	20 %
	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbrennung	59 %	42 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	70 %	58 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	86 %	80 %

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

▼B

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:

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

   Dabei sind:

   E = Gesamtemissionen bei der Produktion des Brennstoffs vor der Energieumwandlung

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

(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 Absorption 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 Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption 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).

▼B

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

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung

e_{td} = 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:

▼C1

$$E = \sum_{1}^{n} S_n \cdot E_n$$

▼B

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 (*)

▼C1

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

▼B

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 (***)

▼B

(*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat wird ein Bonus von 45 gCO_2eq/MJ Gülle (– 54 $kgCO_2eq/t$ 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(Mais): 4,16 $[MJ_{Biogas}/kg_{Feuchtmais\ @\ 65\ \%\ Feuchte}]$

P(Mist/Gülle): 0,50 $[MJ_{Biogas}/kg_{Gülle\ @\ 90\ \%\ Feuchte}]$

P(Bioabfall): 3,41 $[MJ_{Biogas}/kg_{Feuchtbioabfall\ @\ 76\ \%\ Feuchte}]$

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

SM(Mais): 0,65 [kg Wasser/kg Frischmasse]

SM(Mist/Gülle): 0,90 [kg Wasser/kg Frischmasse]

SM(Bioabfall): 0,76 [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 CO_2; und

e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO_2.

▼B

(*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat für die Produktion von Biogas und Biomethan wird ein Bonus von 45 gCO_2eq/MJ Mist/Gülle für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung 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:

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

E = Gesamttreibhausgasemissionen 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

▼B

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_2eq/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_2eq/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)) angegeben.

▼B

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])

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit gCO_2eq/Tonne Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in gCO_2eq/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet ([2]):

$$e_{ec}Brennstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{MJfuel}\right]_{ec} = \frac{e_{ec}Rohstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{t_{trocken}}\right]}{LHV_a\left[\frac{MJRohstoff}{tTrockenrohstoff}\right]} \cdot Faktor\ Brennstoff\ Rohstoff_a \cdot Allokationsfaktor\ Brennstoff_a$$

wobei:

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

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

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec}Rohstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}}\right] = \frac{e_{ec}Rohstoff_a\left[\frac{gCO_2eq}{t_{feucht}}\right]}{\left(1 - Feuchtigkeitsgehalt\right)}$$

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

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

      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

([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.

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

▼B

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_{ec}) 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.

▼M2

6. Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Treibhausgaseinsparungen infolge besserer Verfahren der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung (e_{sca}), wie infolge der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, besserer Kulturpflanzen und verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer, wie beispielsweise Kompost und Rückstände der Mist-/Güllevergärung, nur dann berücksichtigt, wenn dies nicht mit dem Risiko negativer Auswirkungen auf die biologische Vielfalt verbunden ist. Zudem sind zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorzulegen, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde oder dass 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]).

([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.

▼B

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_l) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3{,}664 \times 1/20 \times 1/P - e_B$, ([1])

Dabei sind:

e_l = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse an CO_2-Äquivalent pro Biomasse-Brennstoff-Energieeinheit). „Kulturflächen“ ([2]) und „Dauerkulturen“ ([3]) 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 gCO_2eq/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 gCO_2eq/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche

a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und

b) aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29 gCO_2eq/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.

([1]) 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.
([2]) Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.
([3]) Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

▼B

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 ([1]), 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.

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_{td}) 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_2 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.

▼M2

15. Die Emissionseinsparung durch CO_2-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion der Biomasse-Brennstoffe, denen sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO_2 vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und vor dem 1. Januar 2036 bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO_2 fossilen Ursprungs verwendet wird.

([1]) 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).

▼B

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 = 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 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

▼B

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 CH_4- und N_2O-Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.

▼M2

18. Für die Zwecke der Berechnungen nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{ec} + e_l + e_{sca}$ + diejenigen Bruchteile von e_p, e_{td}, e_{ccs} und e_{ccr}, die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt erzeugt 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, die nicht unter Nummer 17 fallen, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Grundsätzlich werden die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich aller in Anhang IX genannten Abfälle und Reststoffe, 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, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

▼B

19. Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(el)}$ 183 gCO_2eq/MJ Elektrizität oder, für Gebiete in äußerster Randlage, 212 gCO_2eq/MJ Elektrizität.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärmeproduktion sowie zur Wärme- und/oder Kälteproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(h)}$ 80 gCO_2eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärmeproduktion 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 gCO_2eq/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 $E_{F(t)}$ 94 gCO_2eq/MJ.

▼B

C. DISAGGREGIERTE STANDARDWERT FÜR BIOMASSE-BRENNSTOFFE:

Holzbriketts oder -pellets

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO_2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbei-tung	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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO_2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbei-tung	Transport	Nicht-CO_2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
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
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_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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 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
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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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, 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
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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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 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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/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 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
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

▼B

Landwirtschaftliche Optionen

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO_2eq/MJ)			
		Anbau	Verarbei-tung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO_2-Emis-sionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verar-beitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO_2-Emis-sionen 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
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

▼B

Disaggregierte Standardwerte für Biogas zur Elektrizitätsproduktion

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Technologie	TYPISCHER WERT [gCO_2eq/MJ]					STANDARDWERT [gCO_2eq/MJ]				
			Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO_2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/ Güllenutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/ Güllenutzung
Gülle (1)	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 Gärrück– standslager	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 Gärrück-standslager	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 Gärrück-standslager	0,0	4,6	8,9	0,8	– 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	– 108,5
Mais, gesamte Pflanze (2)	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	15,6	13,5	8,9	0,0 (3)	—	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	—

(1) Die Werte für die Biogasproduktion aus Mist/Gülle schließen negative Emissionen durch Emissionseinsparungen aufgrund der Bewirtschaftung von Frischmist/-gülle ein. Der e_{sca}-Wert ist gleich – 45 gCO_2eq/MJ für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

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

(3) 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 gCO_2eq/MJ Biogas.

