



Stellungnahme zum Entwurf der Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff und dessen Derivate: Delegierter Rechtsakt zu Artikel 27 RED II

Einleitung

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) begrüßt, dass mit dem am 20.05.2022 von der Europäischen Kommission veröffentlichten Entwurf des delegierten Rechtsakts zu Artikel 27 (3) der überarbeiteten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) konkrete Vorschläge für die Ausgestaltung der Strombezugskriterien für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Derivaten vorliegen, die dringend benötigte regulatorische Sicherheit für den Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft schaffen.

Grundsätzlich räumt der vorliegende Entwurf den Wasserstoffproduzenten Handlungsspielraum mittels unterschiedlicher Erfüllungsoptionen für die in der RED II festgehaltenen Kriterien für den Strombezug von Anlagen zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs bzw. Powerfuels) ein.

Der Rechtsakt räumt die Möglichkeit ein, eine Anlage entweder basierend auf

- 1. einer Direktverbindung (Artikel 3)** oder
- 2. einer indirekten Verbindung (über das Netz)**
 - 2.1. **bei einem hohem erneuerbaren Energien (EE)-Anteil im Stromnetz** von mindestens 90 Prozent (Artikel 4 (1)),
 - 2.2. **bei Abschluss von Power Purchase Agreements (PPAs)** basierend auf zusätzlichen Stromkapazitäten (Artikel 4 (2)) oder
 - 2.3. **netz- bzw. systemdienlich** zu betreiben (Artikel 4 (4)).

Die Empfehlungen der dena zur Anpassung des vorliegenden Entwurfs zur konkreten Spezifizierung der Strombezugskriterien für diese vier Varianten sind untenstehend im Einzelnen aufgeführt.

1. Direktverbindung – Artikel 3

Bezug von ausschließlich erneuerbarem Strom – Artikel 3 (a) und 3 (c)

Option 1: Nachweis der direkten Verbindung zum Elektrolyseur;

Option 2: Stromerzeugung und Elektrolyse finden in derselben Anlage statt.

Falls die direkt mit dem Elektrolyseur verbundene Stromerzeugungsanlage an das Netz angeschlossen ist, muss mit einem Smart Meter, der alle Stromflüsse aus dem Netz misst, nachgewiesen werden, dass für die Erzeugung des erneuerbaren Wasserstoffs kein Strom aus dem Netz entnommen wird.



Zusätzlichkeit – Artikel 3 (b)

Die Stromanlage wurde max. 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen. Zusätzliche Elektrolysekapazitäten gelten als Teil der bestehenden Anlage, sofern sie am selben Standort und nicht später als 24 Monate nach der Inbetriebnahme der ursprünglichen Anlage hinzugefügt wurden.

Bewertung dena

Die dena begrüßt den Vorschlag der Strombezugskriterien für die Direktverbindung zwischen Stromanlage und Elektrolyseur. Die Festlegung des maximalen zeitlichen Abstands der Inbetriebnahme von EE-Erzeugungsanlage und Elektrolyseur nimmt Rücksicht auf mögliche Verzögerungen im Genehmigungsprozess o. ä., die eine noch engere zeitliche Kopplung schwierig machen können. Allerdings ist nicht klar, warum ein potenzieller späterer Kapazitätssubau lediglich in einem Zeitrahmen von bis zu 24 Monaten nach der Inbetriebnahme der ursprünglichen Anlage realisiert werden kann. Unklar bleibt außerdem, ob eine sogenannte „bivalente Fahrweise“ (Nutzung der beiden Optionen der direkten und indirekten Verbindung zu jeweils unterschiedlichen Zeiten) durch den Entwurf ausgeschlossen wird oder ob lediglich der Strom über Direktverbindung und Netzanschluss nicht parallel in derselben Stunde (bis Ende 2026 an demselben Kalendertag) bezogen werden darf. Hier spricht sich die dena im Sinne der Schaffung von Rechtssicherheit für eine detailliertere Darstellung im delegierten Rechtsakt aus.

