

ENTWERTUNG VON HERKUNFTSNACHWEISEN FÜR DIE VERLUSTENERGIE VON NETZBETREIBERN

AUSWIRKUNGEN AUF DEN HERKUNFTSNACHWEISMARKT

Gutachten im Auftrag der Schleswig-Holstein Netz AG und
TenneT TSO GmbH

Hamburg, 13.10.2021

Alexandra Styles, Juliane Mundt, Max-Julian Gerlach, Robert Werner

INHALT

Zusammenfassung	1
1 Einleitung: Netzverluste im Herkunftsnachweissystem	4
2 Entwicklungen auf dem deutschen und europäischen Herkunftsnachweismarkt	6
2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung des HKN-Markts	7
2.2 Ausstellung, Entwertung und Verfall von HKN in AIB-Mitgliedsländern und Deutschland	9
2.3 Entwicklung des HKN-Angebots	13
2.3.1 Entwicklung der dem HKN-Markt zur Verfügung stehenden Stromerzeugung	13
2.3.2 Entwicklungen bei der HKN-Ausstellung für geförderte Strommengen	15
2.3.3 Mögliche strukturelle Veränderungen im zukünftigen HKN-Angebot	18
2.4 Entwicklung der HKN-Nachfrage	19
2.4.1 Aktuelle Nachfrageentwicklungen im Ökostrommarkt	19
2.4.2 Mögliche strukturelle Veränderungen in der zukünftigen HKN-Nachfrage	21
2.5 Ausblick auf Preistendenzen am HKN-Markt	25
3 Analyse der potenziellen Nachfragewirkung einer HKN-Entwertung für Netzverluste	29
3.1 Umfang und Entwicklung von Netzverlusten	29
3.2 Einordnung der maximal zu erwartende HKN-Nachfrage bei einer HKN- Entwertung für Netzverluste	30
4 Fazit: HKN-Entwertung für Netzverluste im Kontext zukünftiger Marktentwicklungen	34
Anhang: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für die Entwertung von Herkunftsnachweisen für Verlustenergie	37
Abkürzungsverzeichnis	39
Abbildungsverzeichnis	40
Tabellenverzeichnis	40
Literatur	41

ZUSAMMENFASSUNG

Die **Entwertung von Herkunftsnachweisen** (HKN) stellt in der Europäischen Union das etablierte Verfahren dar, um die **Herkunft von Stromlieferungen zu kennzeichnen** und erneuerbare Eigenschaften des erzeugten Stroms einzelnen Verbrauchenden zuzuordnen. Gegenüber Verbrauchenden weisen HKN nach, dass bezogener Ökostrom aus erneuerbaren Energien stammt und nur einmal als solcher vermarktet wurde. Für Produzenten erneuerbarer Energien schaffen HKN die Voraussetzung, die grüne Eigenschaft der erzeugten Energie handelbar zu machen. Dies ermöglicht Anlagenbetreibern, neben dem Verkauf von Strommengen am Strommarkt Erlöse aus der Vermarktung der erneuerbaren Qualität des produzierten Stroms zu erwirtschaften. In dem Maße, in dem der Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem und das Volumen ausgestellter HKN ansteigt, gewinnt auch der **Umgang mit Verlusten im HKN-System** an Bedeutung. Bei der Vermarktung von Strommengen ist der Ausgleich von Netzverlusten Aufgabe der Netzbetreiber. Bei der Vermarktung grüner Eigenschaften werden Netzverluste hingegen in der Regel nicht berücksichtigt.

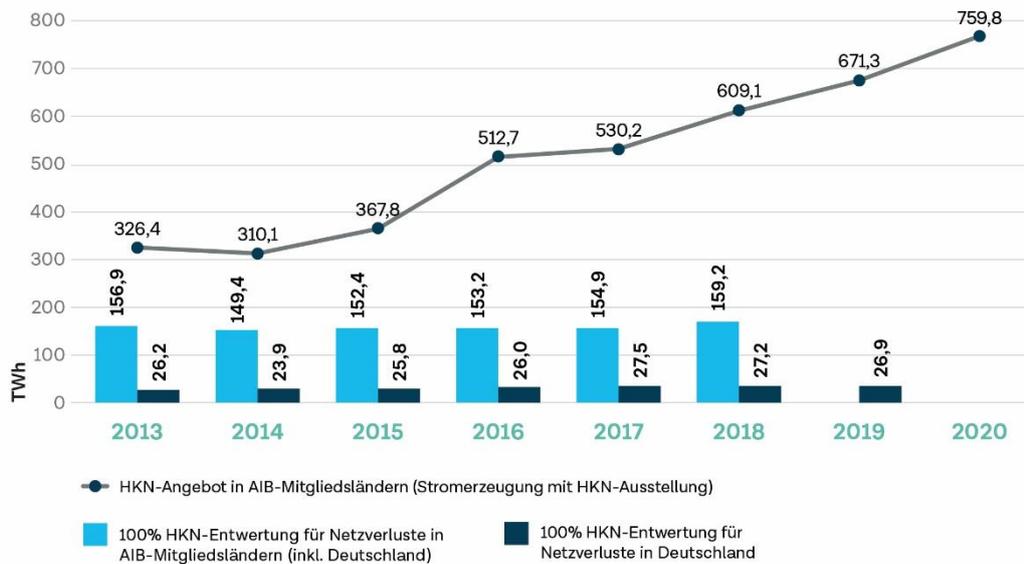
Neben der systemischen Relevanz von Verlusten bei der Nachweisführung zur Stromherkunft ergibt sich ein zunehmendes Interesse von Netzbetreibern, ihren **Netzbetrieb im Kontext unternehmerischer Klimaschutzziele** CO₂-neutral zu gestalten. Grüne Beschaffungsverfahren für Verlustenergie könnten durch entsprechende Nachfrageimpulse dazu beitragen sicherzustellen, dass auf dem Weg zur Klimaneutralität auch der Ausgleich von Netzverlusten aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Um HKN für Verlustenergie entwerten zu können, wäre allerdings eine **Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen Voraussetzung**. Eine HKN-Entwertung durch Netzbetreiber bzw. Vorgaben bezüglich der erneuerbaren Eigenschaften von beschaffter Verlustenergie sind in Deutschland derzeit nicht möglich.

Um die Entwicklung möglicher Optionen für eine Bereitstellung klimaneutraler Verlustenergie zu unterstützen, werden im Gutachten **aktuelle Entwicklungen im europäischen und deutschen Herkunftsnachweismarkt** untersucht. Ziel ist eine Einordnung, welche **Auswirkungen eine Entwertung von HKN für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie auf das Marktgeschehen** haben könnte. Als Vergleichsbasis für eine netzverlustbedingte HKN-Nachfrage dient das HKN-Angebot in Mitgliedsländern der Association of Issuing Bodies (AIB), die das „European Energy Certificate System“ (EECS) als standardisiertes Regelsystem nutzen. Die potenzielle Nachfragewirkung einer HKN-Entwertung für Verlustenergie wird dabei auch im Kontext möglicher struktureller Veränderungen, die sich zukünftig am HKN-Markt ergeben könnten, betrachtet.

Im Ergebnis wäre es mengenmäßig **darstellbar, eine HKN-Entwertung für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie zuzulassen**, ohne dass wesentliche Marktverwerfungen zu erwarten wären. Die Deckung einer zusätzlichen Nachfrage durch deutsche Netzbetreiber kann angesichts des – steigenden – jährlichen Angebots von HKN im EECS-Segment des europäischen Markts als unkritisch eingeschätzt werden (siehe Abbildung A). Sollte sich eine HKN-Entwertung für Netzverluste am europäischen Markt etablieren, fällt das sich ergebende potenzielle Nachfragevolumen mengenmäßig relevanter aus. Bislang

wird der HKN-Markt allerdings durch einen – wenngleich in den letzten Jahren rückläufigen – Angebotsüberhang und eine „stille Reserve“ von Erneuerbare-Energien-Produzenten, die auf eine Beantragung von HKN bislang verzichteten, gekennzeichnet. Die Auswirkung einer zusätzlichen HKN-Nachfrage auf den Markt würde hierdurch abgedeutet.

ABBILDUNG A: MAXIMAL ZU ERWARTENDE HKN-NACHFRAGE BEI EINER HKN-ENTWERTUNG FÜR NETZVERLUSTE (IN DEUTSCHLAND UND IN AIB-MITGLIEDSLÄNDERN, IN TERAWATTSTUNDEN)



Angaben zur Stromerzeugung mit HKN-Ausstellung und zu Netzverlusten in AIB-Mitgliedsländern beziehen sich auf in den jeweiligen Jahren aktive Mitglieder. Netzverlustangaben werden bis zum aktuellsten verfügbaren Wert dargestellt.

Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2021, Monthly activity statistics; CEER 2020, Report on power losses; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2021, Monitoringbericht 2020; BfE 2020, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019; Orkustofnun 2019, Development of electricity consumption in Iceland (2018); Terna 2021, Dati generali

Um die maximale Nachfragewirkung einer HKN-Entwertung für Verlustenergie zu untersuchen, wurde die **Entwertung von HKN in voller Höhe der Netzverluste** sowohl in Deutschland als auch auf Ebene der AIB-Mitgliedsländer untersucht. Eine solche Entwertungsstrategie ist vor dem Hintergrund von **Klimaneutralitätszielen von Netzbetreibern** relevant. Der Verlustenergie würden hierbei in voller Höhe EE-Eigenschaften zugeordnet. Zu beachten ist allerdings, dass eine HKN-Entwertung in voller Höhe der Netzverluste durch sämtliche Netzbetreiber ein **eher unrealistisches Maximalszenario** darstellt. Auch ist im europäischen Kontext teils eine Entwertung von HKN durch Netzbetreiber bereits möglich, beispielsweise in den Niederlanden. Sollten zukünftig erweiterte Möglichkeiten für eine HKN-Entwertung durch Netzbetreiber bestehen, wäre eher ein **gradueller Anstieg der HKN-Nachfrage** zu erwarten. Ein plötzlicher Nachfrageschock wäre selbst im Zusammenspiel mit weiteren Nachfragetreibern unwahrscheinlich.



Die **Auswirkung einer HKN-Entwertung für Netzverluste auf den Preis von HKN lässt sich nicht verlässlich prognostizieren**. Auswirkungen hängen u. a. davon ab, auf welches Segment des HKN-Markts sich die Nachfrage richten würde (z. B. nicht geförderte Neuanlagen, wo verfügbare HKN am Markt knapper sind, geförderte Neuanlagen oder ausgeförderte Altanlagen).

Unabhängig von der Behandlung von Netzverlusten zeichnen sich zudem **dynamische Entwicklungen am Markt für Strom-HKN** ab, die eine **deutliche Ausweitung der Nachfrage wie auch des Angebots möglich** machen. Sollten zukünftig verstärkt HKN für die Verlustenergie von Netzbetreibern nachgefragt werden, würde diese Nachfrage mit weiteren – nachfrage- wie angebotsseitigen – Entwicklungen am HKN-Markt interagieren. Hinsichtlich ihrer maximalen mengenmäßigen Auswirkung wäre eine HKN-Entwertung für Netzverluste letztlich aber begrenzt, im Vergleich zu möglichen Nachfrageentwicklungen mit höheren Unsicherheiten wie z. B. dem Ökostromeinsatz in der E-Mobilität, Wasserstoffproduktion oder weiteren Power-to-X-Anwendungen. Sollten HKN in Zukunft ein stabileres hohes Preisniveau erreichen, könnten HKN-Erlöse weitere EE-Anlagenbetreiber zur Teilnahme am HKN-Markt bewegen und potenziell zu einem Treiber für Investitionsentscheidungen und somit einem größeren EE-Angebot werden. Allerdings wären eingehendere Untersuchungen erforderlich, um Aussagen zu den hierfür notwendigen Veränderungen des Preisniveaus treffen zu können.

Marktakteure haben zudem die **Möglichkeit, mit Beschaffungsstrategien ihre Auswirkung auf den Markt zu steuern** und Risiken, die sich beim Einkauf großer HKN-Mengen ergeben könnten, zu begrenzen. Zusammenfassend betrachtet, sprechen marktseitig keine prinzipiellen Gründe dagegen, eine Marktbeteiligung von zusätzlichen HKN-Nachfragenden wie Netzbetreibern zuzulassen. Die **Ermöglichung einer Entwertung von HKN für den Verbrauch von Verlustenergie** würde Netzbetreibern erlauben, HKN in der Klimabilanzierung zu berücksichtigen und der beschafften Verlustenergie EE-Eigenschaften zuzuordnen. Zudem würden die bislang vernachlässigten Verluste beim Stromtransport methodisch in das HKN-System integriert.



1 EINLEITUNG: NETZVERLUSTE IM HERKUNFTSNACHWEISSYSTEM

Die Entwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) stellt in der Europäischen Union das etablierte Verfahren dar, um die Herkunft von Stromlieferungen zu kennzeichnen und erneuerbare Eigenschaften des erzeugten Stroms einzelnen Verbrauchenden zuzuordnen. Nach der Logik des „Book and Claim“-Prinzips werden HKN für die Stromproduktion ausgestellt und für den Endverbrauch entwertet. Der Transport des Stroms über Netze wird nicht im Nachweissystem abgebildet: Die Übertragung von HKN – und damit von Erneuerbare-Energien-Eigenschaften – erfolgt i. d. R. unabhängig von der physischen Übertragung von Energie, da sich der Weg, den eine Energieeinheit mit bestimmten Eigenschaften im Netz nimmt, nicht nachvollziehen oder gar steuern lässt. HKN ermöglichen es, die grüne Eigenschaft von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen dennoch handelbar zu machen, indem sie von physischen Stromflüssen getrennt vermarktet wird (siehe Maaß et al. 2019, S. 4 ff.). Durch den Bezug eines grünen, mit HKN hinterlegten Energieprodukts mit einem bilanziellen Erneuerbare-Energien-Anteil von 100 % erhalten Verbraucher:innen die Möglichkeit, am Markt ihre Nachfrage nach erneuerbar erzeugtem Strom auszudrücken. Durch die Entwertung von HKN für gelieferten Ökostrom wird sichergestellt, dass in äquivalenter Höhe Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurde und die grüne Eigenschaft jeder MWh nur einmal vermarktet wurde. Produzenten erneuerbarer Energien erlaubt der Verkauf von HKN eine Diversifizierung ihrer Einkommensströme: Strommengen können als „Graustrom“ über die Börse vermarktet werden, wo nicht nach der erneuerbaren oder nicht-erneuerbaren Qualität des erzeugten Stroms differenziert wird, während über die Vermarktung von HKN Erlöse für die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft von Energie erwirtschaftet werden können. Auch eine vertragliche Kopplung von Strom- und HKN-Lieferungen (z. B. im Zuge von Power Purchase Agreements) ist möglich.

Vereinfachend abstrahiert das HKN-System dabei von Netzverbindungen innerhalb des europäischen Binnenmarkts. Auch Transportverluste im Stromnetz werden in der Regel im Nachweissystem vernachlässigt. Netzverluste haben jedoch zur Folge, dass eine produzierte und ins Netz eingespeiste MWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht vollständig für die Stromentnahme aus dem Netz durch Endkund:innen zur Verfügung steht. Bei der Vermarktung von Strommengen ist der Ausgleich von Netzverlusten Aufgabe der Netzbetreiber. Bei der Vermarktung grüner Eigenschaften werden Netzverluste hingegen nur in Ausnahmefällen systematisch berücksichtigt (etwa im niederländischen Vollkennzeichnungssystem, siehe Styles et al. 2021). Dasselbe gilt auch für Verluste, die bei der Zwischenspeicherung von Energie auftreten.

In dem Maße, in dem der Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem und das Volumen ausgestellter HKN ansteigt, gewinnt auch der Umgang mit Verlusten im HKN-System an Bedeutung (Cornélis und Lenzen 2020, S. 6). In Deutschland beliefen sich Netzverluste im Jahr 2019 auf 26,9 TWh bzw. 5,1 % der 2019 in Netze der allgemeinen Versorgung eingespeisten Netto-Stromerzeugungsmenge (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2021, S. 31). Illustriert werden kann die Relevanz von Netzverlusten für HKN-Systeme durch ein Gedankenexperiment: Wenn für jede ins Netz eingespeiste Megawattstunde Strom – erneuerbar oder nicht-erneuerbar – HKN zur Belegung der Herkunft ausgestellt

Herkunftsnachweise dienen als Nachweis gegenüber Endverbrauchenden, dass bezogener Ökostrom aus erneuerbaren Energien stammt und nur einmal als solcher vermarktet wurde.

Netzverluste werden im HKN-System bislang vernachlässigt – mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien gewinnt der Umgang mit Verlusten allerdings an Bedeutung.



würden und für jede Megawattstunde Letztverbrauch mit Strombezug aus dem Netz HKN entwertet würden, hätte eine Nichtberücksichtigung von Netzverlusten zur Folge, dass mehr Eigenschaften produziert als nachgefragt würden. Dabei wäre davon auszugehen, dass HKN mit den am wenigsten nachgefragten Eigenschaften verfallen bzw. im Restenergiemix aufgehen würden. Netzverlusten (und auch Verlusten bei einer Zwischenspeicherung von Strom) würde in diesem Fall die „Restmenge“ der nicht explizit von Erzeugung zu Verbrauch nachverfolgten Eigenschaften zugeordnet. Auch ohne ein solche Vollkennzeichnung von Produktion und Verbrauch wird der Restenergiemix, der implizit Verlusten zugeordnet wird, zunehmend von nicht-erneuerbaren Eigenschaften geprägt, wenn der Anteil explizit nachverfolgter EE-Mengen am Energiemix steigt. Eine Kennzeichnung der Eigenschaften von Verlustenergie würde daher die Transparenz des Herkunftsnachweis- und Stromkennzeichnungssystems stärken.