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Technologie	TYPISCHER WERT [gCO_2eq/MJ]					STANDARDWERT [gCO_2eq/MJ]				
			Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO_2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/ Güllenutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO2-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/ Güllenutzung
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	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 Gärrückstandslager	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 Gärrückstandslager	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 Gärrückstandslager	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 Gärrückstandslager	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	—

▼B

Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen		TYPISCHER WERT [gCO_2eq/MJ]						STANDARDWERT [gCO_2eq/MJ]					
			Anbau	Verarbeitung	Aufbereitung	Transport	Kompression an der Tankstelle	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung	Anbau	Verarbeitung	Aufbereitung	Transport	Kompression an der Tankstelle	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung
Gülle	Offenes Gärrückstandslager	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
	Geschlossenes Gärrückstandslager	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 Gärrückstandslager	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	—
	Geschlossenes Gärrückstandslager	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 Gärrückstandslager	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	—
	Geschlossenes Gärrückstandslager	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	—

▼B

D. TYPISCHE GESAMTWERTE UND STANDARDGESAMTWERTE DER BIOMASSE-BRENNSTOFFOPTIONEN

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/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 Industrieresteststoffen	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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO2eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO2eq/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

▼B

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-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO_2eq/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

(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).

▼B

Typische Werte und Standardwerte — Biogas zur Elektrizitätserzeugung

Biogasproduktionssystem	Technologische Optionen		Typischer Wert	Standardwert
			Treibhausgas-emissionen (gCO_2eq/MJ)	Treibhaus-gasemissionen (gCO_2eq/MJ)
Biogas aus Gülle zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager (1)	– 28	3
		Geschlossenes Gärrückstandslager (2)	– 88	– 84
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	– 23	10
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 84	– 78
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	– 28	9
		Geschlossenes Gärrückstandslager	– 94	– 89
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

(1) 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 CH_4/MJ Biogas, für Mais 0,035 MJ CH_4/MJ Biogas und für Bioabfall 0,01 MJ CH_4/MJ Biogas.

(2) 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.

▼B

Typische Werte und Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO_2eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO_2eq/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 Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	58	73
	Offenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	43	52
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	51
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	26	30
Biomethan aus Bioabfall	Offenes Gärrück-standslager, keine Abgasverbrennung	51	71
	Offenes Gärrück-standslager, Abgasverbrennung	36	50
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	25	35
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	10	14

([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 Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH_4/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 Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption 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).

▼B

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_2eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO_2eq/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.

▼B

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_2eq/MJ)	(gCO_2eq/MJ)
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	32	57
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	17	36
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	– 1	9
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	– 16	– 12
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	62
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	26	41
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	13	22
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	– 2	1
Mist/Gülle — Mais 60 % - 40 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	46	66
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	31	45
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	22	31
	Geschlossenes Gärrückstandslager, 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 gCO_2eq/MJ Biomethan und zu den Standardwerten 4,6 gCO_2eq/MJ Biomethan addiert werden.

▼**M1**

ANHANG VII

BERÜCKSICHTIGUNG DER FÜR DIE WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE

TEIL A: BERÜCKSICHTIGUNG DER MIT WÄRMEPUMPEN FÜR DIE WÄRMEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE

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 ►**M2** artikel 7, stk. 3 ◄ genannten Kriterien erfüllen, erzeugte gesamte Nutzwärme, wie folgt umgesetzt: Nur Wärmepumpen, für die SPF > 1,15 * 1/η, 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.

TEIL B: BERÜCKSICHTIGUNG DER FÜR DIE KÄLTEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE

1. **BEGRIFFSBESTIMMUNGEN**

Bei der Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie gelten folgende Begriffsbestimmungen:

(1) „Kälteversorgung“ oder „Kühlung“ bezeichnet den Entzug von Wärme aus einem geschlossenen Raum oder einem Innenraum (Komfortanwendung) oder einem Prozess, um die Temperatur des Raumes oder des Prozesses auf eine bestimmte Temperatur (Sollwert) zu verringern oder auf dieser Temperatur zu halten; bei Kälteversorgungssystemen wird die entzogene Wärme in die Umgebungsluft, in Umgebungswasser oder in den Boden abgegeben und dort aufgenommen, wobei die Umgebung (Luft, Boden und Wasser) eine Senke für die entzogene Wärme darstellt und somit als Kältequelle dient;

(2) „Kälteversorgungssystem“ bezeichnet eine Baugruppe aus Komponenten, die ein Wärmeentzugssystem, eine oder mehrere Kühlvorrichtungen und ein Wärmeabführungssystem sowie — im Falle der aktiven Kühlung — ein Fluid als Kühlmedium umfassen und zusammenarbeiten, um einen bestimmten Wärmetransfer herbeizuführen, und so eine vorgegebene Temperatur gewährleisten;

a) bei der Raumkühlung kann es sich um ein System mit freier Kühlung oder um ein System mit einem Kälteerzeuger handeln, wobei die Kälteversorgung eine der Hauptfunktionen des Systems darstellt;

b) bei der Prozesskühlung ist ein Kälteerzeuger in das Kälteversorgungssystem integriert, wobei die Kälteversorgung eine der Hauptfunktionen des Systems darstellt;

▼M1

(3) „freie Kühlung“ bezeichnet ein Kälteversorgungssystem, das eine natürliche Kältequelle nutzt, um aus einem zu kühlenden Raum oder Prozess durch den Transport eines oder mehrerer Fluide über eine oder mehrere Pumpen und/oder einen oder mehrere Ventilatoren Wärme zu entziehen, ohne dass dabei ein Kälteerzeuger erforderlich ist;

(4) „Kälteerzeuger“ bezeichnet den Teil eines Kälteversorgungssystems, der mithilfe eines Kaltdampfkompressions- oder Sorptionsprozesses oder eines anderen thermodynamischen Kreisprozesses eine Temperaturdifferenz erzeugt, die es ermöglicht, dem zu kühlenden Raum oder Prozess Wärme zu entziehen, und der genutzt wird, wenn die Kältequelle nicht verfügbar oder unzureichend ist;