Vorschlag dena

- **Abschaffung der zeitlichen Begrenzung eines Kapazitätssubaus** (Artikel 3b).
- Bei **Kapazitätssubau sollten zwischen den zusätzlich erforderlichen Stromkapazitäten und der Inbetriebnahme der zusätzlichen Elektrolysekapazitäten maximal 36 Monate liegen** (Artikel 3b).
- Aus Sicht der dena sollte eine **bivalente Fahrweise ermöglicht** und an den Nachweis geknüpft werden, dass die Kriterien des jeweils gewählten Falls (Direktverbindung bzw. Netzbezug + PPA) in der entsprechenden Stunde des Strombezugs erfüllt wurden (Artikel 3c).

2. Indirekte Verbindung (Netz) – Artikel 4

Bezug von ausschließlich erneuerbarem Strom

Aus dem Netz bezogener Strom kann in zwei Fällen als vollständig erneuerbar gewertet werden:

Option 1 (Artikel 4 (1)):

Der Elektrolyseur befindet sich in einer Gebotszone mit über 90 Prozent EE-Anteil im letzten Jahr plus die Produktion des Wasserstoffs übersteigt nicht die maximale Anzahl an jährlichen Stunden, die dem Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen in der Gebotszone entsprechen (max. Anzahl an Stunden = gesamte Stundenanzahl x EE-Anteil im Netz im Kalenderjahr).

Option 2 (Artikel 4 (2)):



Der verwendete Strom stammt zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien und wird durch einen oder mehrere Stromabnahmeverträge (PPAs) nachgewiesen. Die PPAs wurden über eine Menge an Strom aus einer oder mehrerer Stromanlagen abgeschlossen, die mindestens der für die Wasserstoffproduktion benötigten Strommenge entspricht. Voraussetzung für die Nutzung dieser Option ist, dass die Kriterien aus Artikel 4 (2) a-d (siehe unten) erfüllt sind.

Bewertung dena

Option 1 ist ein Alternativkriterium zur Zusätzlichkeit, stündlichen und geografischen Korrelation, und legt fest, dass der Elektrolyseur so viele Stunden im Jahr betrieben werden kann, wie es dem EE-Anteil von mindestens 90 Prozent im vorangegangenen Kalenderjahr entspricht. Diese Option spielt derzeit noch keine Rolle in Deutschland. Dieses Kriterium kommt Produzenten in Gebotszonen mit hohem EE-Anteil (z. B. in Norwegen, Schweden) entgegen, da es den Betrieb bei hoher Auslastung bzw. jährlicher Laufzeit ermöglicht und keine PPAs über die Abnahme entsprechender EE-Strommengen abgeschlossen werden müssen. Weiterhin reizt das Kriterium eine beschleunigte Defossilisierung des Stromnetzes an und realisiert eine Produktion von grünem Wasserstoff mit geringen Emissionswerten. Die dena befürwortet, dass über Option 2 PPAs in der Nachweisführung der RFNBOs eine zentrale Rolle eingeräumt wird.

a. Zusätzlichkeit¹

Inbetriebnahme (Artikel 4 (2a))

Inbetriebnahme des Elektrolyseurs max. 36 Monate nach der Stromanlage. Im Fall der oben aufgeführten Option 2 (Netzbezug + PPA) entspricht das angenommene Datum der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs dem der über das aktuellste PPA unter Vertrag genommenen EE-Anlage, welches ggf. einen ausgelaufenen PPA ersetzt.

Bei Ausbau der Elektrolysekapazitäten gilt die zusätzliche Kapazität als zur gleichen Zeit in Betrieb genommen wie die ursprüngliche Anlage, sofern die Kapazität am selben Standort hinzugefügt wird und der Ausbau spätestens 36 Monate nach Inbetriebnahme der Erstanlage erfolgt.

Förderungen (Artikel 4 (2b))

Keine erhaltenen Subventionen bezüglich Betriebs- oder Investitionskosten. Ausgenommen davon sind Förderungen, die Anlagen vor dem Repowering gemäß Artikel 2 Absatz 6 erhalten haben, und Förderungen, die keine Nettoförderung darstellen, wie z. B. Förderungen, die vollständig zurückgezahlt wurden.