Zudem ergibt sich ein zunehmendes Interesse von Netzbetreibern, ihren Netzbetrieb zum Erreichen unternehmerischer Klimaschutzziele CO₂-neutral zu gestalten und zum Verlustausgleich Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu beschaffen. Hierfür ist eine eindeutige Zuordnung von Erneuerbaren-Energien-Eigenschaften zu Netzbetreibern notwendig: Voraussetzung für eine solche Nachweisführung ist die Entwertung von HKN. Grüne Beschaffungsverfahren für Verlustenergie könnten durch entsprechende Nachfrageimpulse dazu beitragen sicherzustellen, dass auf dem Weg zur Klimaneutralität auch der Ausgleich von Netzverlusten aus erneuerbaren Energien gedeckt wird.

Vor dem Hintergrund unternehmerischer Klimaschutzziele wächst das Interesse an der Beschaffung grüner Verlustenergie.

Um HKN für Verlustenergie, die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste beschafft wird, entwerten zu können, wäre allerdings eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Nach § 3 Nr. 29 EEG 2021 dienen HKN nach aktuellem Stand ausschließlich dazu, gegenüber Letztverbraucher:innen im Rahmen der Stromkennzeichnung nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.¹ Auch § 30 der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) sieht bislang vor, dass Herkunftsnachweise nur zur Stromkennzeichnung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) verwendet werden dürfen.² Eine partielle Ausweitung des Einsatzzwecks von HKN ergibt sich aus der im Juni 2021 vom Bundestag angenommenen Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung, die Anforderungen an eine EEG-Umlagebefreiung für bei der Wasserstoffherstellung eingesetzten Strom definiert (BT-Drucksache 19/29793, S. 11 f.; BT-Drucksache 19/30902, S. 5). Die Entwertung von HKN für Strom aus erneuerbaren Energien (EE) soll dabei – neben einer Reihe weiterer Kriterien – eine Rolle beim Nachweis der grünen Eigenschaft bei der Wasserstoffproduktion einnehmen. Weitere Veränderungen im Rechtsrahmen ergeben sich durch die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001, die den HKN-Anwendungsbereich von Strom auf Gase, Wärme und Kälte aus EE ausdehnt und verstärkte Anforderungen an eine

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026).

² Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853), zuletzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. Juli 2021 (BGBl. I S. 2860).



Harmonisierung von HKN-Systemen stellt. Im Zuge der laufenden Fortentwicklung von HKN-Systemen stellt sich daher auch die Frage zum zukünftigen Umgang mit Netzverlusten (Cornélis und Lenzen 2020, S. 6).

Ziel des vorliegenden Gutachtens ist eine Analyse aktueller Entwicklungen im europäischen und deutschen Herkunftsnachweismarkt, um einordnen zu können, welche Auswirkungen eine Entwertung von Herkunftsnachweisen für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie auf das Marktgeschehen haben könnte. Nach einer kurzen Einführung in die regulativen Rahmenbedingungen für die Entwicklung des HKN-Markts untersucht Kapitel 2 aktuelle Trends und Treiber für angebots- und nachfrageseitige Marktentwicklungen. Zudem werden Entwicklungen diskutiert, die zukünftig strukturelle Veränderungen im HKN-Markt mit sich bringen könnten, gefolgt von einem Ausblick auf Tendenzen und Bestimmungsfaktoren von HKN-Preisen. Kapitel 3 untersucht die potenzielle Nachfragewirkung, die von einer HKN-Entwertung für Verlustenergie ausgehen würde. Sowohl für Deutschland als auch den europäischen Markt wird untersucht, in welchem Verhältnis erwartbare Entwertungen für Netzverluste zum verfügbaren Angebot stehen. Kapitel 4 gibt einen abschließenden Ausblick, wie sich eine HKN-Entwertung für Netzverluste im Kontext zukünftiger Entwicklungen am HKN-Markt bewerten lässt. Eine Analyse der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Entwertung von HKN für die Verlustenergie von Netzbetreibern wird in einem separaten Papier vorgenommen (siehe Styles et al. 2021). Eine Zusammenfassung der Ergebnisse findet sich im Anhang.

Die Analyse aktueller Entwicklungen im Herkunftsnachweismarkt hat zum Ziel, mögliche Auswirkungen einer HKN-Entwertung für Verlustenergie auf das Marktgeschehen einzuordnen.

2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN UND EUROPÄISCHEN HERKUNFTSNACHWEISMARKT

Der europäische Markt für Herkunftsnachweise (HKN) hat sich im letzten Jahrzehnt überaus dynamisch entwickelt. Eine zentrale Datenquelle für die Marktanalyse stellt die Aktivitätsstatistik der Association of Issuing Bodies (AIB) dar. Die AIB unterstützt das „European Energy Certificate System“ (EECS) als standardisiertes Regelsystem für Herkunftsnachweise und stellt einen Hub für die Kommunikation zwischen nationalen bzw. regionalen HKN-Registern zur Verfügung (AIB 2021a). Die Statistiken der AIB umfassen allerdings nur Daten aus AIB-Mitgliedsländern, deren Meldungen die Vollständigkeit der Daten bestimmen. Aktuell zählt die AIB HKN-Ausgabestellen aus 28 Staaten der EU, des Europäischen Wirtschaftsraums und der europäischen Energiegemeinschaft zu ihren Mitgliedern (AIB 2021b).³ Des Weiteren verfügen im europäischen Raum Bulgarien, Polen, Rumänien und das Vereinigte Königreich über nationale HKN-Systeme, ohne AIB-Mitglieder zu sein (RECS und VaasaETT 2019, S. 5).

Zentrale Datenbasis der Analyse ist die AIB-Aktivitätsstatistik, die das EECS-Segment des Herkunftsnachweismarkts abdeckt.

³ AIB-Mitglieder sind mit Stand 2021 Belgien (Flandern, Wallonie, Brüssel, Föderale Ebene), Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Montenegro, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, die Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ungarn und Zypern; Beobachter sind Bosnien und Herzegowina sowie Bulgarien. Für Griechenland, Ungarn, Montenegro, Bosnien und Herzegowina sowie Bulgarien sind aktuell noch keine AIB-Daten verfügbar.



Auf aggregierter Ebene werden Daten für den europäischen Gesamtmarkt von der niederländischen Stiftung RECS International bereitgestellt, welche AIB-Angaben durch nationale Berichte aus weiteren Staaten ergänzt (RECS und VaasaETT 2019, S. 8, mit 2018 als aktuellstem verfügbarem Jahr). 2009 wurden demnach im europäischen Raum 315 TWh an Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert, für die HKN ausgestellt wurden – in 2018 wuchs dieser Wert bereits auf 791 TWh an.⁴ 609 TWh hiervon entfielen auf zu diesem Zeitpunkt aktive AIB-Mitgliedsländer (AIB 2021a). Das Volumen als entwertet gemeldeter HKN stieg im europäischen Raum von insgesamt 244 TWh 2009 auf 702 TWh 2018 an (RECS und VaasaETT 2019, S. 8).

2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung des HKN-Markts

Grundlage der im Wesentlichen durch die steigende Nachfrage nach Ökostrom geprägten Entwicklung des europäischen HKN-Markts war die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG („RED I“).⁵ Das Instrument der Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energiequellen war bereits in Artikel 5 der Richtlinie 2001/77/EG angelegt, wurde aber in Artikel 15 der RED I gestärkt und weiter konkretisiert. EU-Mitgliedstaaten mussten demnach dafür sorgen, dass Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen Herkunftsnachweise für ihre produzierten Mengen ausgestellt bekommen können. Ziel der Regelung war der Nachweis gegenüber den Endverbrauchenden, dass bezogener Ökostrom tatsächlich aus erneuerbaren Energien stammt, und nicht mehr als einmal als solcher verkauft wurde. Letztlich dienten die Regelungen der RED I der Einführung einer Stromkennzeichnung. Dieser Fokus auf die Transparenz und Glaubwürdigkeit gegenüber Verbrauchenden wurde auch in der deutschen Umsetzung in nationales Recht bestätigt. Die RED I legte weiterhin Mindestangaben zum Inhalt von Herkunftsnachweisen fest und verpflichtete Mitgliedstaaten bzw. zuständige Stellen zur Schaffung und Überwachung von Mechanismen für die elektronische Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN. In Deutschland wird diese Aufgabe seit 2013 vom Herkunftsnachweisregister (HKNR) des Umweltbundesamts ausgeführt.

Die Entwicklung des HKN-Markts wird von der steigenden Nachfrage nach Ökostrom geprägt. Wesentliche Rahmenbedingungen setzt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

Mit der grundlegend überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) erhielt die Idee von HKN eine erheblich größere Bedeutung zugesprochen.⁶ HKN müssen nach Artikel 19 RED II nun auf erneuerbare Energien in allen Energiesektoren ausgeweitet werden (Gase, Wärme, Kälte). Der Zweck und der konkrete Anwendungsbereich von HKN wurde in der Richtlinie nur zaghafte definiert. Vielmehr ist es Vorstellung der Kommission, dass HKN-Nachweissysteme in den Mitgliedsstaaten künftig zur europaweiten, besseren Harmonisierung dem europäischen Standard CEN – EN 16325 entsprechen

Die RED II hat den HKN-Anwendungsbereich von Strom auf Gase, Wärme und Kälte erweitert – dies stärkt die Bedeutung des HKN-Systems, wirft aber Fragen zu seiner Weiterentwicklung auf.

⁴ Basis: 27 aktuelle AIB-Mitglieder (siehe Fn. 1 ohne Montenegro), Bulgarien, Polen, Rumänien und das Vereinigte Königreich.

⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

⁶ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).



müssen, der bisher auf den Erfahrungen des EECs-Systems für Strom basiert. Aktuell befindet sich der Standard in einem tiefgreifenden Revisionsprozess, um die Anforderungen der RED II umsetzen zu können (siehe Verwimp et al. 2020; FaStGO 2020). Dabei sind auch Grundsatzfragen zum Einsatzzweck von HKN von Relevanz, da sich je nach prinzipiellem Zweck von HKN (Verbraucherschutz, Transparenz, Handelbarkeit von Energieeigenschaften, Statistik, Nachweis zur Erfüllung bestimmter Vorgaben, Überwachung Politikvorgaben, etc.) eine Vielfalt notwendiger und optionaler Ausgestaltungsmöglichkeiten ergibt. Auf eine HKN-Entwertung für Netzverluste geht der öffentliche (allerdings nicht mehr aktuelle) Standardentwurf von Juli 2020 nicht ein. Für Speicher enthält der Entwurf die Klarstellung, dass HKN entwertet werden können, um eine Kennzeichnung der Eigenschaften von Speicherverlusten vorzunehmen (FaStGO 2020, S. 31).⁷

Für Strom-HKN brachte die neue Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 mit Verweis auf die RED II die Klarstellung, dass Elektrizitätsversorger in der EU zum Nachweis von EE-Anteilen oder -Mengen im Rahmen der verpflichtenden Stromkennzeichnung Herkunftsnachweise verwenden müssen.⁸ Nach Art. 19 Abs. 8 RED II sind Ausnahmen nur möglich, wenn Mitgliedsstaaten keine HKN für Produzenten ausstellen, die finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhalten, was in Deutschland der Fall ist. Zudem können Versorger für den Anteil am Energiemix, der etwaigen nicht rückverfolgten Handelsangeboten entspricht, den Restenergiemix nutzen, d. h. den jährlichen Gesamtenergiemix des jeweiligen Mitgliedstaats unter Ausschluss des durch entwertete Herkunftsnachweise abgedeckten Anteils (Art. 2 Nr. 13 RED II).

In Deutschland werden die Anforderungen zur Stromkennzeichnung durch § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) umgesetzt.⁹ Die Ausweisung des Anteils „sonstiger Erneuerbare Energien“ muss durch die Entwertung von HKN belegt werden, wobei hierfür HKN zu verwenden sind, deren zugrundeliegender Strom im Jahr der Stromlieferung erzeugt wurde (§ 30 Abs. 4 HkRNDV; BDEW 2021, S. 44). Die Stromkennzeichnung muss von Anbietern bis zum 1. November eines Jahres für das vorangegangene Jahr erstellt und veröffentlicht werden. Strom aus erneuerbaren Energien, der aus der EEG-Umlage finanziert wird, wird in der Stromkennzeichnung indirekt ausgewiesen. Allerdings sieht die im Juni 2021 vom Bundestag beschlossene Änderung des EnWG vor, dass der EEG-Anteil zukünftig nur noch im Produktmix ausgewiesen werden soll, während der Gesamtenergiemix des Versorgers das tatsächliche Beschaffungsverhalten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen abzubilden hat (BR-Drucksache 578/21; BT-Drucksache 19/27453, S.

§ 42 EnWG legt in Deutschland Anforderungen an die Stromkennzeichnung gegenüber Letztverbrauchenden fest. Eine Kennzeichnung der Eigenschaften von Energie, die zum Ausgleich von Netzverlusten beschafft wird, ist bislang nicht vorgesehen.

⁷ Für ausgespeicherte Energie sollen nach dem FaStGO-Vorschlag für den EN 16325-Entwurf keine HKN ausgestellt werden; entsprechend ist eine freiwillige HKN-Entwertung für Verluste, nicht aber für den gesamten Strom-Input vorgesehen. HKN können allerdings für dem Netz vorgelagerte Speicher ausgestellt werden, die direkt mit einer EE-Anlage verbunden sind, welche selbst keine HKN für den an den Speicher abgegebenen Strom erhalten hat. Eine Änderung der Behandlung von Speichern ist allerdings nicht ausgeschlossen, da der Revisionsprozess noch nicht abgeschlossen ist.

⁸ 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.

⁹ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436).



40 f.). Welche Impulse hiervon zukünftig für den HKN-Markt ausgehen könnten, bleibt abzuwarten. Eine nachvollziehbare These lautet, dass durch den Wegfall der Möglichkeit, mit dem indirekt abgebildeten EEG-Anteil die Stromkennzeichnung überwiegend „grün“ aussehe zu lassen, der Bedarf steigt, durch tatsächlichen Zukauf von HKN die Unternehmenskennzeichnung „grün“ zu halten oder gar überwiegend erneuerbar zu gestalten. Immerhin steigt die Zahl der Energieversorger, die Tarifikunden nur noch mit Ökostrom versorgen: Nach einer im Rahmen der E&M-Ökostromumfrage von der GET AG durchgeführten Analyse machten die – überwiegend kommunalen – Komplettanbieter rund ein Drittel von 1.100 untersuchten Stromanbietern aus (E&M 2021, S. 16).

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie regelt zudem die grundsätzliche Anerkennung von HKN aus anderen EU-Mitgliedstaaten, die nur dann verweigert werden kann, wenn begründete Zweifel an der Richtigkeit, Zuverlässigkeit oder Wahrhaftigkeit entsprechender HKN bestehen. Die Anerkennung von HKN aus Drittländern ist grundsätzlich möglich. Allerdings führte Art. 19 Abs. 11 RED II hierfür klare Bedingungen ein, als Neuerung gegenüber der RED I: Demnach dürfen Mitgliedstaaten von Drittländern ausgestellte HKN nur dann anerkennen, wenn die Union mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von HKN geschlossen hat und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird. So wäre etwa für die Schweiz und das Vereinigte Königreich der Abschluss eines entsprechenden Abkommens Voraussetzung, um nach der Implementierungsfrist der RED II Mitte 2021 HKN in die EU exportieren zu können (wobei beide Staaten beschlossen haben, HKN aus der EU weiterhin anzuerkennen, siehe RECS 2021a). Auch auf nationaler Ebene prüfen Mitgliedsstaaten die Anerkennungsfähigkeit von HKN (Umweltbundesamt 2021; § 36 HkRNDV). Die gegenseitige Anerkennung von HKN-Systemen und die Existenz elektronischer Schnittstellen zwischen Registern beeinflusst daher das Angebotsvolumen, das speziell in Deutschland für die Stromkennzeichnung genutzt werden kann. Die dynamische Natur entsprechender Entwicklungen und das Fehlen einer umfassenden, einheitlichen Datengrundlage für den europäischen HKN-Markt erschweren dabei Angebots- und Nachfrageanalysen.

Das zu Kennzeichnungszwecken nutzbare HKN-Angebot wird durch die gegenseitige Anerkennung von HKN-Systemen und die Existenz von Registerschnittstellen beeinflusst.