(5) „aktive Kühlung“ bezeichnet den Entzug von Wärme aus einem Raum oder einem Prozess, wobei Energie zugeführt werden muss, um den Kühlbedarf zu decken; die aktive Kühlung wird genutzt, wenn der natürliche Energiefluss nicht verfügbar oder unzureichend ist, und kann mit oder ohne Kälteerzeuger erfolgen;

(6) „passive Kühlung“ bezeichnet den Entzug von Wärme durch Leitung, Konvektion, Strahlung oder Massentransfer über den natürlichen Energiefluss, ohne dass dabei ein Kühlfluid für den Entzug und die Abführung von Wärme oder für die Erzeugung einer niedrigeren Temperatur mit einem Kälteerzeuger erforderlich ist; sie umfasst auch die Verringerung des Kühlbedarfs durch Merkmale der Gebäudeauslegung wie Gebäudedämmung, Dach- oder Fassadenbegrünung, Beschattung oder eine höhere Gebäudemasse sowie durch Belüftung oder Komfortventilatoren;

(7) „Belüftung“ bezeichnet eine natürliche oder erzwungene Luftbewegung, mit der Umgebungsluft in einen Raum eingebracht wird, um für eine angemessene Innenluftqualität und -temperatur zu sorgen;

(8) „Komfortventilator“ bezeichnet ein Produkt aus einem Ventilator und einer Baugruppe mit einem elektrischen Motor, das Luft bewegt, um das Wohlbefinden im Sommer durch Erhöhung der Luftgeschwindigkeit in der Nähe des menschlichen Körpers zu erhöhen, da dies ein thermisches Kühlungsempfinden auslöst;

(9) „Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie“ bezeichnet die mit einer bestimmten Energieeffizienz bereitgestellte Kälteversorgung, wobei die Energieeffizienz als jahreszeitbedingter, in Primärenergie berechneter Leistungsfaktor ausgedrückt wird;

(10) „Wärmesenke“ oder „Kältequelle“ bezeichnet eine externe natürliche Senke, in die die dem Raum oder dem Prozess entzogene Wärme abgegeben wird; dabei kann es sich um Umgebungsluft, Umgebungswasser in Form natürlicher oder künstlicher Wasserkörper sowie um geothermische Formationen unter der festen Erdoberfläche handeln;

(11) „Wärmeentzugssystem“ bezeichnet eine Vorrichtung, die dem zu kühlenden Raum oder Prozess Wärme entzieht, wie z. B. einen Verdampfer in einem Kaltdampfkompressionsprozess;

(12) „Kühlvorrichtung“ bezeichnet eine für die aktive Kühlung ausgelegte Vorrichtung;

(13) „Wärmeabführungssystem“ bezeichnet die Vorrichtung, mit der die abschließende Wärmeübertragung vom Kühlmedium auf die Wärmesenke erfolgt, wie z. B. einen Luft-Kältemittel-Kondensator in einem luftgekühlten Kaltdampfkompressionsprozess;

(14) „Energiezufuhr“ bezeichnet die Energie, die für den Transport des Fluids (bei der freien Kühlung) oder für den Transport des Fluids und den Antrieb des Kälteerzeugers (bei der aktiven Kühlung mit einem Kälteerzeuger) erforderlich ist;

▼M1

(15) „Fernkälteversorgung“ bezeichnet die Verteilung thermischer Energie in Form kalter Flüssigkeiten von zentralen oder dezentralen Erzeugungsquellen über ein Netz an mehrere Gebäude oder Standorte, damit sie für die Raum- oder Prozesskühlung genutzt werden kann;

(16) „jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor“ bezeichnet eine Messgröße für die Effizienz eines Kälteversorgungssystems bei der Primärenergieumwandlung;

(17) „äquivalente Volllaststunden“ bezeichnet die Anzahl der Stunden, in denen ein Kälteversorgungssystem bei Volllast betrieben werden müsste, um die Kühlmenge zu erzeugen, die es im Laufe eines Jahres — bei unterschiedlicher Last — tatsächlich erzeugt;

(18) „Kühlungs-Grad-Tage“ bezeichnet die auf der Grundlage von 18 °C berechneten Klimawerte, die als Eingabewerte zur Bestimmung der äquivalenten Volllaststunden dienen.

2. ANWENDUNGSBEREICH

1. Bei der Berechnung der Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie berücksichtigen die Mitgliedstaaten die aktive Kühlung, einschließlich der Fernkälteversorgung, unabhängig davon, ob es sich um freie Kühlung handelt oder ein Kälteerzeuger genutzt wird.

2. Die Mitgliedstaaten berücksichtigen Folgendes nicht:

   a) passive Kühlung; bei Nutzung der Belüftungsluft als Wärmetransportmedium für die Kälteversorgung wird die entsprechende Kühlung, die entweder durch einen Kälteerzeuger oder durch freie Kühlung bereitgestellt werden kann, jedoch in die Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie einbezogen.

   b) folgende Kälteversorgungstechnologien oder -verfahren:

      i) Kälteversorgung in Verkehrsmitteln ([1]);

      ii) Kälteversorgungssysteme, die in erster Linie der Herstellung oder Lagerung verderblicher Materialen bei bestimmten Temperaturen dienen (Kühl- und Gefriergeräte);

      iii) Kälteversorgungssysteme für die Raum- oder Prozesskühlung mit Solltemperaturwerten von unter 2 °C;

      iv) Kälteversorgungssysteme für die Raum- oder Prozesskühlung mit Solltemperaturwerten von über 30 °C;

      v) Kühlung von Abwärme bei der Energieerzeugung, in Industrieverfahren und im tertiären Sektor ([2]).

   c) Energie für die Kühlung in Kraftwerken, bei der Zement-, Eisen- und Stahlherstellung, in Abwasserbehandlungsanlagen, in IT-Anlagen (wie z. B. Rechenzentren), in Stromübertragungs- und -verteilungsanlagen sowie in Verkehrsinfrastrukturen.

Die Mitgliedstaaten können aus Umweltschutzgründen weitere Kategorien von Kälteversorgungssystemen von der Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie ausschließen, um natürliche Kältequellen in bestimmten geografischen Gebieten zu erhalten. Ein Beispiel ist der Schutz von Flüssen oder Seen vor Überwärmung.