Bewertung dena

Wir unterstützen das Ziel der EU-Kommission, zusätzliche EE-Strom-Erzeugungskapazitäten für die Produktion von Wasserstoff und dessen Derivaten aufzubauen. Die Ausweitung des zeitlichen Abstands zwischen der Inbetriebnahme der Stromanlage und des Elektrolyseurs auf max. 36 Monate bei Netzanschluss wird für Produzenten

¹ Dieses Kriterium tritt erst ab 1. Januar 2027 in Kraft und gilt nicht für Anlagen, die bis Ende 2026 in Betrieb genommen wurden.



das „Matching“ mit potenziellen Vertragspartnern erleichtern. Langfristig kann sich so ein Geschäftsfeld entwickeln, in welchem Zwischenhändler Handelsplattformen bereitstellen, um Strom gemäß Artikel 27 für RFNBO-Produzenten bereitzustellen. Die dena begrüßt außerdem die Möglichkeit des Repowerings, da bis 2030 18 GW PV und 26,8 GW Strom aus Windanlagen aus der EEG-Förderung herausfallen (dena, 2019). Allerdings stellt Repowering durch die derzeit hohen Strommarktpreise kein attraktives Geschäftsmodell für ausgeförderte EE-Anlagen mehr dar.

Vorschlag dena

- **Ausweitung der Übergangsphase bis 2030.** Den Vorschlag der Europäischen Kommission, das Kriterium der Zusätzlichkeit mit einer Übergangsfrist in Kraft treten zu lassen, um insbesondere den benötigten Zeiträumen zur Planung und Realisierung von Projekten zum Aufbau neuer erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten Rechnung zu tragen, halten wir für sinnvoll und notwendig, damit der zeitnahe Markthochlauf nicht behindert wird. Um Vorreitern („first movers“) Planungs- und Investitionssicherheit zu gewähren und die Implementierung von Powerfuels-Projekten zu vereinfachen (Artikel 7), empfiehlt die dena, die Übergangsphase und damit die Inkraftsetzung dieses Kriteriums bis 2030 auszudehnen.
- **Klare Darlegung, welche Art von Förderungen unter den Artikel 4 (2b) fallen.**
- **Abschaffung des „Grandfathering“ bzw. des Artikels 8.** Kritisch sehen wir den Vorschlag, das Aussetzen des Kriteriums der Zusätzlichkeit über das Phase-in hinaus für Anlagen, die bis dahin in Betrieb genommen wurden, zu fixieren („Grandfathering“). Daher fordern wir die Streichung von Artikel 8.

b. Zeitliche Korrelation – Artikel 4 (2c)

Option 1: Strombezug während derselben Stunde wie Erzeugung des Strom in der über das PPA unter Vertrag genommenen Anlage.²

Option 2: Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien aus einem Speicher, der sich hinter demselben Netzanschlusspunkt wie der Elektrolyseur befindet und der während desselben Zeitraums von einer Stunde geladen wurde, in dem der Strom im Rahmen des PPAs für erneuerbare Energien erzeugt wurde.³

Option 3: Strombezug während eines einstündigen Zeitraums, in dem der Clearingpreis für Strom, der aus dem Single-Day-Ahead-Markt resultiert, in der Gebotszone niedriger oder gleich 20 Euro pro MWh oder weniger als das 0,36-fache des Preises für ein Zertifikat zur Emission einer Tonne Kohlendioxidäquivalent während eines bestimmten Zeitraums zum Zweck der Erfüllung die Anforderungen der Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2003/87/EG).

² Dieses Kriterium tritt erst ab 1. Januar 2027 in Kraft, außer die Anlage wird im Rahmen der Übergangsphase gefördert. Bis zum 31. Dezember 2026 beschränkt sich die zeitliche Korrelation auf einen Kalendermonat.

³ Dieses Kriterium tritt erst ab 1. Januar 2027 in Kraft, außer die Anlage wird im Rahmen der Übergangsphase gefördert. Bis zum 31. Dezember 2026 beschränkt sich die zeitliche Korrelation auf einen Kalendermonat.