2.2 Ausstellung, Entwertung und Verfall von HKN in AIB-Mitgliedsländern und Deutschland

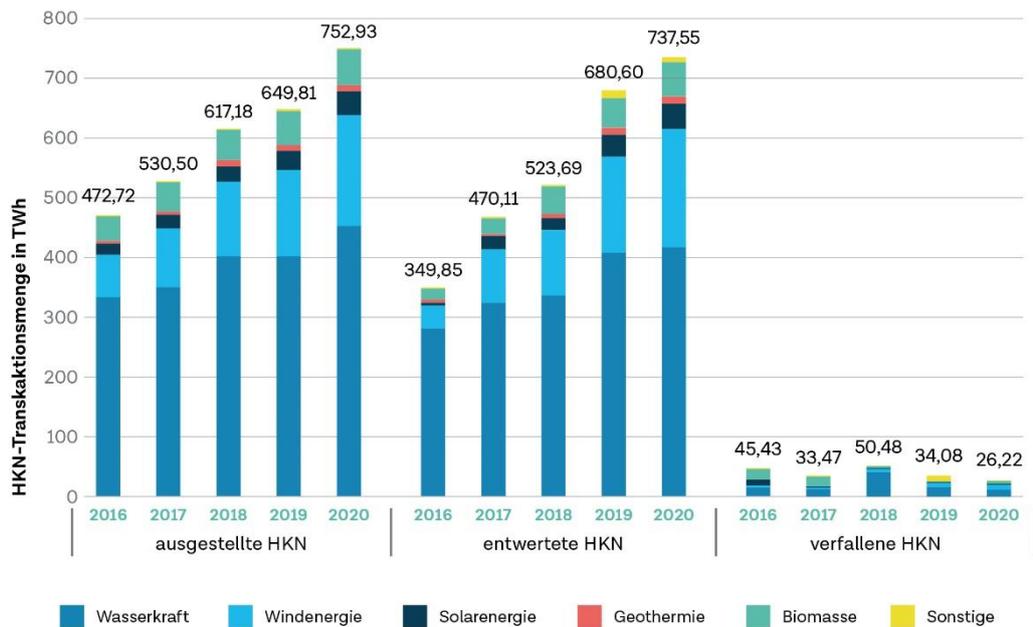
Abbildung 1 und 2 geben einen nach Energiequellen aufgeschlüsselten Überblick zur jüngeren Entwicklung der jährlich in AIB-Mitgliedsländern und Deutschland ausgestellten, entwerteten und ungenutzt verfallenen HKN. Der Fokus der Betrachtung liegt auf HKN für Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Vernachlässigt werden HKN für nicht-erneuerbare Energiequellen, die von einzelnen Staaten ausgestellt werden (insbesondere von Österreich, der Schweiz und den Niederlanden, die eine Vollkennzeichnung des Stromverbrauchs verfolgen).

Zu beachten ist außerdem, dass zwischen der Produktion einer MWh und der Beantragung und Ausstellung des zugehörigen HKN mehrere Monate liegen können. Daher können sich Daten zur jährlichen Stromproduktion, für die HKN beantragt werden, und der jährlichen HKN-Ausstellung unterscheiden. Nach Art. 19 Abs. 3 RED II können HKN ab Ende des Erzeugungszeitraums zwölf Monate für den Zweck der Verbraucherinformation eingesetzt

HKN sind für 12 Monate ab Ende des Erzeugungszeitraums der zugrunde liegenden MWh gültig.

werden. Für die gesetzliche Stromkennzeichnung müssen Energieunternehmen HKN spätestens 18 Monate nach Ende des Erzeugungszeitraums entwertet haben (Art. 19 Abs. 4 RED II). Nach Ablauf dieser Frist werden HKN als verfallen gekennzeichnet (siehe etwa § 34 HkRNDV). Vor Implementierung der RED II Mitte 2021 galt dabei eine zwölfmonatige Entwertungsfrist (Art. 15 Abs. 3 RED I). Aufgrund der Verwendungsfristen für HKN gibt der Entwertungszeitpunkt nicht unbedingt das Stromkennzeichnungsjahr wieder – dieses wird bei der Entwertung des HKN als Entwertungszweck eingetragen. EVU entwerten dabei meistens in Tranchen, organisieren HKN-Einkauf und -Entwertung aber ansonsten sehr unterschiedlich (z. B. für das laufende Jahr oder rückwirkend unter Beachtung der HKN-Lebensdauer; zu Stichtagen oder unter Beachtung aktueller HKN-Preisentwicklungen).

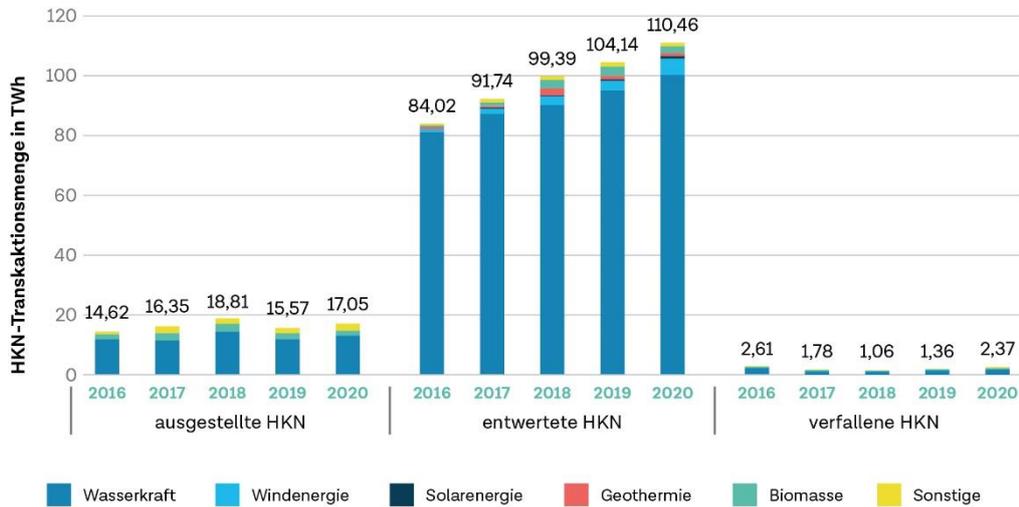
ABBILDUNG 1: AUSSTELLUNG, ENTWERTUNG UND VERFALL VON HERKUNFTSNACHWEISEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN AIB-MITGLIEDSLÄNDERN (IN TERAWATTSTUNDEN)



Dargestellt werden HKN-Transaktionen (d. h. die Anzahl der in einem bestimmten Jahr ausgestellten, entwerteten und verfallenen Herkunftsnachweise) in aktiven AIB-Mitgliedsländern. Zu Veränderungen in der Mitgliedschaft zwischen 2016 und 2020 siehe AIB 2021.

Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2021, Monthly activity statistics

ABBILDUNG 2: AUSSTELLUNG, ENTWERTUNG UND VERFALL VON HERKUNFTSNACHWEISEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND (IN TERAWATTSTUNDEN)



Dargestellt werden HKN-Transaktionen (d. h. die Anzahl der in einem bestimmten Jahr ausgestellten, entwerteten und verfallenen Herkunftsnachweise) in Deutschland.

Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2021, Monthly activity statistics

Bei der Interpretation von Entwicklungen auf europäischer Ebene ist zu beachten, dass sich die Zahl aktiver AIB-Mitglieder in den betrachteten Jahren erhöht hat, was zum Anstieg des Volumens von HKN-Ausstellungen und -Entwertungen beiträgt. Ende 2019 bzw. im Lauf von 2020 sind beispielsweise Portugal, Serbien und die Slowakei zur Zahl der aktiven AIB-Mitgliedsländer hinzugestoßen und haben hierdurch zusätzliche Angebots- und Nachfragemengen in den HKN-Markt gebracht (AIB 2021a; AIB 2021c). Die Zahl der verbleibenden Beitragskandidaten sowie deren potenzielle HKN-Produktionsmengen sind allerdings begrenzt, so dass zukünftig stabilere Aussagen zur Marktentwicklung möglich werden (ECOZH 2021a). Abbildung 2 lässt gesicherte Aussagen zu, da sich für HKN-Ausstellungen und -Entwertungen im deutschen HKNR keine Veränderungen der Datenbasis ergeben. Im deutschen Markt zeigt sich dabei ein deutlicher Anstieg der HKN-Entwertungen um 31 % zwischen 2016 und 2020.

Sowohl im europäischen als auch im deutschen HKN-Markt zeigt sich eine dominierende, jedoch rückläufige Bedeutung der Wasserkraft. In den AIB-Mitgliedsländern wurden 2020 60 % aller HKN für Wasserkraft ausgestellt; 2016 betrug der Anteil noch 71 %. Bei den entwerteten HKN ging der Anteil der Wasserkraft noch deutlicher zurück, von 81 % in 2016 auf 57 % in 2020. Insbesondere der Anteil der Windenergie steigt hingegen im europäischen Markt – von 15 % bei den ausgestellten HKN 2016 auf 22 % in 2020, und von 11 % der entwerteten HKN 2016 auf 27 % in 2020. Der Anteil von Biomasse bewegt sich bei HKN-Ausstellung und -Entwertung knapp unter 10 %, Solarenergie und Geothermie bewegen sich jeweils im einstelligen Prozentbereich. Das Volumen verfallener HKN ist im europäischen Markt im Trend rückläufig; sofern sich dieser Trend fortsetzt, kann dies auf eine bessere Balance von Angebot und Nachfrage am HKN-Markt hindeuten, der bislang in der

Im EECS-Marktsegment ist die Ausweitung des HKN-Transaktionsvolumens teils durch den Beitritt neuer Länder zur AIB bedingt.

Wasserkraft dominiert den HKN-Markt als Energiequelle, geht in der Bedeutung jedoch zurück. Im europäischen Markt steigt der Anteil der Windkraft an HKN-Ausstellungen und HKN-Entwertungen.



Summe durch einen Angebotsüberhang gekennzeichnet war (wobei allerdings Unterschiede in nachfragerrelevanten Attributen von HKN zu berücksichtigen sind, wie Energiequelle oder Anlagenalter; siehe dazu Abschnitte 2.4 und 2.5). An verfallenen HKN hatte Biomasse in vier der betrachteten Jahre einen überproportional hohen Anteil. Dies dürfte auf schwer verkäufliche HKN aus Müllverbrennungsanlagen zurückzuführen sein, aus denen der biogene Anteil von Siedlungsabfällen HKN-fähig ist.

Bei der Ausstellung von HKN ist Norwegen mengenmäßig führend, das 2020 einen Anteil von 19 % an den für erneuerbare Energien ausgestellten HKN in aktiven AIB-Mitgliedsländern hatte (AIB 2021a). Die fünf Produzentenländer mit den meisten HKN-Ausstellungen vereinten 2020 einen Anteil von 66 % an der HKN-Ausstellungsmenge auf sich (Norwegen gefolgt von Spanien, Italien, Frankreich und Schweden). Anteile über 5 % an der HKN-Ausstellung hatten zudem die Schweiz und Österreich. Bei Entwertungsmengen von EE-HKN führte 2020 Spanien mit 21 %, gefolgt von Deutschland mit 15 % und Norwegen mit 11 %. In Vorjahren führte Deutschland mengenmäßig bei der HKN-Entwertung (AIB 2020, S. 7; RECS und VaasaETT 2019, S. 10), was auf die traditionell starke Nachfrage nach Ökostrom zurückzuführen ist. Insgesamt hatten neun Staaten einen über 5 % liegenden Anteil an den Entwertungsmengen (nämlich Spanien, Deutschland und Norwegen, gefolgt von den Niederlanden, Schweden, Italien, Frankreich, Österreich und der Schweiz) und vereinten damit 88 % der Nachfrage nach EE-HKN in AIB-Mitgliedsländern auf sich (AIB 2021a).

Im deutschen Herkunftsnachweismarkt fällt insbesondere das Ungleichgewicht zwischen ausgestellten und entwerteten HKN ins Auge. 2020 war Deutschland für ca. 2 % der in AIB-Mitgliedsländern ausgestellten HKN für erneuerbare Energien verantwortlich – gleichzeitig entfielen 15 % der Entwertungen von EE-HKN auf Deutschland (AIB 2021a). Grund hierfür ist der mit dem „Doppelvermarktungsverbot“ begründete Umstand, dass Deutschland keine HKN für EEG-geförderte Strommengen ausstellt (siehe § 80 EEG i. V. m. § 79 Abs. 1 EEG). Die grüne Eigenschaft von EEG-geförderter Stromproduktion wird den EEG-Umlagezahler:innen über einen Ausweis in der Stromkennzeichnung zugeordnet. Ziel der Idee ist es, die Grünstromeigenschaft denjenigen zuzuweisen, die für das EEG bezahlen. Würde der EEG-Strom als Ökostrom über HKN vermarktet werden, würden Ökostromkund:innen für diese HKN und für die EEG-Umlage – also doppelt - bezahlen. Für nicht geförderte Strommengen wurden 2020 in Deutschland HKN im Umfang von 17,05 TWh ausgestellt, woran Wasserkraft (insbesondere aus Laufwasserkraftwerken) einen Anteil von 78 % hatte (AIB 2021a; Güldenberget al. 2019, S. 197). Verglichen mit 83 % in 2016 ist beim Anteil der Wasserkraft ein leichter Abwärtstrend erkennbar.

Des Weiteren werden HKN in Deutschland für feste Biomasse (insbesondere Biomasseverbrennung in Müllheizkraftwerken) und unspezifizierte sonstige erneuerbare Energien ausgestellt (Güldenberget al. 2019, S. 204). Weitere Energiequellen wie Windkraft, Solarnergie oder Biogas spielen keine Rolle. Ein steigender Trend zeichnet sich bei der HKN-Ausstellung für inländische EE-Strommengen noch nicht ab: Von 2021 an lässt sich hier jedoch eine Zunahme erwarten, wenn zunehmend Anlagen nach Ablauf ihrer Förderdauer aus der EEG-Förderung ausscheiden (siehe Abschnitt 2.3.2). Zudem häufen sich die

In Deutschland werden für EEG-geförderte Strommengen keine HKN ausgestellt: Grüne Eigenschaften werden den EEG-Umlagezahler:innen zugeordnet. Die Ökostromnachfrage wird daher primär durch HKN-Importe gedeckt.

Zukünftig könnten EEG-Altanlagen nach Ablauf der Förderdauer und Neuanlagen ohne finanzielle Förderung zu einem Anstieg der inländischen HKN-Ausstellungen beitragen.



öffentlichen Ankündigungen, in den kommenden Jahren vor allem PV-Freiflächenanlagen und ab 2024 Offshore-Windparks in Betrieb zu nehmen, die ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung vermarktet werden sollen. Sollte zukünftig eine HKN-Entwertung für Netzverluste ermöglicht werden, ist angesichts des aktuell begrenzten inländischen HKN-Angebots aber davon auszugehen, dass die zusätzliche Nachfrage zunächst primär aus dem europäischen Angebot gedeckt würde.

In Deutschland wurden 2020 Entwertungen im Umfang von 110,46 TWh durchgeführt, ein Anstieg von 31 % gegenüber 2016. Auch hier dominiert die Wasserkraft: Ihr Anteil lag in allen betrachteten Jahren bei oder oberhalb von 90 %. Herkunftsländer von HKN wurden im Rahmen der fürs Umweltbundesamt durchgeführten Marktanalyse Ökostrom II detailliert untersucht (Güldenbergs et al. 2019, S. 201). In den Jahren 2013-2017 stammte demnach knapp die Hälfte der jährlich in Deutschland entwerteten HKN-Mengen aus Norwegen. Als wichtiges Kriterium bei nach Deutschland importierten HKN erweist sich dabei, dass Anlagen keine Förderung erhalten – dies war im analysierten Zeitraum 2013-2017 bei mindestens 95 % der entwerteten HKN der Fall. Der Bezug von nicht gefördertem Ökostrom wird im Wesentlichen durch die entsprechenden Kriterien von Gütesiegeln für Ökostromprodukte angereizt. Das Alter der Anlagen, aus denen in Deutschland überwiegend HKN bezogen werden, ist berichtenswert. Im Jahr 2017 stammten 95 % der entwerteten HKN-Mengen ohne Förderung aus Anlagen, die zum Zeitpunkt der Entwertung mindestens zehn Jahre alt waren. HKN aus nicht geförderten neuen Anlagen, mit einem Alter von maximal sechs Jahren, waren nach Aussage von im Rahmen der Marktanalyse befragten HKN-Händler:innen nur in sehr kleinen Mengen im Markt verfügbar.¹⁰ Die hohe Nachfrage nach HKN aus ungeforderten Anlagen impliziert also nicht automatisch, dass HKN-Erlöse zum Zubau neuer Anlagen beitragen würden (hierbei sind oftmals niedrige und volatile HKN-Preise zu beachten, siehe Abschnitt 2.5). Gleichwohl können HKN-Erlöse dazu beitragen, den Weiterbetrieb von Altanlagen bzw. Instandhaltungs- und Erweiterungsinvestitionen anzureizen.

Zwischen 2016 und 2020 stiegen HKN-Entwertungen in Deutschland um 31 %. Bei entwerteten HKN dominieren Wasserkraft sowie nicht geförderte Altanlagen.