([1]) Die Begriffsbestimmung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie betrifft nur die stationäre Kälteversorgung.

([2]) Abwärme ist in Artikel 2 Nummer 9 dieser Richtlinie definiert. Abwärme kann für die Zwecke der Artikel 23 und 24 dieser Richtlinie berücksichtigt werden.

▼M1

3. **METHODE ZUR BERÜCKSICHTIGUNG DER FÜR EINZELKÄLTEVERSORGUNG UND FERNKÄLTEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE**

Nur Kälteversorgungssysteme, die die als jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor (SPF_p) ausgedrückte Mindesteffizienzanforderung gemäß Abschnitt 3.2 Absatz 2 überschreiten, werden bei der Nutzung erneuerbarer Energie berücksichtigt.

3.1. **Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie**

Die Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie (E_{RES-C}) wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$E_{RES-C} = (Q_{C_{Source}} - E_{INPUT}) \times s_{SPF_p} = Q_{C_{Supply}} \times s_{SPF_p}$$

Dabei gilt:

$Q_{C_{Source}}$ ist die von dem Kälteversorgungssystem in Umgebungsluft, Umgebungswasser oder den Boden abgegebene Wärmemenge ([1]);

E_{INPUT} ist der Energieverbrauch des Kälteversorgungssystems; bei Systemen, bei denen eine Messung erfolgt, z. B. bei der Fernkälteversorgung, umfasst dies auch den Energieverbrauch der Hilfssysteme;

$Q_{C_{Supply}}$ ist die von dem Kälteversorgungssystem bereitgestellte Kühlenergie ([2]);

s_{SPF_p} ist je Kälteversorgungssystem als Anteil der bereitgestellten Kühlung definiert, die im Einklang mit den SPF-Anforderungen als erneuerbar betrachtet werden kann, und wird als Prozentsatz angegeben. Der SPF wird ohne Berücksichtigung von Verteilungsverlusten bestimmt. Für die Fernkälteversorgung bedeutet dies, dass der SPF für jeden Kälteerzeuger oder für jedes System mit freier Kühlung bestimmt wird. Für Kälteversorgungssysteme, bei denen ein Standard-SPF genutzt werden kann, werden die Koeffizienten F(1) und F(2) aus der Verordnung (EU) 2016/2281 der Kommission ([3]) und der damit verbundenen Mitteilung der Kommission ([4]) nicht als Korrekturfaktoren angewandt.

Bei einer zu 100 % mit erneuerbarer Wärme betriebenen Kälteversorgung (Absorption und Adsorption), sollte die gesamte bereitgestellte Kühlmenge als erneuerbar betrachtet werden.

Die für die Berechnung von $Q_{C_{Supply}}$ und s_{SPF_p} erforderlichen Schritte werden in den Abschnitten 3.2 bis 3.4 erläutert.

([1]) Der Umfang der Kältequelle entspricht der von der Umgebungsluft, dem Umgebungswasser und dem Boden als Wärmesenken aufgenommenen Wärmemenge. Umgebungsluft und Umgebungswasser entsprechen „Umgebungsenergie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 2. Der Boden entspricht „geothermischer Energie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 3.

([2]) Thermodynamisch entspricht die bereitgestellte Kühlung einem Teil der Wärme, die ein Kälteversorgungssystem in Umgebungsluft, Umgebungswasser oder den Boden abgibt, die als Wärmesenken oder Kältequellen dienen. Umgebungsluft und Umgebungswasser entsprechen „Umgebungsenergie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 dieser Richtlinie. Die Funktion des Bodens als Wärmesenke oder Kältequelle entspricht „geothermischer Energie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 3 dieser Richtlinie.

([3]) Verordnung (EU) 2016/2281 der Kommission vom 30. November 2016 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte im Hinblick auf Luftheizungsprodukte, Kühlungsprodukte, Prozesskühler mit hoher Betriebstemperatur und Gebläsekonvektoren (ABl. L 346 vom 20.12.2016, S. 1).

([4]) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_.2017.229.01.0001.01.ENG&toc=OJ:C:2017:229:TOC

▼M1

3.2. **Berechnung des als erneuerbare Energie einzustufenden Anteils des jahreszeitbedingten Leistungsfaktors — S_{SPF_p}**

S_{SPF} ist der Anteil der bereitgestellten Kühlung, der als erneuerbar betrachtet werden kann. Der S_{SPF_p} nimmt mit steigenden SPF_p-Werten zu. Der SPF_p ([1]) ist gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 der Kommission und der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 der Kommission ([2]) definiert, wobei jedoch der Standard-Primärenergiefaktor für Strom in der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates (in der durch die Richtlinie (EU) 2018/2002 ([3]) geänderten Fassung) aktualisiert wurde und nun 2,1 beträgt. Es sind die Randbedingungen aus der Norm EN 14511 anzuwenden.

Die als jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor ausgedrückte Mindesteffizienz, die das Kälteversorgungssystem aufweisen muss, beträgt mindestens 1,4 ($SPFp_{LOW}$). Damit S_{SPF_p} 100 % beträgt, muss das Kälteversorgungssystem eine Effizienz von mindestens 6 ($SPFp_{HIGH}$) aufweisen. Bei allen anderen Kälteversorgungssystemen wird folgende Berechnung durchgeführt:

$$SSPFp = \frac{SPF_p - SPF_{p_LOW}}{SPF_{p_HIGH} - SPF_{p_LOW}} \%$$

SPFp ist die als jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor ausgedrückte Effizienz des Kälteversorgungssystems;

$SPFp_{LOW}$ ist der als Primärenergie angegebene und auf der Effizienz von Standard-Kälteversorgungssystemen beruhende Mindestwert des jahreszeitbedingten Leistungsfaktors (Ökodesign-Mindestanforderungen);

$SPFp_{HIGH}$ ist der als Primärenergie angegebene und auf besten verfügbaren Verfahren für die freie Kühlung bei der Fernkälteversorgung beruhende obere Schwellenwert des jahreszeitbedingten Leistungsfaktors ([4]).