Bewertung dena

Wie bei dem Kriterium der Zusätzlichkeit ist auch für die zeitliche Korrelation eine Übergangsphase vorgesehen. Bis Ende 2026 gilt der Kalendermonat als zeitliche Begrenzung. Ab dem 1. Januar 2027 wird die zeitliche Korrelation zwischen Strom- und Wasserstoffproduktion auf eine Stunde festgesetzt. Dies gibt Produzenten zwar in der Phase-in-Periode viel Flexibilität, verursacht jedoch einen starken Wechsel des Anforderungsniveaus zum Stichtag des 1. Januar 2027. Es ist daher fraglich, ob nicht eine graduellere Einstellung auf eine stündliche Korrelation sinnvoller wäre. Bereits heute wird das stündliche Matching auf EU-Ebene von dem Vorhaben EnergyTag getestet (EnergyTag, 2020). Die Option des Strombezugs aus einem Speicher unterstützt den Ansatz der Systemdienlichkeit, jedoch ist der Einsatz von Batterien in der Praxis mit hohen Investitionskosten verbunden und es bleibt fraglich, ob diese Option ohne zusätzliche Anreize für Produzenten betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. Bei der letzten Option sollen über das Preissignal Informationen über einen potenziellen Netzengpass bzw. über die Treibhausgasvermeidungskosten abgeleitet werden. Das Strommarktdesign der Gebotszonen ist aus unserer Sicht für die Identifizierung eines Netzengpasses über das Preissignal ungeeignet. Laut einer Studie des Reiner Lemoine Instituts (2022) kann ein strompreisgeführter Elektrolyseur, welcher bei einer festgelegten Strompreisgrenze betrieben wird, nicht zur Vermeidung lokaler Netzengpässe beitragen (Reiner Lemoine Institute, 2022). Betrachtet man die Strompreise auf Stundenbasis im Jahr 2020, so gab es 165 Stunden von insgesamt 8784 Stunden, in denen der Strompreis weniger als oder exakt 20 Euro/MWh betrug. Der derzeitige CO₂-Zertifikatspreis liegt bei 78,2 Euro/t CO₂ (Stand 24.05.2022). Das 0,36-fache davon würde einem Strompreis von 28 Euro/MWh entsprechen. Im Jahr 2020 gab es 251 Stunden mit einem Strompreis kleiner gleich 28 Euro/MWh. Bei absehend steigenden CO₂-Preisen würden sich daraus immer mehr zulässige jährliche Betriebsstunden für dieses Kriterium ergeben, ohne dass notwendigerweise die Treibhausgas-Intensität des Strommixes proportional dazu sinkt. Die Option ist daher aus unserer Sicht als Alternative zum Nachweis der zeitlichen Korrelation ungeeignet.

Vorschlag dena

- **Bis 31.12.2029 soll eine zeitliche Korrelation von einem Tag gelten, danach von einer Stunde.** Die Schritte zwischen einer Stunde und einem Monat erscheinen als sehr weit gefasst. Außerdem kann bei einer monatlichen Korrelation nicht mehr die Rede von einem zeitlichen Matching im Sinne des Artikel 27 der REDII sein. Um den Übergang zu erleichtern, empfiehlt die dena bis zum 31.12.2029 eine zeitliche Korrelation von einem Tag. Damit wäre auch ein einheitliches Phase-in sowohl der zeitlichen Korrelation als auch der Zusätzlichkeit bis 2030 gewährleistet (siehe entsprechendes Kapitel oben).
- **Strombezug bei einem Strompreis auf dem Single-Day-Ahead-Markt von kleiner oder gleich null Euro/MWh (Artikel 4 (2c) iii.) und Streichung der Kopplung mit dem CO-Zertifikatspreis.** Aus dem Entwurf erschließt sich nicht, wie der Grenzwert von 20 Euro/MWh ermittelt wurde oder warum der Grenzwert des Strompreises an den CO₂-Preis gekoppelt wird. Ein Strompreis von null Euro/MWh ist ein Indikator für Überschussproduktion; der Strombezug zu diesen Zeiten sollte daher ermöglicht werden.

c. Geografische Korrelation – Artikel 4 (2d)

Option 1: Die Stromanlage, die über das PPA unter Vertrag genommen wurde, befindet oder befand sich in derselben Gebotszone wie der Elektrolyseur, als dieser in Betrieb genommen wurde



Option 2: Die Stromanlage, die über das PPA unter Vertrag genommen wurde, befindet sich in einer benachbarten Gebotszone und der Strompreis ist in dem betreffenden Zeitraum auf dem Day-Ahead-Markt gleich oder höher als in der Gebotszone, in welcher der RFNBO erzeugt wird; oder

Option 3: Die Stromanlage, die über das PPA unter Vertrag genommen wurde, befindet sich in einer Offshore-Gebotszone, die an die Gebotszone angrenzt, in der sich der Elektrolyseur befindet.