2.3 Entwicklung des HKN-Angebots

2.3.1 Entwicklung der dem HKN-Markt zur Verfügung stehenden Stromerzeugung

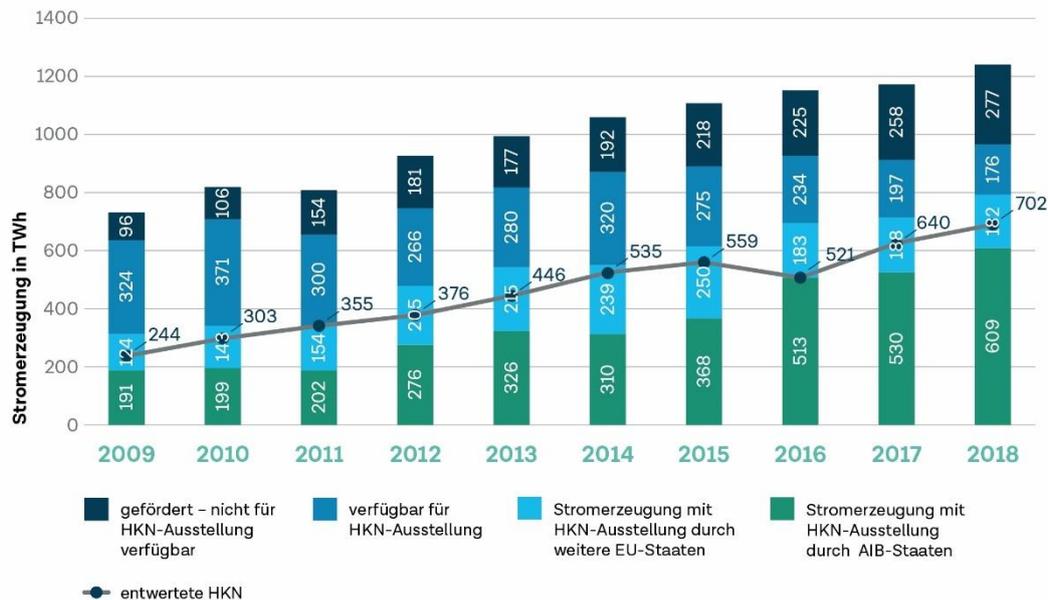
Die Entwicklung des Angebots an HKN hängt zunächst von der Entwicklung der Stromerzeugung aus EE ab. Da die Ausstellung von HKN freiwillig ist und auf Antrag von Produzenten erfolgt, steht allerdings nicht automatisch die gesamte EE-Stromerzeugung dem HKN-Markt zur Verfügung. Die umfassendsten Angaben zur Entwicklung des europäischen HKN-Angebots sind derzeit von der Stiftung RECS International verfügbar (RECS und VaasaETT 2019, S. 8). Abbildung 3 zeigt die jährliche EE-Stromerzeugung, für die im Zeitraum 2009 bis 2018 HKN ausgestellt wurden, im Vergleich zur gesamten EE-Stromerzeugung in den betrachteten 31 Staaten. Die Stromerzeugung, für die keine HKN ausgestellt wurden, lässt sich differenzieren nach Strommengen, die prinzipiell für eine HKN-

Bei der Entwertung von HKN zu Kennzeichnungszwecken ist der Jahrgang der zugrundeliegenden Stromproduktion zu beachten.

¹⁰ Allerdings erkennen Ökostrom-Siegel Mengen aus Anlagen, deren Kapazität durch Re-Investitionen signifikant erhöht wurde, im Rahmen ihrer Zertifizierungskriterien als anrechenbare Neubauge an (Güldenbergs et al. 2019, S. 202).

Ausstellung zur Verfügung stünden, und geförderten Strommengen, für die Staaten beschlossen haben, keine HKN auszustellen. Erstere stehen dem HKN-Markt quasi als „stille Reserve“ zur Verfügung. Da die Beantragung von HKN freiwillig ist, könnten Anlagenbetreiber etwa durch steigende HKN-Preise oder sinkenden Aufwand bei HKN-Beantragung und Vermarktung zu einer Marktteilnahme bewegt werden.

ABBILDUNG 3: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN MIT UND OHNE AUSSTELLUNG VON HERKUNFTSNACHWEISEN (IN TERAWATTSTUNDEN)



Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von RECS und VaasaETT 2019, GO Monitoring 2018 Report; AIB 2021, Monthly activity statistics

2018 belief sich die gesamte EE-Stromerzeugung in den betrachteten Ländern auf 1.244 TWh; für 791 TWh oder 64 % hiervon wurden HKN ausgestellt. Das Volumen der stillen Reserve nimmt seit einigen Jahren ab und lag 2018 bei 176 TWh. Zu dieser Reserve tragen Staaten ohne aktive HKN-Systeme bei – Portugal beispielsweise war bis 2015 AIB-Mitglied, stellt nach einem Neustart des HKN-Systems aber erst seit 2020 wieder HKN aus. Aber auch in Tschechien, Griechenland, Litauen und Ungarn wurden 2018 noch für über 50 % der für den HKN-Markt verfügbaren Kapazitäten keine HKN ausgestellt (RECS und VaasaETT 2019, S. 6). Zudem werden für Solarenergie, verglichen mit anderen EE-Quellen, anteilig nur sehr wenige HKN ausgestellt (durchschnittlich 29 % der Stromproduktion, RECS und VaasaETT 2019, S. 6). Vergleichsweise niedrige erzielbare Zusatzerlöse können insbesondere bei Kleinanlagen die Attraktivität einer Marktteilnahme begrenzen.¹¹

Die Beantragung von HKN ist freiwillig. Die EE-Stromproduktion ohne HKN-Ausstellung bildet eine „stille Reserve“ für den HKN-Markt, ist allerdings rückläufig.

¹¹ Zum einen ist das Verhältnis von HKN-Erlösen zu (nicht unbedingt monetären) Transaktionskosten der Marktteilnahme zu beachten (z. B. Zeitaufwand für Registrierung, Vermarktungsorganisation). Außerdem begrenzt bei Kleinanlagen die Ausstellungsmenge eines HKN von 1 MWh die Marktteilnahme.



Falls sich die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten des Zeitraums 2013-2018 für HKN-Angebot und -Nachfrage zukünftig fortsetzen würden, wäre die stille Reserve bis 2022 nahezu aufgebraucht (RECS und VaasaETT 2019, S. 17). Auch würden sich Entwertungen insgesamt dem HKN-Angebot annähern – in den vergangenen Jahren lagen Entwertungsmengen i. d. R. noch unterhalb von Ausstellungsmengen (siehe Abbildung 3). Für den Zeitraum 2019/2020 weist RECS (2021b) allerdings erstmals einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am HKN-Markt aus. Zukünftig ist von einer deutlich veränderten Dynamik sowohl bei HKN-Angebot und -Nachfrage auszugehen, was Prognosen zur zukünftigen Marktentwicklung erschwert (siehe 2.3.3 und 2.4.2).

In vergangenen Jahren bestand ein Angebotsüberhang an HKN. Im Trend zeichnet sich eine bessere Balance von Angebot und Nachfrage ab.

2.3.2 Entwicklungen bei der HKN-Ausstellung für geförderte Strommengen

Entwicklungen bei der HKN-Ausstellung für geförderte Strommengen sollen im Folgenden eingehender betrachtet werden. Die RED II erlaubt die Ausstellung von HKN an Produzenten, die finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhalten haben, sofern Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass der Marktwert der HKN im Rahmen der Förderregelung gebührend berücksichtigt wird (Art. 19 Abs. 2 RED II). Dies wird angenommen, wenn die finanzielle Förderung im Rahmen einer Ausschreibung oder einer Erneuerbare-Energien-Quote mit handelbaren Erfüllungsbeiträgen gewährt wird. Bei diesen Fördersystemen wird davon ausgegangen, dass Produzenten den Marktwert von HKN in Ausschreibungsgeboten bzw. beim Quotenhandel einpreisen. Darüber hinaus können Mitgliedsstaaten den HKN-Marktwert bei der verwaltungsmäßigen Festlegung von Fördersätzen berücksichtigen oder beschließen, HKN nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher auszustellen, der die Energie aus erneuerbaren Quellen unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den EE-Strombezug kauft. Des Weiteren steht Mitgliedsstaaten u. a. frei, Produzenten HKN auszustellen und unmittelbar zu entwerten, um den Marktwert zu berücksichtigen.

Die RED II erlaubt die Ausstellung von HKN für geförderte Strommengen, sofern sichergestellt wird, dass der Marktwert der HKN gebührend in Förderregelungen berücksichtigt wird.

2018 stellten Deutschland, Frankreich, Kroatien, Irland und Portugal keine HKN für staatlich geförderte Anlagen aus (RECS und VaasaETT 2019, S. 9 ff.). Dabei entfielen 90 % der nicht dem HKN-Markt zur Verfügung stehenden Stromerzeugungsmenge auf Deutschland und Frankreich. Allerdings folgte Frankreich im September 2019 dem Beispiel Luxemburgs und Italiens, und führte Auktionen für HKN aus staatlich geförderten Anlagen ein. Damit könnten dem HKN-Markt zukünftig potenziell mehr als 50 TWh an EECS-HKN zusätzlich zur Verfügung stehen (RECS und VaasaETT 2019, S. 7). Auch Kroatien auktioniert inzwischen HKN für staatlich geförderte Strommengen (HROTE 2021). Nach dem Neustart des portugiesischen HKN-Systems in 2020 werden auch hier HKN für geförderte EE-Strommengen auktioniert (REN 2020; OMIP 2021). Neben Deutschland stellt Irland weiterhin keine HKN für EE-Anlagen, die Förderzahlungen erhalten, aus (SEMO 2019).

Aktuell stellen Deutschland und Irland keine HKN für staatlich geförderte Anlagen aus.

In Deutschland bringt unterdessen die Diskussion um eine zumindest teilweise Ablösung der EEG-Umlage durch eine Haushaltsfinanzierung neue Dynamik in die Debatte, auch EEG-Anlagen die Teilnahme am Ökostrommarkt zu ermöglichen (Maaß et al. 2020; Kahl und Kahles 2020). Eine Abkehr von der EEG-Umlage erfordert eine Neubewertung der geltenden Auslegung des sog. Doppelvermarktungsverbots, wonach EEG-Umlagezahlenden

Sollte das EEG zukünftig verstärkt haushaltsfinanziert werden, wird eine Neubewertung des Doppelvermarktungsverbots erforderlich.

die erneuerbaren Eigenschaften des geförderten Stroms zugeteilt werden. Bei einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung könnte die Vermarktung von Herkunftsnachweisen – sei es über die Einpreisung in Ausschreibungsgeboten, die Anpassung von Vergütungssätzen oder die staatliche Auktionierung von HKN – zur Senkung von Förderkosten beitragen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass HKN-Erlöse in Kombination mit Förderregelungen einen zusätzlichen Ausbau von EE-Kapazitäten anregen sollten – andernfalls fände eine reine Umverteilung von Förderkosten von der Allgemeinheit (bzw. EEG-Umlagezahler:innen) auf Ökostromkund:innen statt. Wenn HKN-Erlöse das zur Verfügung stehende Budget für EE-Förderung entlasten bzw. (im Fall einer staatlichen HKN-Auktionierung) erweitern, sollte daher sichergestellt sein, dass hieraus eine Beschleunigung des EE-Kapazitätsausbaus resultiert (Maaß et al. 2019, S. 32 ff.).

Potenziell weitreichende Implikationen ergeben sich zudem durch den Mitte Juli 2021 veröffentlichten Vorschlag der EU-Kommission zur Anpassung der RED II an das verschärfte Klimaschutzziel für 2030. Der Vorschlag sieht vor, dass Mitgliedsstaaten nicht länger die Option haben sollen, keine HKN für geförderte Stromerzeugung auszustellen (European Commission 2021, S. 34 f.). Hintergrund ist die angestrebte Stärkung von Power Purchase Agreements (PPAs) zwischen Anlagenbetreibern und Stromabnehmenden – Mitgliedsstaaten sollen sicherstellen, dass EE-Produzenten neben Strommengen auch entsprechende HKN an Vertragspartner übertragen können (European Commission 2021, S. 19). Die Behandlung von EEG-Strommengen hat eine beträchtliche Relevanz für den inländischen sowie den europäischen HKN-Markt: 2020 wurden in Deutschland 221,8 TWh an EE-Strom finanziell durch das EEG gefördert (siehe 50Hertz et al. 2021a; davon erhielten 41,2 TWh die EEG-Einspeisevergütung, 180,6 TWh wurden direkt vermarktet und erhielten die Marktprämie). Eine Ausstellung von HKN für sämtliche EEG-Anlagen könnte potenziell zu einem Angebotschock führen, der die HKN-Preise stark sinken lassen könnte. Zu beachten ist allerdings, dass Mitgliedsstaaten weiterhin den Marktwert von HKN bei der Förderung berücksichtigen müssten. Eine Option zum Umgang mit EEG-Bestandsanlagen könnte daher sein, dass Anlagenbetreiber freiwillig entscheiden könnten, ob sie HKN beantragen und eine Förderkürzung hinnehmen oder bei der gegenwärtigen Förderung ohne HKN bleiben (Kahl und Kahles 2020, S. 11).

Die Behandlung von EEG-Strommengen hat eine beträchtliche Relevanz für den inländischen sowie den europäischen HKN-Markt.

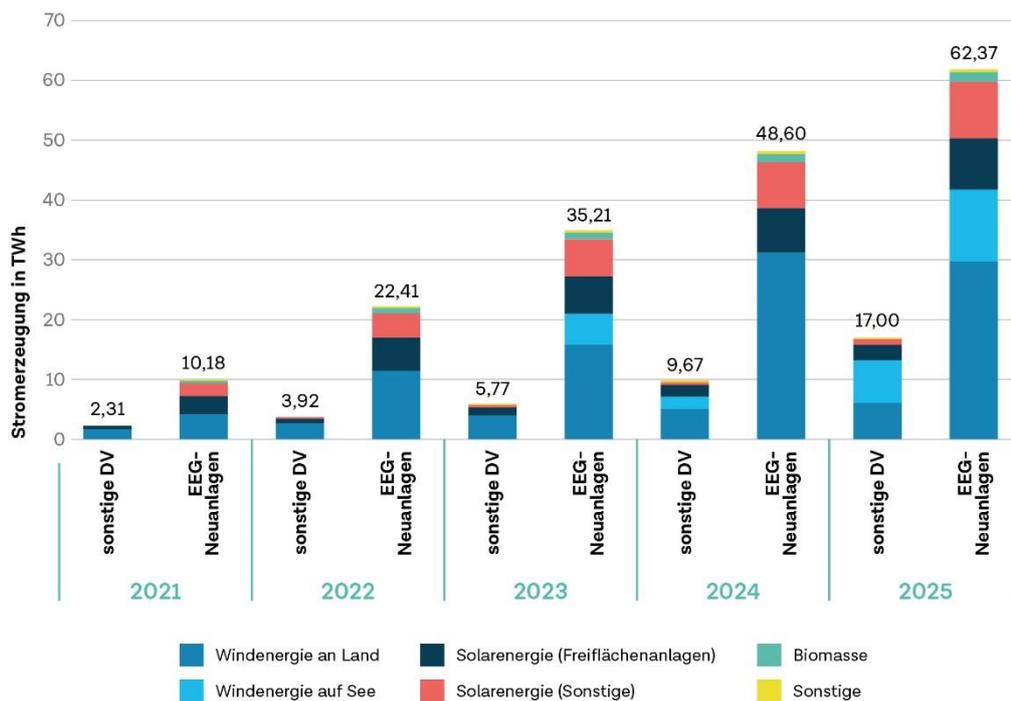
In welchem Umfang Bestandsanlagen eine solche Möglichkeit nutzen würden, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt schwer abschätzen. Zu beachten ist zudem, dass Änderungen am EU-Kommissionsvorschlag im weiteren Politikprozess zur Änderung der RED II nicht ausgeschlossen sind. An dieser Stelle wird daher zunächst nur vertiefend untersucht, welche Auswirkung eine Teilnahme von EEG-Neuanlagen auf das Angebot am Markt haben könnte. Abbildung 4 stellt dar, welches zusätzliche HKN-Angebot erwartet werden könnte, wenn ab 2021 neu zugebaute, geförderte EEG-Anlagen HKN ausgestellt bekämen. Basis der Abschätzung ist die Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken (durchgeführt von enervis (2020) im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber); genutzt wurden jeweils Trend-Szenario-Ergebnisse zum Brutto-Zubau von installierter Leistung sowie zur Volllaststundenentwicklung. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass jede EEG-Anlage, die ab 2021 in Betrieb genommen wird, für jede produzierte MWh einen HKN ausgestellt bekommt (ab 2022 bilden Ergebnisse die kumulierte Stromerzeugung aus den ab 2021 zugebauten Anlagen ab). Realistischerweise ist davon

auszugehen, dass sich ein Teil der Anlagen (z. B. Kleinanlagen) nicht zur Teilnahme am HKN-Markt entscheidet und ein Teil des Stroms nicht in Netze der allgemeinen Versorgung eingespeist, sondern vor Ort verbraucht wird.

Im Vergleich zur bisherigen HKN-Ausstellung in Deutschland, die jährlich unterhalb von 20 TWh liegt, könnte eine HKN-Ausstellung für EEG-Neuanlagen das Angebot inländischer HKN schon 2022 verdoppeln. Im Jahr 2025 wäre ein Angebot im Umfang von 62 TWh möglich. Dies liegt allerdings noch deutlich unterhalb inländischer Entwertungsmengen (2020: 110 TWh), zumal bis 2025 hier ebenfalls ein weiterer Anstieg zu erwarten ist. Zur Deckung der Ökostromnachfrage würde Deutschland demnach weiterhin in beträchtlichem Umfang HKN importieren. Eine Teilnahme von EEG-Neuanlagen könnte das Angebot am Markt jedoch graduell erweitern und evtl. eine kleine Rolle bei der Finanzierung der Anlagen übernehmen.

Eine HKN-Ausstellung für EEG-Neuanlagen könnte das HKN-Angebot graduell erweitern und möglicherweise einen Beitrag zur Anlagenfinanzierung leisten.

ABBILDUNG 4: POTENZIELLE ZUKÜNFTIGE HKN-AUSSTELLUNGSMENGEN FÜR EEG-ANLAGEN IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG (DV) UND AB 2021 ZUGEBaute EEG-NEUANLAGEN (IN TERAWATTSTUNDEN)



*"Sonstige" umfasst Geothermie, Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas; zur Abschätzung der Stromproduktion aus EEG-Neuanlagen wird jeweils die für das Jahr der Inbetriebnahme prognostizierte Volllaststundenzahl angelegt.

Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von enervis 2020, EEG-Mittelfristprognose 2021 - 2025



Ergänzend stellt Abbildung 4 auch dar, welche Erweiterung des Angebots im Zeitraum 2021-2025 von Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG 2021 zu erwarten ist, die keine Förderzahlungen erhalten. Hierunter fallen zunehmend ausgeförderte EEG-Anlagen nach Ablauf ihrer Förderdauer (sofern sie nicht übergangsweise Anschlussförderung erhalten). Von 2024 an wird zudem ein Anstieg in nicht geförderten Mengen aus Offshore-Windenergieanlagen prognostiziert, die sich mit „0 Cent-Geboten“ erfolgreich in der EEG-Ausschreibung den Netzanschluss gesichert haben (enervis 2020, S. 66), aber den Strom in der sonstigen Direktvermarktung verkaufen, was zur Ausstellung von HKN berechtigt. In den nächsten fünf Jahren bleibt die Angebotswirkung für den HKN-Markt aber noch überschaubar: 2025 könnten entsprechende Anlagen HKN im Umfang von 17 TWh erhalten. Hierbei noch nicht berücksichtigt ist der in 2021 erfolgte Anstieg des Preisniveaus an der Strombörse, der eine nicht geförderte Direktvermarktung von Strom mit rein marktbasierter Einkommensströmen (inkl. HKN-Vermarktung) lohnender macht.

Auch ausgeförderte Anlagen und Neuanlagen ohne Förderzahlungen erweitern das inländische HKN-Angebot. Verglichen mit Entwertungsmengen bleibt die potenzielle HKN-Ausstellung bis 2025 aber gering.

2.3.3 Mögliche strukturelle Veränderungen im zukünftigen HKN-Angebot

Im Zuge des fortschreitenden Ausbaus der Stromerzeugung aus EE ist zukünftig mit einer deutlichen Ausweitung des Angebots von HKN zu rechnen. Im Zusammenspiel mit einer steigenden und sich auch strukturell verändernden Nachfrage (siehe Abschnitt 2.4.2) können sich hierdurch deutliche Veränderungen in der Dynamik der HKN-Marktentwicklung ergeben.

Im Kontext des European Green Deals hat die EU 2021 ihr Treibhausgas-Reduktionsziel für 2030 auf 55 % verschärft (statt bislang 40 % Emissionsreduktion im Vergleich zu 1990). In Deutschland gibt das im Juni 2021 beschlossene, novellierte Klimaschutzgesetz 2021 das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 vor, mit einem Emissionsreduktionsziel von 65 % für 2030 (bisher 55 % im Vergleich zu 1990, siehe Bundesregierung 2021). Für eine Realisierung dieser Ziele ist eine Beschleunigung des EE-Ausbaus unerlässlich. Neben weiteren Richtlinien und Verordnungen befindet sich aktuell die Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Überarbeitung, um EE-Ausbauziele und damit einhergehende Maßnahmen an das neue Ambitionsniveau anzupassen. Darauf aufbauend wird auch die Anpassung nationaler Ziele und EE-Politikmixe in den Mitgliedsstaaten erforderlich. Da mit Ausnahme von Deutschland und Irland inzwischen alle EU-Mitgliedsstaaten HKN auch für finanziell geförderte Strommengen ausstellen, werden verstärkte EE-Ausbauanstrengungen auch eine erhebliche Ausweitung des HKN-Angebots zur Folge haben.

Das EU-Emissionsreduktionsziel von 65 % bis 2030 macht eine Beschleunigung des EE-Ausbaus unerlässlich: Dies lässt eine deutliche Ausweitung des europäischen HKN-Angebots erwarten.

Angesichts der Kostendegression von EE-Technologien könnte dabei die Rolle nicht geförderter Neuanlagen zunehmen. Hierzu tragen auch steigende CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem bei, die sich in höheren Börsenstrompreisen niederschlagen: Hierdurch verbessern sich die Refinanzierungsmöglichkeiten von EE-Anlagen am Strommarkt (Maaß et al. 2019, S. 23 ff.). Auch das Stromangebot aus ausgeförderten Altanlagen wird mittelfristig – in Deutschland wie in anderen Staaten – steigen. Im Zusammenspiel mit Nachfrageentwicklungen (siehe Abschnitt 2.4.2) ist es möglich, dass sich hieraus eine zunehmende Differenzierung des HKN-Markts ergibt, mit nicht geförderten Neuanlagen als Premiumsegment (Seebach und Timpe 2020). Zu beachten ist auch die erwartete Bedeutungszunahme von direkten Strombezugsverträgen mit erneuerbaren Energien, etwa

Zukünftig könnte sich eine zunehmende Differenzierung des Markts nach HKN-Eigenschaften ergeben. Auch zeichnet sich eine steigende Bedeutung von PPAs mit langfristigen Verträgen zu HKN- und Stromlieferungen ab.

zwischen Anlagenbetreibern und EVU oder Anlagenbetreibern und industriellen Letztverbrauchern (siehe z. B. Huneke et al. 2018). Solche Power Purchase Agreements (PPAs) könnten Anlagenbetreibern deutlich höhere Planungssicherheit bieten als eine Börsenvermarktung ihres Stroms, hinreichende Vertragslaufzeiten vorausgesetzt. HKN aus PPAs könnten zukünftig einen relevanten Marktumfang erreichen, wären aber nicht jährlich frei handelbar, sondern stehen langfristig dem Stromabnehmenden des PPA zur Verfügung. Sofern sie nicht für die eigene Klimabilanzierung oder Stromkennzeichnung benötigt werden, könnten Stromabnehmende (oder ihre Lieferanten) entsprechende HKN allerdings theoretisch weiterverkaufen.

Ein weiterer Aspekt ist zudem die zeitliche Dimension der HKN-Ausstellung und -Entwertung: Im Markt wächst das Interesse an einer zeitlich höher aufgelösten (z. B. stündlichen oder viertelstündlichen) HKN-Ausstellung auf kWh-Basis, um den Nachweis eines zeitlichen Zusammenhangs zwischen EE-Erzeugung und Stromverbrauch und die Umsetzung Tages- oder sogar stundengenauer Klimaneutralitätsziele zu ermöglichen. Beispielsweise untersucht die EnergyTag-Initiative Regeln für die Gestaltung eines granularen HKN-Markts und sein Zusammenspiel mit den etablierten Marktstrukturen (EnergyTag 2021).

2.4 Entwicklung der HKN-Nachfrage

Das stetige Wachstum des HKN-Markts wird durch die kundenseitige Nachfrage nach Ökostromprodukten getrieben. Neben der Nachfrage durch Privatkund:innen beziehen in letzter Zeit verstärkt Unternehmen und Organisationen der öffentlichen Hand Ökostrom. Auch die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeversorgung dürften in Zukunft die Nachfrage weiter antreiben (Maaß et al. 2019, S. 53 ff.). Aktuelle und potenzielle zukünftige Nachfrageentwicklungen werden im Folgenden kurz dargestellt.

2.4.1 Aktuelle Nachfrageentwicklungen im Ökostrommarkt

Abbildung 5 stellt die Entwicklung des Ökostromanteils an der Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher:innen dar, basierend auf einer Lieferantenbefragung der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020, S. 300 f.). Bei der Belieferung von Haushaltskund:innen hat sich der Ökostromanteil im letzten Jahrzehnt mehr als verdreifacht, von 7,9 % im Jahr 2010 auf 27,9 % in 2019. Bei weiteren Letztverbraucher:innen (d. h. Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden) verdoppelte sich der Anteil von 5,2 % in 2010 auf 11,7 % in 2019 – bislang bleibt er allerdings auf einem niedrigeren Niveau als bei den Haushaltskund:innen. Insgesamt (für Haushalts- und Nicht-Haushaltskund:innen) ergibt sich in 2019 ein Ökostromanteil von 16,6 %. Der Gesamtanteil liegt deutlich niedriger als der Ökostromanteil bei Haushaltskund:innen, da in absoluten Zahlen deutlich höhere Strommengen an Industrie-, Gewerbe- und weitere Nicht-Haushaltskunden abgegeben werden als an Haushaltskund:innen. Zu beachten ist, dass sich die Angaben nur auf die befragten Lieferanten beziehen, und deshalb keine Aussagen zur Repräsentativität der Ergebnisse gemacht werden können. Die Angaben beziehen sich auf 396,2 TWh Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher:innen in 2019, verglichen mit einem Nettostromverbrauch von 500,1 TWh insgesamt (exkl. Energieverbrauch im Umwandlungssektor, siehe AGE 2021a., S. 28).

Im letzten Jahrzehnt ist der Ökostromanteil bei Haushaltskund:innen, aber auch bei Industrie-, Gewerbe- und weiteren Nicht-Haushaltskunden deutlich gestiegen.

ABBILDUNG 5: ANTEIL VON ÖKOSTROM AN DER ELEKTRIZITÄTSABGABE AN LETZTVVERBRAUCHER:INNEN IN DEUTSCHLAND (IN PROZENT)



Basis: Lieferantenbefragung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts. Die Berechnung der Ökostromanteile basiert auf Angaben befragter Lieferanten zur in gesonderten Ökostromtarifen vermarkteten Strommenge (2019: 65,7 TWh) sowie zur gesamten an Letztverbraucher abgegebenen Strommenge (2019: 396,2 TWh). 2019 gaben befragte Lieferanten 33,4 TWh Ökostrom an Haushaltskunden ab (gesamt: 119,8 TWh), 32,3 TWh an weitere Letztverbraucher (gesamt: 276,4 TWh).

Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringberichte 2011-2020

Vor allem Unternehmen werden ein wichtiger Treiber für die steigende Nachfrage nach HKN (AIB 2020, S. 10). Globale Initiativen wie das Carbon Disclosure Project (CDP), das Greenhouse Gas Protocol oder RE100 betonen die Bedeutung von erneuerbaren Energien bei der Umsetzung von Nachhaltigkeits- und Klimaneutralitätsstrategien. Dabei werden in Orientierung an der RED II insbesondere Herkunftsnachweise eingesetzt, um die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien zu belegen. Auch im deutschen HKN-Markt könnten Unternehmen oder Organisationen der öffentlichen Hand daher zukünftig als Nachfrager weiter an Bedeutung gewinnen. Teils lässt sich dabei auch eine Bewegung von jährlichen zu kürzeren Berichtsperioden beobachten, was die zeitliche Dynamik der Nachfrage am HKN-Markt beeinflusst (ECOHZ 2021a). Im europäischen Markt hat zudem die Umsetzung von Vollkennzeichnungsmodellen in Staaten wie den Niederlanden, Österreich und der Schweiz zum Anstieg der HKN-Nachfrage beigetragen (ECOHZ 2021a).

Unternehmen und die öffentliche Hand sind ein wichtiger Treiber für die steigende HKN-Nachfrage, da HKN als Nachweisinstrument im Rahmen der Klimaberichterstattung etabliert sind.

In den nächsten Jahren erwarten Marktakteure sowohl bei Privat- als auch Geschäftskund:innen ein weiteres Wachstum des Ökostromsegments (E&M 2020; E&M 2021). Im Bereich der industriellen Verbraucher wird neues Interesse insbesondere von Firmen der Grundstoffindustrie wahrgenommen, die sich im Zuge der regulatorischen Entwicklungen im Bereich Sektorenkopplung und Power-to-X (PtX) vermehrt mit dem Ökostrom-Thema auseinandersetzen. Weitere Trends im deutschen Ökostrommarkt sind eine steigende Zahl von Unternehmen, die nur noch Ökostrom im Angebot haben, und ein wachsendes Interesse an direkten Strombezugsverträgen mit erneuerbaren Energien (PPAs). Global gesehen weist eine Analyse von BloombergNEF (2021) einen Anstieg der jährlich abgeschlossenen Corporate PPAs von einer Kapazität von 0,1 GW in 2010 auf 23,7 GW in 2020 aus.



Führend sind dabei bislang die Vereinigten Staaten, aber in den letzten Jahren lässt sich auch in anderen Weltregionen – inkl. Europa – ein deutliches Wachstum ausmachen.

Vor allem bei privaten Endkund:innen spielt zudem die Regionalität auch beim Stromeinkauf eine zunehmend wichtigere Rolle (Wallbott et al. 2021). Erste EVU bieten bereits Regionalstromprodukte an, die mit Regionalnachweisen hinterlegt sind. Sie dienen dazu, dass EVU Endkunden ein regionales Produkt anbieten können; auf diesem Wege soll u. a. auch die Akzeptanz des regionalen EE-Ausbaus gestärkt werden. Entsprechend der HKN werden Regionalnachweise im Regionalnachweisregister entwertet. Regionalnachweise können allerdings nur für EEG-Strommengen bezogen werden, für den Ausweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft sind hingegen nach wie vor Herkunftsnachweise erforderlich.

Nachfrageseitig zeichnet sich u. a. ein steigendes Interesse an PPAs, Regionalstromprodukten und zeitlich höher aufgelösten HKN ab.

Gegebenenfalls könnte auch die Kopplung von Stromlieferungen und HKN-Übertragung eine neue Relevanz erfahren. Zum Teil streben Versorger im Ökostrommarkt eine vertragliche Kopplung an, bei der Strom und dazugehörige HKN von demselben Lieferanten bezogen werden (Güldenbergs et al. 2019, S. 194). Das Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts ermöglicht die Ausweisung einer „optionalen Kopplung“ auf HKN, die aber einer komplexeren Methodik folgt.¹² In der Praxis wird die optionale Kopplung des HKNR jedoch faktisch nicht genutzt (Güldenbergs et al. 2019, S. 194).

2.4.2 Mögliche strukturelle Veränderungen in der zukünftigen HKN-Nachfrage

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich ein steigender Nachfragetrend am HKN-Markt insbesondere durch die folgenden Faktoren ergibt (Güldenbergs et al. 2019; Maaß et al. 2019):

- zunehmende (Selbst-) Verpflichtungen von Gewerbe, Industrie sowie der öffentlichen Hand zur Umsetzung von Nachhaltigkeitsstrategien;
- den verstärkten Stromeinsatz im Wärmebereich und in der Mobilität, der auch die Nachfrage nach Ökostrom in diesen Bereichen steigern wird;
- ein zumindest langsames, weiteres Wachstum der Nachfrage von Privat- und kleineren Gewerbekund:innen nach Ökostromprodukten;
- eine steigende Erwartungshaltung von Endkund:innen, von ihren Versorgern mit Ökostrom beliefert zu werden;
- eine zunehmende vollständige Umstellung der Beschaffungsportfolios von Stromanbietern auf Ökostrom.

Strukturelle Veränderungen in der HKN-Nachfrage ergeben sich zum einen im Zusammenhang mit PPAs, die eine langfristige, vertragliche Kopplung von Strom- und HKN-Lieferungen mit sich bringen (siehe 2.3.3). Auch die Nachfrage nach zeitlich höher aufgelösten HKN im Rahmen von Klimaneutralitätsbestrebungen in Unternehmen oder der öffentlichen Hand bewirkt Veränderungen – richtet sich die Nachfrage nicht länger nur an den Jahrgängen von HKN aus, sondern auch an Monaten, Tagen oder gar Stunden des Stromproduktionszeitraums, bewirkt dies eine zunehmende Differenzierung des Markts (ECOHZ 2021a).

¹² Voraussetzung ist nach § 16 Abs. 3 HkRNDV eine direkte Lieferung vom Bilanzkreis des Anlagenbetreibers in den Bilanzkreis des Elektrizitätsversorgungsunternehmens.



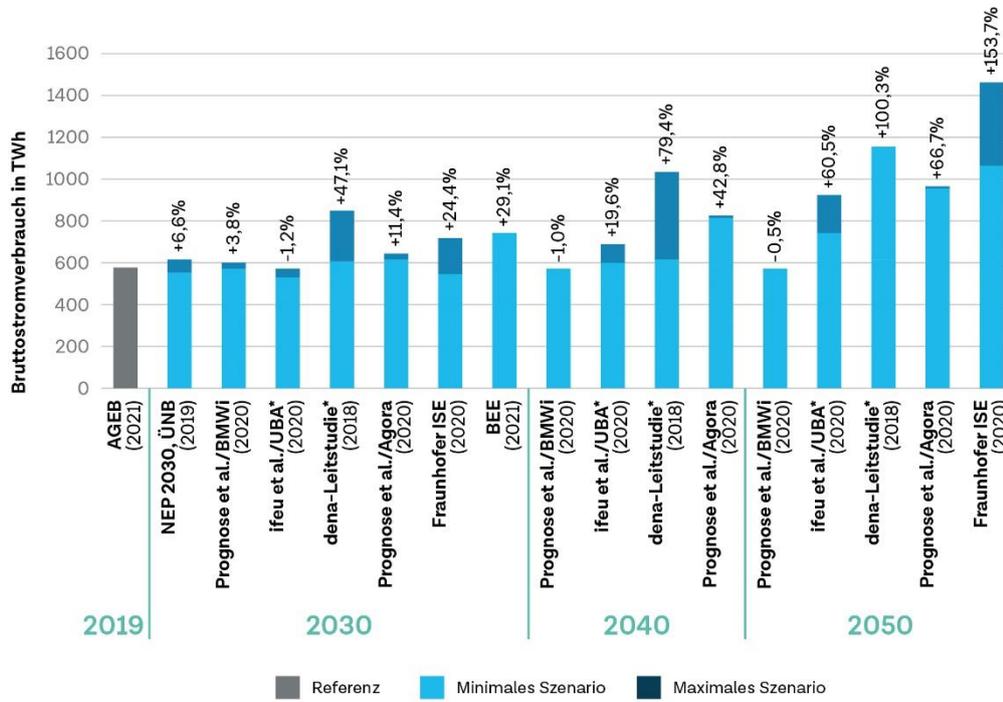
Um den Aufwand des Matching zwischen Angebot und Nachfrage gering zu halten, sind insbesondere bei stunden- oder viertelstundenscharfen HKN neue technische und organisatorische Lösungen erforderlich (EnergyTag 2021).