3.3. **Berechnung der Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie mit Standard-SPF-Werten und mit gemessenen SPF-Werten**

Standard-SPF und gemessener SPF

Aufgrund der Ökodesign-Anforderungen aus der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 und der Verordnung (EU) 2016/2281 liegen standardisierte SPF-Werte für elektrisch oder mit Verbrennungsmotoren betriebene Kaltdampfkompressions-Kälteerzeuger vor. Diese Werte sind bei der Komfortkühlung für Kälteerzeuger mit einer Leistung von bis zu 2 MW und bei der Prozesskühlung mit einer Leistung von bis zu 1,5 MW verfügbar. Für andere Technologien und Leistungsbereiche liegen keine Standardwerte vor. Für die Fernkälteversorgung gibt es keine Standardwerte, es werden jedoch Messwerte verwendet, die zur Verfügung stehen; sie ermöglichen es, SPF-Werte zumindest auf jährlicher Basis zu berechnen.

([1]) Falls die tatsächlichen Betriebsbedingungen von Kälteerzeugern zu SPF-Werten führen, die aufgrund unterschiedlicher Installationsvorschriften erheblich niedriger sind als bei Standardbedingungen, können die Mitgliedstaaten diese Systeme vom Anwendungsbereich der Definition für die für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie ausnehmen (z. B. einen wassergekühlten Kälteerzeuger, der ein Trockenkühlgerät anstelle eines Kühlturms nutzt, um Wärme an die Umgebungsluft abzugeben).

([2]) Verordnung (EU) Nr. 206/2012 der Kommission vom 6. März 2012 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumklimageräten und Komfortventilatoren (ABl. L 72 vom 10.3.2012, S. 7).

([3]) Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 210).

([4]) ENER/C1/2018-493, Renewable Cooling under the Revised Renewable Energy Directive (Kälteversorgung aus erneuerbaren Quellen gemäß der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie), TU-Wien, 2021.

▼M1

Für die Berechnung der Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie können Standard-SPF-Werte verwendet werden, soweit sie verfügbar sind. Wenn keine Standardwerte vorliegen oder Messung gängige Praxis ist, sind die gemessenen SPF-Werte zu verwenden, die anhand von Schwellenwerten für die Kühlleistung eingeteilt werden. Bei Kälteerzeugern mit einer Kühlleistung von weniger als 1,5 MW kann der Standard-SPF verwendet werden, während der gemessene SPF für die Fernkälteversorgung, für Kälteerzeuger mit einer Kühlleistung von mindestens 1,5 MW und für Kälteerzeuger, für die keine Standardwerte vorliegen, zu verwenden ist.

Zudem ist für alle Kälteversorgungssysteme ohne Standard-SPF, einschließlich aller Lösungen mit freier Kühlung und wärmebetriebener Kälteerzeuger, ein gemessener SPF zu bestimmen, um die Berechnungsmethode für die Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie anwenden zu können.

Festlegung von Standard-SPF-Werten

SPF-Werte werden als Primärenergieeffizienz angegeben, die anhand von Primärenergiefaktoren gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 berechnet wird, um die Effizienz der verschiedenen Arten von Kälteerzeugern bei der Raumkühlung zu bestimmen ([1]). Der Primärenergiefaktor aus der Verordnung (EU) 2016/2281 beträgt $1/\eta$, wobei η das durchschnittliche Verhältnis zwischen der gesamten Bruttostromerzeugung und dem mit der Stromerzeugung verbundenen Primärenergieverbrauch in der gesamten EU angibt. Aufgrund der Änderung des Standard-Primärenergiefaktors für Strom, der unter Nummer 1 des Anhangs der Richtlinie (EU) 2018/2002 zur Änderung der Fußnote 3 aus Anhang IV der Richtlinie 2012/27/EU als Koeffizient bezeichnet wird, wird der in der Verordnung (EU) 2016/2281 angegebene Primärenergiefaktor von 2,5 bei der Berechnung der SPF-Werte durch den Wert 2,1 ersetzt.

Werden Primärenergieträger wie Wärme oder Gas für die Energiezufuhr des Kälteerzeugers genutzt, beträgt der Primärenergiefaktor $(1/\eta)$ standardmäßig 1, da keine Energieumwandlung stattfindet und somit $\eta = 1$.

Die Standardbetriebsbedingungen und die weiteren für die Bestimmung des SPF erforderlichen Parameter sind — je nach Kälteerzeugerkategorie — in der Verordnung (EU) 2016/2281 und der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 festgelegt. Es sind die Randbedingungen aus der Norm EN 14511 anzuwenden.

Bei reversiblen Kälteerzeugern (Umkehrwärmepumpen), die vom Anwendungsbereich der Verordnung (EU) 2016/2281 ausgenommen sind, da ihre Wärmeversorgungsfunktion von der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 der Kommission mit Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten ([2]) abgedeckt ist, wird die SPF-Berechnung auf dieselbe Weise vorgenommen, die in der Verordnung (EU) 2016/2281 für vergleichbare nicht reversible Kälteerzeuger festgelegt wurde.

Beispielsweise wird der SPF_p für elektrisch betriebene Kaltdampfkompressions-Kälteerzeuger wie folgt definiert (der Index *p* gibt an, dass der SPF im Hinblick auf die Primärenergie definiert ist):

([1]) SPF_p ist mit $\eta_{s,c}$ im Sinne der Verordnung (EU) 2016/2281 identisch.

([2]) Verordnung (EU) Nr. 813/2013 der Kommission vom 2. August 2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten (ABl. L 239 vom 6.9.2013, S. 136).