Bewertung dena

Mit diesen drei Optionen wird für den grenzüberschreitenden Handel erneuerbaren Stroms mehr Flexibilität ermöglicht, welcher jedoch auf benachbarte Gebotszonen, die innerhalb der EU in den meisten Fällen mit den unmittelbaren Nachbarländern korrespondieren, begrenzt ist. Es bleibt unklar, ob sich der Vorschlag der Option 2 auf EU-Mitgliedstaaten beschränkt oder ob grundsätzlich global alle Strompreiszonen, innerhalb derer Großhandelspreise im entsprechenden Zeitraum identisch bzw. in der Strompreiszone, in der die EE-Erzeugungsanlage steht, höher sind, in Betracht kommen, solange die entsprechenden Länder zueinander angrenzend sind. Hierbei gilt zu berücksichtigen, dass außerhalb der EU z. T. andere Strommarktmodelle vorherrschen, z. B. eine kleinteiligere Unterteilung durch sogenannte Knotenpreise⁴ in den USA. Außerdem haben gleiche Preise in unterschiedlichen Märkten eine unterschiedliche Gewichtung. Es bleibt unklar, inwiefern der Vorschlag der EU-Kommission diese Unterschiede berücksichtigt.

Vorschlag dena

- Das Konzept der „Gebotszone“ ist nicht ohne Weiteres auf Drittstaaten übertragbar. Die Europäische Kommission sollte zumindest für jedes Strommarktdesign (z. B. Knotenpunkte) das **Äquivalent zur Gebotszone** definieren und für zulässig zum Nachweis der geographischen Korrelation erklären, um die Umsetzung **in Drittländern** nicht zu hemmen (Artikel 6).

d. Systemdienlichkeit – Artikel 4 (4)

Artikel 4 (4) Netzstrom wurde während einer Ungleichgewichtsabrechnung (imbalance settlement period) verbraucht, bei der eine Abregelung einer erneuerbaren Stromanlage (Redispatch) durch den Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesen werden kann. Es soll zusätzlich aufgezeigt werden, dass die konsumierte Strommenge der RFNBO-Anlage dem Umfang des Redispatches entspricht und dass der Bedarf an Redispatch um einen entsprechenden Betrag reduziert wurde.

Bewertung dena

Wir begrüßen, dass der Aspekt der Systemdienlichkeit des Elektrolyseurs durch dezidierte Nachweisoptionen in den Fokus gerückt wird. Wir befürworten außerdem, dass der Nachweis eines Netzengpasses technisch – und nicht über ein Preissignal – nachgewiesen werden kann (siehe **zeitliche Korrelation**). Wir unterstützen, dass so-

⁴ In einem Knotenpreissystem entsteht an jedem Einspeisepunkt ein anderer Strompreis. Ein solches Strommarktmodell reagiert sensibler auf Über- und Unterproduktionen und eignet sich daher gut zur Identifizierung von Netzengpässen durch Niedrigpreise (acatech et al., 2020).



mit Anlagen in Zeiten, in denen die Option des Artikels 4 (4) genutzt wird, nicht dem Zusätzlichkeitskriterium unterliegen, d. h. in den entsprechenden Stunden des Strombezugs auch Bestandsanlagen zum Einsatz kommen können. Diese Flexibilität ist im Kontext des Wasserstoffmarkthochlaufs wichtig und unterstützt gleichzeitig die Integration von erneuerbaren Stromkapazitäten bzw. die Vermeidung derer Abschaltung oder Herunterregelung.

3. Weitere offene Punkte:

Allgemein ist anzumerken, dass in dem vorliegenden Entwurf nicht klar ist, ob die Begriffe „Elektrolyseur“ und „Installation“ als Synonyme verwendet werden. Aus der Praxis wissen wir, dass eMethanol-Anlagen geplant werden, bei denen der Elektrolyseur direkt an die Windanlage angeschlossen ist, die Syntheseanlage allerdings Strom aus dem Netz bezieht. Für die Produktion von RFNBOs sollte in so einem Fall die Syntheseanlage zwar 100 Prozent EE-Strom beziehen, jedoch nicht die restlichen Bestimmungen aus Artikel 4 (2) einhalten müssen, da diese bereits vom Elektrolyseur erfüllt werden.