Eine wesentliche Änderung in Umfang und Struktur der zukünftigen HKN-Nachfrage ist von der zunehmenden Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren Industrie, Gebäude (Wärme/Kälte) und Verkehr zu erwarten. Hierdurch könnte sich bereits bis 2030 ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs ergeben. Zur Illustration vergleicht Abbildung 6 Ergebnisse verschiedener Szenarienstudien zum Bruttostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 2030, 2040 und 2050. Sofern Studien verschiedene Szenarien enthalten, wird das Szenario mit dem niedrigsten und dem höchsten Bruttostromverbrauch dargestellt, um die Bandbreite möglicher, zukünftiger Entwicklungen zu illustrieren. Szenarien mit dem niedrigsten oder höchsten Stromverbrauch sind dabei nicht notwendigerweise die Szenarien, die das niedrigste oder höchste Klimaschutzambitionsniveau bzw. den niedrigsten oder höchsten Ausbau von erneuerbaren Energien aufweisen. Bei den Annahmen, welche die Unterschiedlichkeit der Ergebnisse beeinflussen, spielen der Grad der Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sowie das Ausmaß nationaler Wasserstoffproduktion im Vergleich zum Import von Wasserstoff oder weiteren PtX-Produkten eine wichtige Rolle. Auch spiegeln Ergebnisse unterschiedliche Ambitionsniveaus der Szenarien wider (Business as Usual-Szenarien bis hin zu Klimaneutralitätsszenarien für 2050), sowie unterschiedliche Annahmen zum Grad der Einsparungen durch Energieeffizienz und zur Akzeptanz verschiedener Maßnahmen (bspw. CCS) in der Bevölkerung.

Eine zunehmende Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr könnte zukünftig Umfang und Struktur der HKN-Nachfrage wesentlich beeinflussen.

Mit Blick auf 2050 geht nur eine der untersuchten Studien von einem nahezu konstant bleibenden Bruttostromverbrauch aus (Prognos et al. 2020), während anderen Studien und Szenarien teils erhebliche Steigerungen ausweisen. Für 2030 und 2040 ergeben einige Studien und Szenarien geringe Anstiege oder sogar leichte Rückgänge; es werden aber auch deutliche Anstiege bis hin zu einer maximalen Steigerung von 47 % in 2030 gegenüber 2019 für möglich gehalten (dena 2018). Dabei ist zu beachten, dass gegenüber einem Bruttostromverbrauch von 577 TWh in 2019 (AGEB 2021a, S. 28; AGEN 2021b) bereits ein vergleichsweise niedriger Anstieg um 3,8 % (Prognos et al. 2020) einen jährlichen Mehrverbrauch von 22 TWh ausmachen würde.

ABBILDUNG 6: ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS IN DEUTSCHLAND ANHAND AUSGEWÄHLTER STUDIEN (IN TERAWATTSTUNDEN)



*) ohne Kraftwerkeigenverbrauch. Prozentangaben beziehen sich auf die Steigerung des Bruttostromverbrauchs in maximalen Szenarienschätzungen im Vergleich zur Referenz 2019.

Grafik: Hamburg Institut

Falls auch nur Anteile der möglichen Steigerungen im Stromverbrauch über Ökostrombezug mit HKN-Entwertung abgedeckt würden, könnte dies eine erhebliche zukünftige Steigerung der HKN-Nachfrage mit sich bringen. Für PtX-Anwendungen wie die Produktion von Wasserstoff und anderen strombasierten Kraftstoffen, Wärme aus Wärmepumpen sowie Elektrokesseln oder -heizstäben für die Wärmespitzenlastabdeckung, oder die Beladung von Elektrofahrzeugen stellt sich dabei eine überaus relevante Frage: Unter welchen Bedingungen kann ein Netzbezug von Strom als vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt gelten, so dass in der Folge auch PtX-Produkten Erneuerbare-Energien-Eigenschaften zugeteilt werden können? Der Umgang mit Energieträgerkonversionen und möglichen Schnittstellen zwischen Strom-, Gas- sowie Wärme- und Kälte-HKN-Systemen wird auch im Zuge der Revision der HKN-Norm EN 16325 diskutiert (Verwimp et al. 2020, S. 35 ff.). In der politischen und wissenschaftlichen Diskussion liegt der Fokus derzeit insbesondere auf Kriterien für die Erzeugung grünen Wasserstoffs.

Die Dekarbonisierung kann mittel- bis langfristig einen deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs bewirken. Wenn auch nur Anteile dieser möglichen Steigerung über Ökostrombezug gedeckt würden, wäre ein deutlicher Anstieg der HKN-Nachfrage möglich.



Die im Juni 2021 verabschiedete Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung definiert, wann Wasserstoff für den Zweck der EEG-Umlagebefreiung als „Grüner Wasserstoff“ anzusehen ist (BT-Drucksache 19/29793, S. 11 f.; BT-Drucksache 19/30902, S. 5; vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission). U. a. muss zur Wasserstoffproduktion eingesetzter Strom demnach nachweislich zu 80 % aus EE-Anlagen stammen, die ihren Standort in der Preiszone für Deutschland haben, und max. zu 20 % aus EE-Anlagen in einer mit Deutschland elektrisch verbundenen Preiszone. Zudem dürfen für den Strom keine Förderzahlungen nach dem EEG oder anderen Förderregelungen wie dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in Anspruch genommen werden. Als Anreiz für eine systemdienliche Fahrweise der Wasserstoffproduktionsanlagen wird die Zahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden, für die eine Befreiung in Anspruch genommen werden kann, begrenzt. Die Bestimmungen sollen allerdings überarbeitet und insbesondere um weitere Anforderungen an den systemdienlichen Betrieb, z. B. an Anlagenstandorte, ergänzt werden, sobald auf EU-Ebene Anforderungen an grünen Wasserstoff näher bestimmt wurden. Wenn Wasserstoffproduktionsanlagen Strom aus dem Netz beziehen, muss der Nachweis der Herkunft aus EE-Anlagen über die Entwertung von HKN erfolgen. Für HKN aus EE-Anlagen in Deutschland müssen HKN dabei die optionale Kopplung zwischen Strom- und HKN-Lieferung nach § 16 Abs. 3 HkRNDV enthalten (siehe 2.4.1).¹³

HKN könnten zukünftig eine Rolle beim Nachweis der grünen Eigenschaft von Strom in PtX-Anwendungen spielen: Dies würde den Einsatzzweck von HKN über eine reine Verbraucherinformationsfunktion hinaus erweitern.

Auch die EU-Kommission bereitet derzeit eine Methodik für den Nachweis der grünen Eigenschaft bei der Produktion strombasierter Kraftstoffe vor, die bis Ende 2021 veröffentlicht werden soll – im Fokus steht dabei die Anrechenbarkeit auf das Verkehrssektorziel der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art. 27 Abs. 3 RED II). Ob hier eine Rolle für HKN bei der Nachweisführung vorgesehen wird, ist noch unklar. Bisher bekannt gewordene Kriterienentwürfe gehen über die EEG-Umlagebefreiungskriterien hinaus (Stiftung Umweltenergierecht 2021, Stand Juli 2021). Hierzu zählen z. B. die Existenz eines PPA zwischen Erneuerbare-Energien-Anlage und Elektrolyseur; die Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage in den selben zwölf Monaten wie der Elektrolyseur oder später; der Strombezug aus ungeforderten Anlagen, die auch in der Vergangenheit keine Investitions- oder Betriebskostenzuschüsse erhalten haben; ein viertelstundenscharfer bilanzieller Ausgleich von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch, es sei denn, der EE-Anteil in der Gebotszone des Elektrolyseurs ist während der Viertelstunde des Stromverbrauchs höher als im gesamten Land; sowie der Nachweis, dass kein systemischer Netzengpass zwischen Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur vorliegt.

Inwiefern entsprechende Kriterien auch auf den Netzbezug von EE-Strom für die Beladung von Elektrofahrzeugen übertragen werden sollen, ist noch unklar (Hoffmann 2020). Staatliche Förderprogramme für E-Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur in Deutschland setzen teils eine Versorgung mit EE-Strom voraus, wobei Nachweisanforderungen unterschiedlich geregelt sind. Förderprogramme der Länder legen häufig zertifizierte Ökostromverträge mit entsprechend entwerteten HKN als Förderbedingung fest (Hamburg Institut, noch unveröffentlicht).

¹³ Wenn Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, muss die Stromerzeugung in der EE-Anlage und der Stromverbrauch in der Wasserstoffproduktionsanlage auf 15-Minuten-Intervalle bezogen zeitgleich erfolgen (BT-Drucksache 19/29793, S. 12).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich eine Einsatzzweckerweiterung von HKN abzeichnet: Möglicherweise werden Strom-HKN zukünftig nicht mehr ausschließlich zur Kennzeichnung von Energieeigenschaften gegenüber Verbraucher:innen zum Einsatz kommen, sondern – im Zusammenspiel mit weiteren Kriterien – auch als regulatorisches Nachweisinstrument für die erneuerbare Eigenschaft von Energie-Inputs bei PtX-Anwendungen. Da ein HKN-Bezug hierdurch Auswirkungen auf die Förderfähigkeit des Outputs und ggf. sogar eine Anrechenbarkeit auf EE-Ziele entfalten könnte, könnte dies den marktlichen Wert von HKN, die bestimmte Kriterien erfüllen, deutlich erhöhen. Insbesondere könnte sich eine deutlich höhere Zahlungsbereitschaft für HKN aus ungeforderten Anlagen ergeben. Zu beachten ist dabei allerdings, dass die Rolle, die HKN bei PtX-Nachweisverfahren zukünftig spielen sollten, noch in der Diskussion ist.

2.5 Ausblick auf Preistendenzen am HKN-Markt

Sowohl für das Angebot als auch die Nachfrage nach Ökostromprodukten sind Preisentwicklungen am HKN-Markt relevant. In dem durch Over the Counter-Geschäfte geprägten Markt fehlt es an Preistransparenz, wie sie etwa mit der Strombörse vergleichbar wäre. Makler als Dienstleister spielen jedoch eine wichtige Rolle (Güldenbergs et al. 2019, S. 187) und halten den Markt funktionsfähig. Nachfrager erhalten in kürzester Zeit Preisangebote für HKN unterschiedlicher Merkmale von einer Vielzahl potenzieller Anbieter. Einen Sonderfall bilden staatliche Auktionen für HKN, die für geförderte Strommengen ausgestellt wurden, wie etwa in Luxemburg, Frankreich, Italien, Kroatien und Portugal. Zudem entstehen vermehrt digitale Handelsplattformen als OTC-Marktplätze. Es stehen derzeit nur wenige Plattformen zur Verfügung, die HKN-Preisinformationen aus Teilmärkten zusammenführen und hinter einer Paywall branchenöffentlich zugänglich machen (z. B. Greenfact 2021). Handelsplattformen könnten die Preistransparenz und die Zugänglichkeit zu HKN erhöhen und durch eine Standardisierung von Verträgen und Handelsprozessen transaktionskostensenkend wirken (Güldenbergs et al. 2019, S. 187 f.).

Der HKN-Markt ist durch OTC-Geschäfte geprägt, was in eingeschränkter Preistransparenz resultiert. Allerdings entwickelt sich der HKN-Handel weiter.

Als Herausforderung erweist sich aber, dass HKN – anders als an der Strombörse gehandelte Strommengen – kein homogenes Gut sind, sondern vielfältige preiswirksame Eigenschaften aufweisen (z. B. Energiequellen, Herkunftsländer, Alter oder Förderstatus von Anlagen). Im Vergleich zum Strommarkt wären daher verschiedenartigere Transaktionen mit niedrigeren Handelsvolumina abzuwickeln, was das Erzielen von Skalierungseffekten für einen wirtschaftlichen Betrieb von Handelsplattformen erschwert (Oslo Economics 2018). Die European Energy Exchange (EEX) betrieb bis 2018 ein Handelssegment für HKN, welches seit 2015 allerdings kein Handelsvolumen mehr verzeichnen konnte (Güldenbergs et al. 2019, S. 188). Aktuell entwickelt die EEX-Gruppe eine neue Lösung für europäische Spot-Auktionen für EE-HKN aus ausgewählten EECS-Ländern (angegliedert an die EPEX-SPOT-Börse, siehe Lehtovaara et al. 2021, S. 15). Dabei soll Marktteilnehmern ermöglicht werden, entweder „generische“ HKN zu beziehen, oder beim Handel nach unterschiedlichen Eigenschaften von HKN zu differenzieren.



Im vorherrschenden OTC-Markt stellen EVU Anfragen an Händler, die häufig europaweit aktiv sind, um HKN-Beschaffungsvorgänge auszulösen. Teilweise werden auch nicht-öffentliche Ausschreibungen mit Anfragen bei mehreren Händlern genutzt (Güldenberget al. 2019, S. 185). Für die Preisbildung nimmt der Preis für HKN aus skandinavischer Wasserkraft ohne Alterskriterium eine Funktion als Basispreis ein. HKN mit besonderen Qualitätseigenschaften werden mit einem Preisaufschlag auf den Basispreis versehen, wobei hierbei auch Kriterien, die von Ökostrom-Labeln für die Zertifizierung von Ökostromprodukten angelegt werden, eine Rolle spielen. Schlüsselfaktoren, welche die Preisbildung beeinflussen, werden in Tabelle 1 zusammengefasst. Eine detaillierte Analyse der Auswirkungen der genannten Faktoren auf HKN-Preise findet sich in Güldenberget al. (2019, S. 209 ff.). Darüber hinaus werden HKN-Preise durch übergeordnete Faktoren wie Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien, getrieben durch technologische oder politische Entwicklungen, und die Entwicklung der Nachfrage nach Ökostrom beeinflusst.

Der Preis für skandinavische Wasserkraft-HKN ohne Alterskriterium erfüllt eine Basispreis-Funktion. Qualitätseigenschaften führen zu Preisaufschlägen.

Für das Wasserkraft-Basisprodukt Nordic Hydro lagen Preise in den letzten Jahren zwischen 0,1 €/MWh und 2,5 €/MWh (Kuronen 2021; Güldenberget al. 2019, S. 213 ff.). Gegenwärtig bewegen sich HKN-Preise eher im niedrigen Bereich. Nach Commerget (2020) bewegten sich HKN-Preise im EECS-Segment im Verlauf von 2020 zwischen 0,4 €/MWh zum Jahresanfang und 0,1 €/MWh zum Jahresende. Aufgrund von Trockenheit in Norwegen zeigten sich seit Mitte April 2021 jedoch Preissteigerungen bei Wasserkraft-HKN und EECS-HKN auf ca. 0,5 €/MWh im Mai 2021, mit einem leichten Rückgang in den darauf folgenden Monaten (ECOHZ 2021b; Commerget 2021). Durch die Bedeutung der Wasserkraft als Basispreis haben Niederschlagsmengen, welche die Verfügbarkeit von Wasserkraft beeinflussen, einen wichtigen Einfluss auf die allgemeine Preisentwicklung am HKN-Markt (Kuronen 2021; Güldenberget al. 2019, S. 213 ff.). So führten 2018 niedrige Pegelstände in skandinavischen Wasserkraftwerken zu Preisanstiegen und dem Rekordhoch von 2,50 €/MWh, da eine Verknappung von HKN im Markt eintrat. Aufbauend auf diesen Erfahrungen lässt sich jedoch ein verändertes Risikoverhalten bei Marktakteuren beobachten – Betreiber von Wasserkraftanlagen, aber auch Windkraftanlagen, agieren sehr vorsichtig bezüglich der für die Frontjahre angebotenen HKN-Mengen, um sicherzustellen, dass verkaufte Mengen auch tatsächlich geliefert werden können (Güldenberget al. 2019, S. 213).

Niederschlagsmengen, welche die Verfügbarkeit von Wasserkraft beeinflussen, haben einen wichtigen Einfluss auf die allgemeine HKN-Preisentwicklung.

TABELLE 1: SCHLÜSSELFAKTOREN FÜR DIE PREISDIFFERENZIERUNG VON HKN IM DEUTSCHEN ÖKOSTROMMARKT

Einflussfaktor	Erläuterung
Energiequelle	Im europäischen Markt lassen sich insbesondere für HKN aus Wind- und Solarenergieanlagen Preisauflschläge im Vergleich zur Wasserkraft beobachten; Technologiepräferenzen sind allerdings teils landesspezifisch.
Alter der Anlage	Je jünger eine nicht geförderte Anlage ist, desto höher ist der erzielbare Preis für ausgestellte HKN. „Neuanlagen“ erfahren eine eigene Preisbildung.
Herkunftsland	Im deutschen Ökostrommarkt können inländische Anlagen Preisauflschläge erzielen, entsprechende HKN sind aktuell jedoch nur in begrenztem Umfang verfügbar. Teils lassen sich auch in anderen Ländern Preisauflschläge für HKN aus inländischen Anlagen erzielen.
Förderstatus	HKN für geförderte Anlagen bzw. Strommengen sind aufgrund des EEG-Doppelvermarktungsverbots aktuell nur als Importe verfügbar; am Import von HKN aus geförderten Anlagen zeigen Marktakteure wenig Interesse.
Beschaffungsmenge	Bei der Beschaffung großer HKN-Mengen lassen sich geringere Preise pro MWh erzielen als bei kleineren Mengen. Teils kann dies eine Überbeschaffung von HKN lohnend machen; „überschüssige“ HKN können weitervermarktet oder für die Stromkennzeichnung anderer Stromprodukte als dem Ökostromprodukt verwendet werden.
Lieferzeitraum	Geringe Preisunterschiede können sich je nach Lieferjahr ergeben.
Eigentümerstruktur des HKN-Anbieters	Einige Ökostromanbieter vermeiden den Kauf von HKN von Anbietern mit Atomkraft oder fossiler Energie im Unternehmensverbund.
Umwelteinflüsse	Wetterbedingungen können einen großen Einfluss auf Produktionsmengen haben. In trockenen Jahren kann es zu einer deutlichen Verknappung von HKN-Mengen und damit zu einem Preisanstieg kommen.
Risikoverhalten	Dargebotsschwankungen (z. B. Niederschlagsmenge) führen zu vorsichtigem Angebotsverhalten bei Produzenten und Händlern von Wind- und Wasserkraft-HKN.
Markttaktisches Verhalten	Es gab immer wieder Hinweise darauf, dass es Mitte und Ende eines Jahres zu „künstlichen“ Angebotsverknappungen kommen kann, um HKN-Preise zu erhöhen. Konkrete Marktabsprachen konnten bisher nicht belegt werden.