▼**M1**

— für die Raumkühlung: $SPF_p = \frac{SEER}{\frac{1}{\eta}} - F(1) - F(2)$

— für die Prozesskühlung: $SPF_p = \frac{SEPR}{\frac{1}{\eta}} - F(1) - F(2)$

Dabei gilt:

— SEER und SEPR sind auf die Endenergie bezogene jahreszeitbedingte Leistungsfaktoren ([1]) (SEER steht für „Jahresarbeitszahl im Kühlbetrieb“ („Seasonal Energy Efficiency Ratio“), SEPR steht für „Jahresarbeitszahl“ („Seasonal Energy Performance Ratio“)) gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 und der Verordnung (EU) Nr. 206/2012;

— η ist das durchschnittliche Verhältnis zwischen der gesamten Bruttostromerzeugung und dem mit der Stromerzeugung verbundenen Primärenergieverbrauch in der EU (η = 0,475 und 1/η = 2,1).

F(1) und F(2) sind Korrekturfaktoren gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 und der damit verbundenen Mitteilung der Kommission. Diese Koeffizienten werden gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 nicht auf die Prozesskühlung angewandt, da in diesen Fällen die direkt auf die Endenergie bezogene Messgröße SEPR verwendet wird. Soweit keine angepassten Werte vorliegen, werden für die SEER-Umrechnung dieselben Werte verwendet wie für die SEPR-Umrechnung.

SPF-Randbedingungen

Bei der Bestimmung des SPF des Kälteerzeugers werden die in der Verordnung (EU) 2016/2281 und in der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 festgelegten Randbedingungen angewandt. Bei Wasser-Luft- und Wasser-Wasser-Kälteerzeugern wird die zur Bereitstellung der Kältequelle erforderliche Energiezufuhr mit dem Korrekturfaktor F(2) berücksichtigt. Die SPF-Randbedingungen sind in Abbildung 1 dargestellt. Diese Randbedingungen gelten für alle Kälteversorgungssysteme, d. h. sowohl für Systeme mit freier Kühlung als auch für Systeme mit Kälteerzeugern.

Diese Randbedingungen sind mit denen für Wärmepumpen (bei Verwendung im Heizbetrieb) gemäß dem Beschluss 2013/114/EU der Kommission ([2]) vergleichbar. Im Unterschied zu Kälteversorgungssystemen wird bei Wärmepumpen der dem Hilfsstromverbrauch entsprechende Stromverbrauch (Thermostat-Aus-Zustand, Bereitschaftszustand, Aus-Zustand, Betriebszustand mit Kurbelwannenheizung) bei der Bewertung des SPF ausgenommen. Da jedoch im Falle der Kälteversorgung sowohl Standard-SPF-Werte als auch gemessene SPF-Werte verwendet werden und beim gemessenen SPF der Hilfsstromverbrauch berücksichtigt wird, ist es erforderlich, den Hilfsstromverbrauch in beiden Fällen zu berücksichtigen.

Im Falle der Fernkälteversorgung werden die verteilungsbedingten Kälteverluste und der Stromverbrauch der Verteilungspumpen zwischen der Kälteversorgungsanlage und der Übergabestation beim Kunden nicht in die Schätzung des SPF einbezogen.

([1]) Teil 1 der Studie ENER/C1/2018-493 mit dem Titel „Cooling Technologies Overview and Market Share“ (Überblick über Kühltechnologien und ihre Marktanteile) enthält in Kapitel 1.5 „Energy efficiency metrics of state-of-the-art cooling systems“ (Energieeffizienzparameter moderner Kühlsysteme) detailliertere Definitionen und Gleichungen für diese Parameter.

([2]) Beschluss der Kommission vom 1. März 2013 zur Festlegung von Leitlinien für die Mitgliedstaaten zur Berechnung der durch verschiedene Wärmepumpen-Technologien aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energie gemäß Artikel 5 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 62 vom 6.3.2013, S. 27).

▼M1

Bei luftgeführten Kälteversorgungssystemen, die auch eine Belüftungsfunktion aufweisen, wird die mit dem Luftstrom bei der Belüftung verbundene Kälteversorgung nicht berücksichtigt. Auch die vom Ventilator für die Belüftung aufgenommene Leistung wird anteilig — im Verhältnis des Luftstroms, der auf die Belüftung entfällt, zum Kühlluftstrom — ausgenommen.

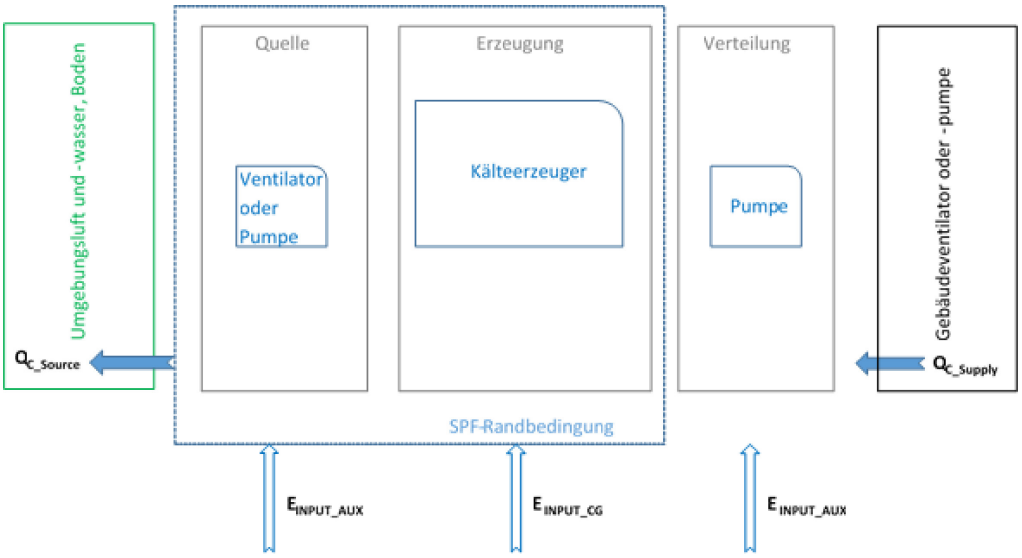

Abbildung 1 Darstellung der SPF-Randbedingungen für Kälteerzeuger bei Anwendung eines Standard-SPF und bei der Fernkälteversorgung (sowie bei anderen großen Kälteversorgungssystemen, auf die ein gemessener SPF angewandt wird), wobei E_{INPUT_AUX} die Energiezufuhr an den Ventilator und/oder die Pumpe und E_{INPUT_CG} die Energiezufuhr an den Kälteerzeuger ist.