Aus Sicht der Nachweisführung bleibt offen, wie diese für die unterschiedlichen Erfüllungsoptionen konkret zu erfolgen hat. Es bedarf klarer Anforderungen an die Dokumentation bezüglich der Herkunft der eingesetzten Strommengen, welche im Artikel 5 aus unserer Sicht nur unzureichend abgedeckt ist. Daher sehen wir es als notwendig an, Leitlinien zu den erforderlichen Dokumenten anzubieten, die für jedes aufgeführte Kriterium als Verifizierungsoption zulässig sind. Darin sollte festgehalten werden, auf welcher Datenbasis die Dokumentation des Stundenabgleichs von Stromerzeugungseinheit und Elektrolyseur möglich ist. Zum Nachweis der potenziellen Abregelung (Artikel 4 (4)) benennt der Gesetzgeber die nationalen Übertragungsnetzbetreiber zur Erbringung des Nachweises. In Mitgliedsstaaten wie z. B. Deutschland gibt es mehrere Übertragungsnetzbetreiber. Die dena würde eine Bündelung durch die Ernennung einer öffentlichen zuständigen Stelle für diese Art des Nachweises bevorzugen, welche einmal jährlich aufgefordert ist, die entsprechenden Nachweise zur Verfügung zu stellen, in Deutschland bspw. die Bundesnetzagentur oder das Umweltbundesamt. Gleiches gilt für die Bekanntmachung des Anteils an erneuerbarem Strom im Strommix einer Gebotszone durch den Stromnetzbetreiber nach Artikel 4 (1). In Deutschland würde sich diese Art der Bekanntmachung auch eher über eine Bundesbehörde eignen. Das Umweltbundesamt ist hierzu in ähnlicher Sache bereits zuständig. Alternativ würde sich mitgliedstaatenübergreifend EUROSTAT eignen.

Vorschlag dena

- **Die Kriterien aus Artikel 3 und 4 sind vom Elektrolyseur einzuhalten**, beziehen sich jedoch **nicht** auf die **nachgelagerte Syntheseanlage oder auf Carbon Capture and Utilization (CCU)-Anlagen zur Bereitstellung von CO₂ als Rohstoff für die Herstellung von kohlenstoffbasierten RFNBOs**. Diese Anlagen müssen jedoch 100 Prozent EE-Strom beziehen, welcher durch ein PPA nachgewiesen werden soll.
- **Die Strombezugs-kriterien sollen sich auf den Betrieb des Elektrolyseurs** beziehen, nicht aber auf die nachgelagerte Syntheseanlage (Artikel 3 und 4).
- Die Europäische Kommission sollte die konkreten **Verifizierungsmethoden** der einzelnen Kriterien für die Nachweisführung bereitstellen (Artikel 5).
- **Ernennung einer zuständigen Stelle zur Bereitstellung der notwendigen Informationen zum Nachweis eines Netzengpasses**, vor allem in Mitgliedsstaaten mit mehr als einem Übertragungsnetzbetreiber (Artikel 4 (4)).



Literatur

- acatech, Leopoldina & Akademienunion. (2020). *Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem – Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns*. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/Stellungnahme_Netzengpassmanagement.pdf. (Retrieved: 08.06.2022).
- Deutsche Energie-Agentur (dena). (2019). *Corporate Green PPAs*. https://marktoffensive-ee.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-MARKTMONITOR_2030_Corporate_Green_PPAs.PDF. (Retrieved: 08.06.2022).
- EnergyTag. (2020). <https://www.energytag.org/>. (Retrieved: 08.06.2022).
- Reiner Lemoine Institut. (2022). *Netzdienliche Wasserstoffherzeugung - Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure*. https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs-pe/sonstiges/2022-02-22_RLI-Studie_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung_final.pdf. (Retrieved: 08.06.2022).



Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 66 777-0

Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Ansprechpartnerinnen:

Friederike Altgelt, dena, Seniorexpertin H2 & synthetische Energieträger
Katharina Sailer, dena, Seniorexpertin Erneuerbare Energien

Stand:

6/2022

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) „Stellungnahme zum Entwurf der Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff und dessen Derivate: Delegierter Rechtsakt zu Artikel 27 RED II“