Quelle: Güldenbergl et al. 2019, Marktanalyse Ökostrom II, S. 209 ff.

Öffentlich verfügbar sind Preise für staatlich auktionierte HKN-Mengen, die jedoch das spezifische Marktsegment von HKN aus geförderter Stromerzeugung abbilden. Preise hängen dabei auch vom nationalen Auktionsdesign ab – Frankreich verwendet beispielsweise einen Mindestpreis, der im April 2021 bei – niedrigen – 0,15 €/MWh lag (Powernext 2021). In der im Februar 2021 durchgeführten Auktionsrunde wurde z. B. für Windenergie ein gewichteter Durchschnittspreis von 0,51 €/MWh erzielt (für ein angebotenes und versteigertes Volumen von 2.813.581 MWh), für Wasserkraft ein Preis von 0,55 €/MWh (493.443 MWh) und für Solarenergie ein Preis von 0,56 €/MWh (293.431 MWh). In der italienischen Auktion für HKN aus geförderter Stromerzeugung vom März 2021 trat eine stärkere Preisdifferenzierung nach Energiequellen auf (GME 2021). Hier betrug z. B. der gewichtete Durchschnittspreis für Windenergie 0,62 €/MWh (für ein angebotenes und versteigertes



Volumen von 75.419 MWh), für Wasserkraft 0,33 €/MWh (340.495 MWh) und für Solar-energie 0,47 €/MWh (314.467 MWh). In Portugal konnten in der ersten Auktionsrunde 2021 für HKN mit Jahrgang 2021 Preise bis zu 0,43 €/MWh erzielt werden. Preise für HKN mit Jahrgang 2020 bewegten sich zwischen 0,10 €/MWh und 0,25 €/MWh, wobei für Wasserkraft in diesem Jahrgang höhere Preise erzielt werden konnten als für andere Energiequellen (AIB 2021d; OMIP 2021).

Gleichwohl können sich auch bei HKN für geförderte Strommengen deutliche regionale Unterschiede ergeben. So ist im niederländischen HKN-Markt die Nachfrage nach HKN aus Wind- und Solaranlagen besonders hoch: Für 2018 wurden Werte zwischen 6,50 €/MWh und 7,50 €/MWh für HKN aus niederländischen Wind- und Solarenergieanlagen am Markt beobachtet (CMS Legal 2021). Im seit 2020 geltenden Förderprogramm SDE++ wird die Förderung von Wind- und Solarenergieanlagen um den Marktwert von HKN korrigiert, wobei der zum Abzug zu bringende Korrekturwert jährlich bestimmt wird (Netherlands Enterprise Agency 2020). Ein Erklärungsfaktor für die hohen Preise für Wind-HKN in den Niederlanden ist dabei eine zehnjährige Verpflichtung des nationalen niederländischen Bahnunternehmens, ab 2018 den Stromverbrauch aller elektrischen Züge durch Windenergie abzudecken (RECS und VaasaETT 2019). Um im niederländischen Markt die Nachfrage nach HKN aus Windenergieanlagen zu decken, werden in erheblichem Umfang Wind-HKN importiert (AIB 2021a; RECS und VaasaETT 2019).

Premiumpreise können außerdem – auch in Deutschland – für nichtgeförderte Neuanlagen erzielt werden. Das anerkannte Höchstalter wird z. B. von Ökostromsiegeln für die Zertifizierung festgelegt, wobei teils nach Energiequelle differenziert wird. Grundsätzlich ist die Preisentwicklung am HKN-Markt jedoch kaum prognostizierbar, weshalb Erlöse aus HKN-Verkäufen derzeit keinen messbaren Treiber für Investitionsentscheidungen darstellen (Güldenbergs et al. 2019, S. 217). HKN-Erlöse machen derzeit nur wenige Prozentpunkte des Gesamterlöses von Anlagen aus, die aufgrund von Preisschwankungen auf den HKN-Märkten dazu schwer planbar sind (siehe dazu auch Hulshof et al. 2019). Eine stärkere, marktgetriebene Anreizwirkung könnte sich allerdings ergeben, falls HKN zukünftig ein stabileres hohes Preisniveau erreichen sollten – hierzu könnte auch der Abschluss langfristiger Lieferverträge beitragen.

Teils können sich deutliche regionale Unterschiede in der Preisbildung ergeben.

Auch wenn für nichtgeförderte Neuanlagen Premiumpreise erzielt werden können, sind HKN-Erlöse derzeit zu gering und schwer planbar, um einen Treiber für Investitionsentscheidungen darzustellen.



3 ANALYSE DER POTENZIELLEN NACHFRAGEWIRKUNG EINER HKN-ENTWERTUNG FÜR NETZVERLUSTE

Im Folgenden wird die potenzielle Nachfragewirkung, die von einer HKN-Entwertung für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie ausgehen würde, untersucht. Voraussetzung für eine solche Nachfrage wäre allerdings, dass rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen eine HKN-Entwertung durch Netzbetreiber bzw. Vorgaben bezüglich der erneuerbaren Eigenschaften von beschaffter Verlustenergie zulassen würden, was aktuell in Deutschland nicht der Fall ist (siehe Kapitel 1; Styles et al. 2021).

Voraussetzung für eine HKN-Entwertung für Netzverluste wäre eine Anpassung rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen.

3.1 Umfang und Entwicklung von Netzverlusten

Zur Beurteilung der potenzielle Nachfragewirkung einer HKN-Entwertung für Netzverluste sind zunächst die Höhe der auftretenden Netzverluste relevant. Im Zeitraum 2010 – 2019 rangierten Netzverluste in Deutschland zwischen min. 21,0 TWh (im Jahr 2010) und max. 27,5 TWh (im Jahr 2017, siehe Bundesnetzagentur 2021). Im Jahr 2019 beliefen sich Netzverluste nach Angaben der Bundesnetzagentur auf 26,9 TWh. Prozentuell machten sie zwischen min. 4,2 % (im Jahr 2011) und max. 5,1 % (im Jahr 2019) der in Netze der allgemeinen Versorgung eingespeisten Netto-Stromerzeugungsmenge aus.¹⁴ Von 26,9 TWh im Jahr 2019 entfielen 34,4 % bzw. 9,3 TWh der Netzverluste auf Übertragungsnetze (Höchst- und Hochspannung inkl. Umspannung zwischen beiden Spannungsebenen) und 65,6 % bzw. 17,6 TWh auf Verteilnetze (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung, inklusive Umspannung zwischen den Spannungsebenen). Abbildung 7 stellt die Verteilung der Netzverluste nach Spannungsebenen dar. Im Verlauf der letzten 10 Jahre haben sich Netzverluste, die bei Verteilnetzbetreibern anfallen, in der Summe stabil entwickelt; 2011 machten sie 3,5 % der eingespeisten Netto-Erzeugungsmenge aus, 2019 waren es 3,4 %. Bei Übertragungsnetzen lässt sich in diesem Zeitraum ein steigender Trend beobachten, von 0,6 % in 2011 auf 1,8 % in 2019.

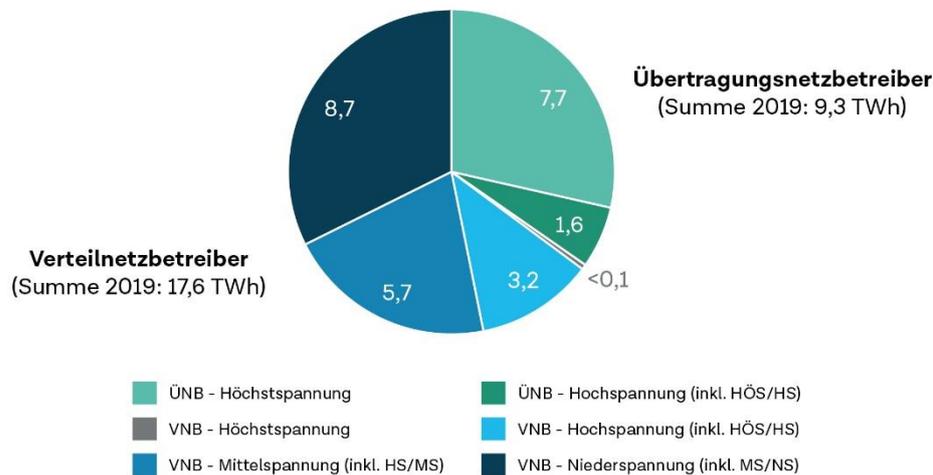
2019 beliefen sich Netzverluste in Deutschland auf 26,9 TWh, bzw. 5,1 % der in öffentliche Netze eingespeisten Netto-Stromerzeugungsmenge.

Für eine mögliche zukünftige Entwicklung der Netzverluste in Deutschland spielt eine Rolle, dass dezentral eingespeister Strom aus erneuerbaren Energien über größere Distanzen transportiert werden muss, als es bei verbrauchsnahe Kraftwerken der Fall ist, was zu einem moderaten Anstieg von Netzverlusten führen kann (z. B. BEE 2021, S. 15). Der Netzentwicklungsplan 2035 (50Hertz et al. 2021b, S. 114) nimmt für 2035 je nach Szenario zwischen 44,1 – 48,5 TWh an Netzverlusten an, was 7,5 – 7,7 % des erwarteten Nettostromverbrauchs entspricht. Generell sind Szenarien zu einem mittel- bis langfristigen Anstieg der Netzverluste abhängig von den Annahmen, z. B. bezüglich einer vermehrten Vor-Ort-Nutzung von EE-Strom, der Entwicklung der Eigenversorgung, dem fortschreitenden Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur und Investitionen in Smart Grids sowie dem Speicherausbau.

Größere Transportdistanzen von EE-Strom könnten zu einem moderaten Anstieg der Netzverluste führen, aber diverse Entwicklungen erschweren Prognosen.

¹⁴ Für 2010 ist kein separater Wert für die in Netze der allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge verfügbar, so dass ein prozentualer Vergleich nicht angestellt wird.

ABBILDUNG 7: NETZVERLUSTE IN DEUTSCHLAND NACH SPANNUNGSEBENEN (2019, IN TERAWATTSTUNDEN)



Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2021, Monitoringbericht 2020

Im europäischen Vergleich fallen Netzverluste in einzelnen Ländern unterschiedlich hoch aus, wozu auch unterschiedliche Definitionen insbesondere nicht-technischer Verluste beitragen (die sich z. B. aus gelieferten, aber nicht gemessenen oder abgerechneten Strommengen ergeben). 2017 beliefen sich Netzverluste in den Ländern der EU-28 ohne Bulgarien und Rumänien auf 193,8 TWh (CEER 2020, S. 158).¹⁵ Werden die 2018 aktiven 22 AIB-Mitgliedsländer betrachtet, beliefen sich Netzverluste in 2018 auf 159,2 TWh (siehe Abbildung 8).

2018 beliefen sich Netzverluste in den in diesem Jahr aktiven 22 AIB-Mitgliedsländern auf 159,2 TWh.

3.2 Einordnung der maximal zu erwartende HKN-Nachfrage bei einer HKN-Entwertung für Netzverluste

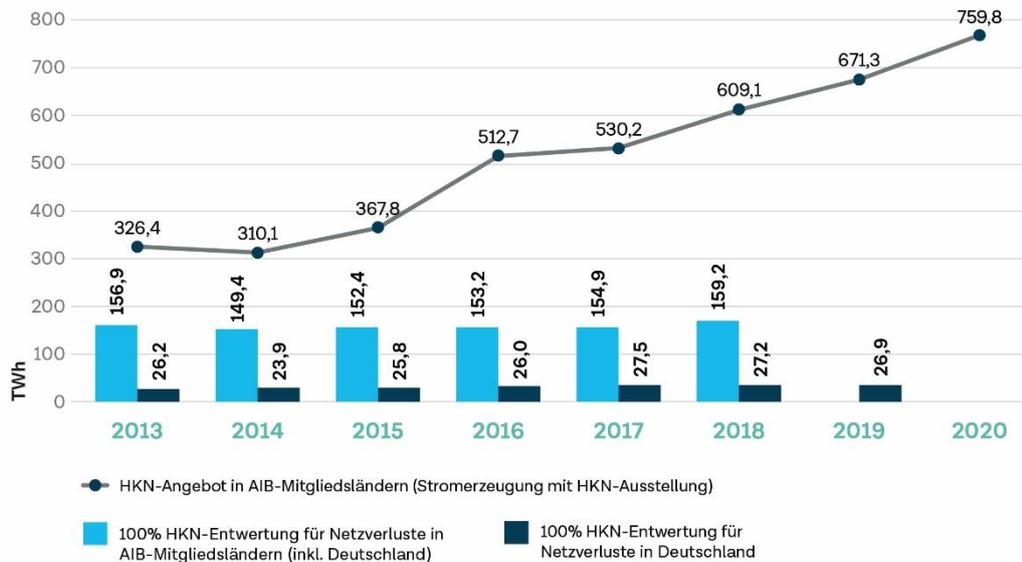
Abbildung 8 bietet einen Überblick, wie hoch in den Jahren 2013 (als das HKNR in Deutschland den Betrieb aufnahm) bis 2018 die zusätzliche Nachfrage nach HKN ausgefallen wäre, wenn Netzbetreiber in Deutschland für die gesamte beschaffte Verlustenergie HKN entwertet hätten. Zudem wird der Fall abgebildet, dass sich auch im europäischen Markt Netzbetreiber für eine entsprechende, vollumfängliche HKN-Entwertung für Netzverluste entschieden hätten. Die dabei entstehende Nachfrage wäre nicht notwendigerweise komplett zusätzlich – in den Niederlanden beispielsweise findet bereits eine HKN-Entwertung für Verlustenergie statt (siehe z. B. TenneT 2021; Alliander 2019; Enexis 2020, S. 29).

¹⁵ Für die EU-28 sind verfügbare Angaben für das Jahr 2018 unvollständig, ebenso wie Angaben zum Anteil von Netzverlusten an der eingespeisten Netto-Erzeugungsmenge (vgl. CEER 2020, S. 158 u. 162). Angaben für die AIB-Mitgliedsländer wurden durch eigene Recherchen in nationalen Statistiken ergänzt.

Bei der europäischen Betrachtung liegt der Fokus auf Mitgliedsländern der AIB, die das EECS-Segment des HKN-Markts repräsentieren. Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, ist eine Mitgliedschaft in der AIB keine formale Voraussetzung, um HKN im europäischen Markt handeln zu können – auch ist es keine hinreichende Bedingung, da ein gegenseitiges Anerkennungsabkommen zwischen der EU und Drittstaaten sowie ggf. positive nationale Anerkennungsprüfungen und Schnittstellen zwischen Registern notwendig sind. Für AIB-Mitglieder ist aber zumindest im Grundsatz eine Kompatibilität zwischen HKN-Systemen gegeben, aufgrund der Selbstverpflichtung zur Befolgung der EECS-Regeln und der Existenz eines zentralen Hubs als Registerschnittstelle. Die maximale HKN-Nachfrage, die sich 2013 – 2018 ergeben hätte, wenn sämtliche Netzbetreiber in Deutschland und anderen AIB-Mitgliedsländern HKN in Höhe der gesamten Netzverluste entwertet hätten, wird ins Verhältnis zum HKN-Angebot in den AIB-Mitgliedsländern gesetzt.

Das EECS-Segment des HKN-Markts dient als Vergleichsbasis, um die Nachfragewirkung einer HKN-Entwertung für Verlustenergie einzuordnen, da zumindest im Grundsatz eine Kompatibilität zwischen HKN-Systemen gegeben ist.

ABBILDUNG 8: MAXIMAL ZU ERWARTENDE HKN-NACHFRAGE BEI EINER HKN-ENTWERTUNG FÜR NETZVERLUSTE (IN DEUTSCHLAND UND IN AIB-MITGLIEDSLÄNDERN, IN TERAWATTSTUNDEN)



Angaben zur Stromerzeugung mit HKN-Ausstellung und zu Netzverlusten in AIB-Mitgliedsländern beziehen sich auf in den jeweiligen Jahren aktive Mitglieder. Netzverlustangaben werden bis zum aktuellsten verfügbaren Wert dargestellt.

Grafik: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2021, Monthly activity statistics; CEER 2020, Report on power losses; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2021, Monitoringbericht 2020; BfE 2020, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019; Orkustofnun 2019, Development of electricity consumption in Iceland (2018); Terna 2021, Dati generali



Hätte 2019 eine Entwertung von HKN in voller Höhe der in Deutschland anfallenden Netzverluste stattgefunden, hätte dies eine zusätzliche Nachfrage nach HKN in Höhe von 26,9 TWh bewirkt. Dies ist allerdings als absolutes Maximalszenario zu betrachten, da es voraussetzen würde, dass alle Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in Deutschland für die komplette beschaffte Verlustenergie HKN entwerten würden. Sofern eine freiwillige Entwertung von HKN für Netzverluste vorausgesetzt wird, ist dieser Fall unwahrscheinlich – da sich aber schwer abschätzen lässt, wie viele Netzbetreiber von der Entwertung von HKN Gebrauch machen würden, und in welchem Umfang dies jeweils geschehen würde, lässt sich über dieses Szenario die maximale Auswirkung abschätzen, die eine Entwertung von HKN für Netzverluste auf den HKN-Markt haben könnte.