Bei luftgeführten Kälteversorgungssystemen mit interner Kälterückgewinnung wird die auf die Kälterückgewinnung zurückgehende Kälteversorgung nicht berücksichtigt. Die auf die Kälterückgewinnung durch den Wärmetauscher zurückgehende Leistungsaufnahme des Ventilators wird anteilig — im Verhältnis der Druckverluste aufgrund des für die Kälterückgewinnung genutzten Wärmetauschers zu den Gesamtdruckverlusten des luftgeführten Kühlsystems — ausgenommen.

3.4. Berechnung anhand von Standardwerten

Bei Einzel-Kälteversorgungssystemen mit einer Leistung von weniger als 1,5 MW, für die ein Standard-SPF-Wert verfügbar ist, kann für die Schätzung der insgesamt bereitgestellten Kühlenergie eine vereinfachte Methode angewandt werden.

Bei dieser vereinfachten Methode ist die von dem Kälteversorgungssystem bereitgestellte Kühlenergie ($Q_{Csupply}$) die Nennkühlleistung (*Pc*), multipliziert mit der Anzahl der äquivalenten Volllaststunden (*EFLH*). Es ist möglich, einen einzigen Wert für die Kühlungs-Grad-Tage auf ein ganzes Land anzuwenden oder unterschiedliche Werte für unterschiedliche Klimazonen zu verwenden, sofern Nennleistungen und SPF-Werte für diese Klimazonen verfügbar sind.

Zur Berechnung von *EFLH* können folgende Standardmethoden angewandt werden:

— für die Raumkühlung im Wohngebäudesektor: EFLH = 96 + 0,85 * CDD

— für die Raumkühlung im tertiären Sektor: EFLH = 475 + 0,49 * CDD

— für die Prozesskühlung: EFLH = τ_s * (7300 + 0,32 * CDD)

▼M1

Dabei gilt:

τ_s ist ein Aktivitätsfaktor, der den Betriebsstunden der jeweiligen Verfahren Rechnung trägt (z. B. Betrieb an allen Tagen des Jahres: τ_s = 1, kein Betrieb an Wochenenden: τ_s = 5/7). Es gibt keinen Standardwert.

3.4.1. *Berechnung anhand von Messwerten*

Bei Systemen, für die keine Standardwerte vorliegen, sowie bei Kälteversorgungssystemen mit einer Leistung von mehr als 1,5 MW und bei Fernkältesystemen wird die für die Kälteversorgung genutzte erneuerbare Energie auf der Grundlage folgender Messungen berechnet:

Gemessene Energiezufuhr: Die gemessene Energiezufuhr umfasst alle Energiequellen des Kälteversorgungssystems einschließlich etwaiger Kälteerzeuger, d. h. Strom, Gas, Wärme usw. Zudem umfasst sie die Energiezufuhr für Hilfspumpen und -ventilatoren des Kälteversorgungssystems, nicht jedoch für die Verteilung der Kälte an ein Gebäude oder einen Prozess. Bei der luftgeführten Kälteversorgung mit Belüftungsfunktion wird hinsichtlich der Energiezufuhr des Kälteversorgungssystems nur die auf die Kälteversorgung zurückgehende zusätzliche Energiezufuhr berücksichtigt.

Gemessene bereitgestellte Kühlenergie: Die bereitgestellte Kühlenergie wird als Energie am Ausgang des Kälteversorgungssystems gemessen, von der etwaige Kälteverluste abgezogen werden, um die bereitgestellte Nettokühlenergie für das Gebäude oder den Prozess (d. h. den Endnutzer der Kälteversorgung) zu schätzen. Zu den Kälteverlusten zählen Verluste in einem Fernkältesystem sowie im Kälteverteilungssystem in einem Gebäude oder an einem Industriestandort. Bei luftgeführter Kühlung mit Belüftungsfunktion wird die Energie für die Einbringung frischer Luft für Belüftungszwecke von der bereitgestellten Kühlenergie abgezogen.

Die Messungen müssen für das jeweilige Meldejahr durchgeführt werden, d. h. sie müssen die gesamte Energiezufuhr sowie die gesamte bereitgestellte Kühlenergie für das gesamte Jahr umfassen.

3.4.2. *Fernkälteversorgung: zusätzliche Anforderungen*

Bei Fernkältesystemen wird die Nettokälteversorgung auf Kundenebene als bereitgestellte Nettokälteversorgung berücksichtigt und als $Q_{c_supply_net}$ angegeben. Thermische Verluste im Verteilungsnetz (Q_{C_Loss}) werden von der Bruttokälteversorgung ($Q_{C_Supply_gross}$) wie folgt abgezogen:

$$Q_{c_supply_net} = Q_{C_Supply_gross} - Q_{C_Loss}$$

3.4.2.1. *Unterteilung in Teilsysteme*

Fernkältesysteme können in Teilsysteme unterteilt werden, wobei diese Teilsysteme mindestens einen Kälteerzeuger oder mindestens ein freies Kühlsystem umfassen. Dabei ist die bereitgestellte Kühlenergie und die Energiezufuhr für jedes Teilsystem zu messen, und die Kälteverluste sind jedem Teilsystem wie folgt zuzuweisen:

$$Q_{C_Supply_net_i} = Q_{C_Supply_gross_i} x \left(1 - \frac{Q_{C_{LOSS}}}{\left(\sum_{i=1}^{n} Q_{C_{Supply_{gross_i}}}\right)}\right)$$

3.4.2.2. *Hilfsvorrichtungen*

Bei der Unterteilung eines Kälteversorgungssystems in Teilsysteme müssen die Hilfsvorrichtungen (z. B. Regelgeräte, Pumpen und Ventilatoren) des/der Kälteerzeuger(s) und/oder des Systems/der Systeme mit freier Kühlung in dasselbe/dieselben Teilsystem(e) einbezogen werden. Hilfsenergie, die für die Verteilung der Kälte innerhalb des Gebäudes aufgewandt wird, d. h. für Hilfspumpen und Endeinheiten (z. B. Gebläsekonvektoren, Ventilatoren von Luftaufbereitungsanlagen), wird nicht berücksichtigt.

▼M1

Für Hilfsvorrichtungen, die keinem bestimmten Teilsystem zugeordnet werden können, wie z. B. Pumpen des Fernkältenetzes, die die von allen Kälteerzeugern gelieferte Kühlenergie bereitstellen, wird der Primärenergieverbrauch den einzelnen Kälteversorgungsteilsystemen wie bei den Kälteverlusten im Netz anteilig — im Verhältnis der von den Kälteerzeugern und/oder dem System der freien Kühlung jedes Teilsystems bereitgestellten Kühlenergie zur insgesamt bereitgestellten Kühlenergie — wie folgt zugeordnet:

$$E_{INPUT_AUX_i} = E_{INPUT_AUX1_i} + E_{INPUT_AUX2} * \frac{Q_{C_Supply_net_i}}{\sum_{i=1}^{n} Q_{C_Supply_net_i}}$$

Dabei gilt:

$E_{INPUT_AUX1_i}$ ist der Hilfsenergieverbrauch des Teilsystems „i“;

E_{INPUT_AUX2} ist der Hilfsenergieverbrauch des Kälteversorgungssystems insgesamt, der nicht einem bestimmten Teilsystem zugeordnet werden kann.

3.5. **Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie im Hinblick auf den Gesamtanteil der erneuerbaren Energie und im Hinblick auf den Anteil der für die Wärme- und Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie**

Zur Berechnung der Gesamtanteile erneuerbarer Energie wird die Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie sowohl zum Zähler „Bruttoendverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen“ als auch zum Nenner „Bruttoendenergieverbrauch“ addiert.

Zur Berechnung der Gesamtanteile der für die Wärme- und Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie wird die Menge der für die Kälteversorgung bereitgestellten erneuerbaren Energie sowohl zum Zähler „Bruttoendverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen für die Wärme- und Kälteversorgung“ als auch zum Nenner „Bruttoendenergieverbrauch für die Wärme- und Kälteversorgung“ addiert.

3.6. **Leitlinien für die Entwicklung genauerer Methoden und Berechnungen**

Es ist vorgesehen und wird angeraten, dass die Mitgliedstaaten ihre eigenen Schätzungen des SPF und der äquivalenten Volllaststunden (EFLH) vornehmen. Solche nationalen/regionalen Ansätze sollten auf genauen Annahmen und ausreichend großen repräsentativen Stichproben beruhen, sodass die erneuerbare Energie im Vergleich zu der in diesem delegierten Rechtsakt beschriebenen Methode deutlich genauer geschätzt werden kann. Solche verbesserten Methoden können auf detaillierten Berechnungen basieren, die sich auf technische Daten stützen, mit denen unter anderem Faktoren wie das Jahr des Einbaus, die Qualität des Einbaus, der Verdichtertyp und die Größe der Maschine, der Betriebsmodus, das Wärmeverteilungssystem, Kaskadensysteme für Kälteerzeuger und die vorherrschenden regionalen Klimaverhältnisse berücksichtigt werden. Bei Verwendung alternativer Methoden und/oder Werte müssen die Mitgliedstaaten diese der Kommission zusammen mit einem Bericht über die angewandte Methode und die verwendeten Daten vorlegen. Die Kommission wird die Unterlagen erforderlichenfalls übersetzen und auf ihrer Transparenzplattform veröffentlichen.

▼B

ANHANG VIII

TEIL A. VORLÄUFIGE GESCHÄTZTE EMISSIONEN INFOLGE VON INDIREKTEN LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN DURCH ROHSTOFFE FÜR BIOKRAFTSTOFFE, FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE UND BIOMASSE-BRENNSTOFFE (gCO_2eq/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. BIOKRAFTSTOFFE, 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_l)“ 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 gCO_2eq/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 gCO_2eq/MJ).

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

▼B

ANHANG IX

Teil A. ►M2 Rohstoffe zur Produktion von Biogas für den Verkehr und fortschrittlicher Biokraftstoffe: ◄

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 Materialmit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz;

▼M3

r) Fuselöle aus der Alkoholdestillation;

s) Rohmethanol aus Kraftzellstoff, der aus der Zellstoffherstellung stammt;

t) Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, die in Gebieten angebaut werden, in denen die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen aufgrund einer kurzen Vegetationszeit auf eine Ernte beschränkt ist, sofern ihre Nutzung keine Nachfrage nach zusätzlichen Flächen verursacht und der Gehalt an organischen Bodensubstanzen erhalten bleibt und soweit sie für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor verwendet werden;

u) Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden, mit Ausnahme von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, soweit sie für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor verwendet werden;

v) Cyanobakterien.

▼B

Teil B. ►M2 Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, deren Beitrag zur Zielvorgabe gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a zu begrenzen ist: ◄

a) gebrauchtes Speiseöl;

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

▼M3

c) geschädigte Pflanzen, die sich nicht für die Verwendung in der Lebens- oder Futtermittelkette eignen, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, damit sie diese Voraussetzung erfüllen;

d) kommunales Abwasser und daraus gewonnene Erzeugnisse mit Ausnahme von Klärschlamm;

e) Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden — mit Ausnahme von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen und der in Teil A dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe —, soweit sie nicht für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftfahrtsektor verwendet werden;

f) Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen — mit Ausnahme der in Teil A dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe —, die in Gebieten angebaut werden, in denen die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen aufgrund einer kurzen Vegetationszeit auf eine Ernte beschränkt ist, sofern ihre Nutzung keine Nachfrage nach zusätzlichen Flächen verursacht und der Gehalt an organischen Bodensubstanzen erhalten bleibt und soweit sie nicht für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor verwendet werden.

▼B

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

▼B

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

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
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
—	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

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
—	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
—	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

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
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
—	Artikel 30 Absatz 7 Unterabsatz 2

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
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