Eine Entwertung von HKN in voller Höhe der in Deutschland anfallenden Netzverluste hätte 2019 eine zusätzliche Nachfrage nach HKN in Höhe von 26,9 TWh bewirkt – dies ist als absolutes Maximalszenario zu betrachten.

Da die Zahl der im Inland ausgestellten HKN in Deutschland im Vergleich zur Nachfrage gering ausfällt, bietet sich der europäische Markt als Vergleichsbasis für die zusätzliche Nachfrage an. Für eine Kennzeichnung der Eigenschaften der 2019 beschafften Verlustenergie wären, analog zu den Regeln zur Verwendung und Entwertung von Herkunftsnachweisen für den Letztverbrauch (§ 30 Abs. 4 HkRNDV; BDEW 2021), HKN zu entwerten, deren zugrunde liegende Strommenge 2019 produziert wurde. In AIB-Mitgliedsländern belief sich das Angebot solcher HKN mit Jahrgang 2019 auf 671,3 TWh (AIB 2021a). Würden nur in Deutschland HKN für Netzverluste in Höhe von 26,9 TWh entwertet, hätte diese Nachfrage 4,0 % des zur Verfügung stehenden HKN-Angebots beansprucht. Tatsächlich hätte die zusätzliche Nachfrage nahezu aus den als verfallen gekennzeichneten HKN mit Jahrgang 2019 gedeckt werden können, deren Volumen 22,1 TWh betrug.

Im Durchschnitt beliefen sich Netzverluste in Deutschland zwischen 2015 und 2019 auf 26,2 TWh pro Jahr; die (jeweils auch Entwertungen für Stromkennzeichnungen der Vorjahre umfassende) durchschnittliche Entwertungsmenge in Deutschland belief sich zwischen 2016 und 2020 auf 97,9 TWh. Wenngleich vernachlässigbar im Vergleich zum europäischen Angebot an EECS-HKN, hätte eine vollständige HKN-Entwertung von Netzverlusten die deutsche Nachfrage im Markt im Durchschnitt um maximal 27 % ansteigen lassen. Im Jahr 2020, als Entwertungen in Höhe von 110,5 TWh durchgeführt wurden, hätte sich potenziell ein Anstieg der deutschen Entwertungsmenge um 24 % ergeben (unter der Annahme, dass Entwertungen für Netzverluste 2019 im Kalenderjahr 2020 durchgeführt worden wären). Die jährliche Wachstumsrate der tatsächlichen HKN-Entwertungsmenge in Deutschland bewegte sich im Zeitraum 2016-2020 zwischen 4,8 % und 9,2 % (siehe Abbildung 2 in Abschnitt 2.2).

Eine deutlich höhere Auswirkung auf den europäischen HKN-Markt wäre im – eher unwahrscheinlichen – Fall zu erwarten, dass sich sämtliche Netzbetreiber in AIB-Mitgliedsländern für eine vollständige Entwertung von HKN für Verlustenergie entscheiden würden. In 2018 – dem für europäische Netzverlustangaben aktuellsten verfügbaren Jahr – hätte sich hierbei potenziell eine maximale HKN-Nachfrage von 159,2 TWh ergeben können. Dies entspräche einem Anteil von 26 % an den für den Jahrgang 2018 verfügbaren HKN in AIB-Mitgliedsländern. Prinzipiell hätte diese mengenmäßig relevante, potenzielle Nachfrage durch die sog. „stille Reserve“ gedeckt werden können, welche RECS und VaasaETT (2019) für 2018 auf 176 TWh bezifferten (siehe 2.3.1). Voraussetzung wäre, dass

Wenn sich sämtliche Netzbetreiber in AIB-Mitgliedsländern für eine Entwertung von HKN in voller Höhe der Netzverluste entschieden hätten, hätte sich eine mengenmäßig relevante Nachfrage ergeben: Ein plötzlicher Nachfrageschock ist aber sehr unwahrscheinlich.



entsprechende Mengen zumindest mittelfristig dem EECs-Markt zur Verfügung gestellt würden. Zu beachten ist allerdings auch das Wachstum der HKN-Nachfrage bei Haushalts- und Industriekund:innen, das ebenfalls zum Abschmelzen der stillen Reserve beiträgt. Selbst im Wechselspiel mit weiteren Faktoren, welche die Nachfrage nach HKN steigern, ist aber nicht davon auszugehen, dass eine HKN-Entwertung für Netzverluste zu einem plötzlichen Nachfrageschock führen würde. Vielmehr ist zu erwarten, dass Netzbetreiber zeitverzögert und in unterschiedlichem Maße am HKN-Markt aktiv würden, was einen graduellen Anstieg der HKN-Nachfrage bewirken würde.

Grundsätzlich würde eine HKN-Entwertung für die Beschaffung von Verlustenergie in voller Höhe bedeuten, dass Netzverlusten vollständig Erneuerbare-Energien-Eigenschaften zugeordnet würden. Dieser Ansatz erweist sich primär vor dem Hintergrund von Klimaneutralitätszielen von Netzbetreibern als relevant. Für den Bezug von Strom durch Unternehmen bietet das GHG Protocol international anerkannte Leitlinien für die Nachhaltigkeitsberichtserstattung (WRI und WBCSD 2004; WRI und WBCSD 2015). „Scope 2“-Emissionen aus eingekaufter Energie werden auf Basis der verbrauchten Energiemenge sowie des Emissionsfaktors des gelieferten Energiemix in der Klimabilanz berücksichtigt, wobei zur Ermittlung des Emissionsfaktors zwei Ansätze empfohlen werden (siehe WRI und WBCSD 2015, S. 25 ff.; Mundt et al. 2019, S. 317 ff.).

Bei einer HKN-Entwertung in voller Höhe der Netzverluste werden der Verlustenergie vollständig Erneuerbare-Energien-Eigenschaften zugeordnet. Dieser Ansatz ist für Klimaneutralitätsziele von Netzbetreibern relevant.

Beim ortsbasierten Ansatz wird als Emissionsfaktor die durchschnittliche Emissionsintensität des Stroms im öffentlichen Netz, in dem ein Verbraucher verortet ist, verwendet. Würden Netzverluste analog zu Verbrauchern behandelt, wäre der beschafften Verlustenergie ebenfalls die durchschnittliche Emissionsintensität des Netzes zu Grunde zu legen. Beim marktbasieren Ansatz hingegen beziehen sich Emissionsfaktoren auf vertraglich zugesicherte Lieferungen. Anders als der ortsbasierte Ansatz bildet der marktbasierende Ansatz damit bewusste Beschaffungsentscheidungen zugunsten bestimmter Energieprodukte oder Energieanbieter ab. Dabei muss eine zuverlässige und eindeutige Zuordnung von Emissionsfaktoren zu bestimmten Verbrauchern sichergestellt werden – für den Bereich der Ökostrom-Kennzeichnung sind in der EU hierfür HKN das etablierte Nachweisinstrument (WRI und WBCSD 2015, S. 62 ff.; Mundt et al. 2019).¹⁶

Unter den marktbasieren Ansatz könnte daher prinzipiell auch der Bezug eines „grünen“ Verlustenergieprodukts¹⁷ fallen, dessen Emissionsintensität unter dem Netzdurchschnitt liegt, und dass in Deutschland entsprechend der Stromkennzeichnung sogar mit null Emissionen in der Klimabilanz angesetzt werden könnte. Voraussetzung wäre allerdings, dass rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen eine HKN-Entwertung durch Netzbetreiber bzw. Vorgaben zu erneuerbaren Eigenschaften der beschafften Verlustenergie zulassen, was aktuell in Deutschland nicht der Fall ist.

¹⁶ Um eine maximale Transparenz zu gewährleisten, empfiehlt die GHG Protocol Scope 2 Guidance, bei einer Anwendung des marktbasieren Ansatzes ergänzend auch die Ergebnisse des ortsbasieren Ansatzes auszuweisen (WRI und WBCSD 2015, S. 8).

¹⁷ Verlustenergieprodukt meint hierbei die Hinterlegung der Verlustenergie mit Herkunftsnachweisen.



4 FAZIT: HKN-ENTWERTUNG FÜR NETZVERLUSTE IM KONTEXT ZUKÜNFTIGER MARKTENTWICKLUNGEN

Aus der Analyse der HKN-Marktentwicklungen und möglicher Nachfragewirkungen, die sich bei einer Berücksichtigung von Netzverlusten ergeben könnten, lassen sich vorläufig folgende Schlüsse ziehen. Mengenmäßig wäre es darstellbar, die deutsche, aber auch sogar die europäische Verlustenergie durch die Entwertung von HKN abzudecken, ohne dass wesentliche Marktverwerfungen zu erwarten wären. Die Deckung einer zusätzlichen Nachfrage bei einer bis zu vollständigen Entwertung von HKN für Verlustenergie durch deutsche Netzbetreiber kann angesichts des – steigenden – jährlichen Angebots von HKN im EECS-Segment des europäischen Markts als mengenmäßig unkritisch eingeschätzt werden. Sollte sich eine HKN-Entwertung für Netzverluste am europäischen Markt etablieren, fällt das sich ergebende potenzielle Nachfragevolumen mengenmäßig relevanter aus. Jedoch ist der Eintritt des untersuchten Maximal-Szenarios einer vollständigen HKN-Entwertung für beschaffte Verlustenergie durch alle Netzbetreiber in AIB-Staaten nicht zu erwarten. Realistischer erscheint ein gradueller Anstieg der HKN-Nachfrage.

Mengenmäßig wäre es darstellbar, eine HKN-Entwertung für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie zuzulassen, ohne dass wesentliche Marktverwerfungen zu erwarten wären.

Spekulativ ist hingegen die Auswirkung auf den Preis für HKN, die sich aufgrund der Volatilität und geringen Transparenz der Preisentwicklung am HKN-Markt nicht verlässlich prognostizieren lässt. Zu beachten ist dabei auch die Differenzierung nach Qualitätsmerkmalen von HKN, die sich bei der Preisgestaltung zeigt. Auswirkungen einer zusätzlichen HKN-Nachfrage hängen demnach davon ab, auf welche Art von HKN sich diese Nachfrage bezieht: Würden HKN aus nicht geförderten Altanlagen bezogen, wie sie im deutschen Markt aktuell eine wichtige Rolle spielen? Würden für den Ausgleich von Netzverlusten bevorzugt HKN aus nicht geförderten Neuanlagen genutzt, wo verfügbare HKN am Markt knapper sind? Oder kämen auch HKN aus geförderten Anlagen in Betracht, sofern der Marktwert von HKN bei der Förderung berücksichtigt wurde? Angesichts der Unterschiede in Angebot und Nachfrage dieser HKN-Segmente würden Auswirkungen auf den Markt voraussichtlich sehr unterschiedlich ausfallen.

Unabhängig von der Behandlung von Netzverlusten zeichnen sich dynamische Entwicklungen am Markt für Strom-HKN ab, die eine deutliche Ausweitung der Nachfrage wie auch des Angebots möglich machen. Ein nachfrageseitiger Unsicherheitsfaktor ist die sehr dynamische Entwicklung bei der HKN-Nachfrage der Industrie, die nachgewiesene Klimaneutralität anstrebt. Im Rahmen dieser Anstrengungen werden auch zunehmend PPAs mit EE-Anlagen genutzt, die HKN-Mengen aus entsprechenden Anlagen langfristig binden. Darüber hinaus könnte der Ausbau von PtX-Anwendungen in Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektoren mittelfristig zu spürbaren Nachfragesteigerungen nach HKN führen. Auf der anderen Seite ist auch beim HKN-Angebot im Zuge des fortschreitenden EE-Ausbaus eine dynamische Entwicklung zu erwarten. In den kommenden Jahren sollten die „stillen Reserven“ aus Anlagen, die bislang keine HKN ausstellen, sowie die Entwicklungen bei der Öffnung geförderter EE-Strommengen für den HKN-Markt ausreichende HKN-Mengen zur Verfügung stellen können. Auch der fortschreitende EE-Ausbau trägt zu einer stetigen Erweiterung des HKN-Angebots bei. In Deutschland könnte sich nach der Bundestagswahl 2021 eine Änderung der Rahmenbedingungen ergeben, die sowohl die Mengen als auch die Preise von HKN erheblich beeinflussen könnte. So könnten die EEG-Lasten noch

Unabhängig von der Behandlung von Netzverlusten machen dynamische Entwicklungen am HKN-Markt zukünftig eine deutliche Ausweitung der Nachfrage wie auch des Angebots möglich.



weiter in den Haushalt integriert werden, was den Weg für eine Vermarktung der grünen Eigenschaften von EEG-Strom frei machen würde. Auch ein Abbau von Hürden für PPAs und eine weitere Stärkung des europäischen Energiehandels könnten zu einer Weiterentwicklung des HKN-Markts beitragen.

Sollten zukünftig verstärkt HKN für die Verlustenergie von Netzbetreibern nachgefragt werden, würde diese Nachfrage mit weiteren – nachfrage- wie angebotsseitigen – Entwicklungen am HKN-Markt interagieren. Hinsichtlich ihrer maximalen mengenmäßigen Auswirkung wäre eine HKN-Entwertung für Netzverluste letztlich aber begrenzt, im Vergleich zu möglichen Nachfrageentwicklungen mit höheren Unsicherheiten wie z. B. dem Ökostromeinsatz in der E-Mobilität, Wasserstoffproduktion oder weiteren Power-to-X-Anwendungen. Sollten HKN in Zukunft ein stabileres hohes Preisniveau erreichen, welches z. B. im Rahmen langfristiger Lieferverträge ein fest einkalkulierter Erlösbestandteil werden könnte, könnten HKN-Erlöse weitere EE-Anlagenbetreiber zur Teilnahme am HKN-Markt bewegen und potenziell zu einem Treiber für Investitionsentscheidungen und somit einem größeren EE-Angebot werden (siehe auch Maaß et al. 2019; Güldenbergh et al. 2019, S. 217 ff.). Um zu klären, wie stark das HKN-Preisniveau steigen müsste, um im Zusammenspiel mit Spotmarkt- oder PPA-Preisen für Stromlieferungen Anreize für einen marktgetriebenen EE-Ausbau zu generieren, wären allerdings eingehendere Untersuchungen erforderlich. Hinsichtlich der Kostenbelastung von Ökostromkund:innen sind dabei auch Wechselwirkungen zwischen Strompreisbestandteilen zu beachten – gegebenenfalls ließen sich mögliche Erlöse aus einer Auktionierung von HKN aus geförderten Anlagen zur Senkung staatlicher Strompreisbestandteile einsetzen.

Marktseitig sprechen demnach keine prinzipiellen Gründe dagegen, eine Marktbeteiligung von zusätzlichen HKN-Nachfragenden wie Netzbetreibern zuzulassen. Marktakteure haben die Möglichkeit, mit Beschaffungsstrategien ihre Auswirkung auf den Markt zu steuern und Risiken, die sich beim Einkauf großer HKN-Mengen ergeben könnten, zu begrenzen. Im Fall einer Beschaffung von HKN am Markt wäre in jedem Fall zu raten, HKN-Mengen in vielen gestückelten Tranchen einzukaufen. Hierdurch ließen sich Preisexplosionen aufgrund hoher Nachfragemengen vermeiden. Hierbei ist das Verständnis wichtig, dass eine angefragte Menge aufgrund der OTC-Struktur des Markts mehrmals beim gleichen Akteur auftauchen kann, der nicht immer realisieren kann, dass es sich um ein und dieselbe Nachfragemenge handelt. So entstehen Preise für eine nur scheinbar große Nachfrage, die zwar mehrfach angefragt wird, aber am Ende nur einmal bedient wird. Eine Beschaffungsstrategie für Netzbetreiber könnte auch darin bestehen, in Europa EE-Produzenten ausfindig zu machen, die ihre Anlagen noch nicht zur Ausstellung von HKN gemeldet haben. Unter Umgehung von Zwischenhändlern könnte man sich mit ihnen auf einen langfristigen Preis und Abnahmemengen verständigen (allerdings wären Anforderungen an eine wettbewerbliche Gestaltung von Beschaffungsverfahren zu beachten, die sich aus regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben; siehe dazu Styles et al. 2021). Ebenso denkbar wäre ein Strategiemix, der Tranchen am „freien“ Markt, Tranchen durch Direktverhandlung mit Betreibern und später PPAs aus EE-Anlagen kombiniert. Ein besonderes Potenzial für positive Kommunikation hätte möglicherweise der gezielte Aufkauf von HKN aus ausgeförderten EEG-Anlagen, deren Betreiber auf jede zusätzliche Einnahme angewiesen sind.

Eine HKN-Nachfrage für die Verlustenergie von Netzbetreibern würde mit weiteren Entwicklungen am HKN-Markt interagieren, wäre hinsichtlich ihrer maximalen mengenmäßigen Auswirkung letztlich aber begrenzt.

Mit Beschaffungsstrategien lassen sich die Auswirkungen einer zusätzlichen HKN-Nachfrage auf den Markt steuern und Risiken, die sich beim Einkauf großer HKN-Mengen ergeben könnten, begrenzen.



Netzbetreibern würde die Ermöglichung einer Entwertung von HKN für den Verlustausgleich erlauben, HKN in der Klimabilanzierung zu berücksichtigen und der beschafften Verlustenergie EE-Eigenschaften zuzuordnen. Eine Entwertung von HKN für Netzverluste könnte zudem dazu beitragen, die gegenwärtige Vernachlässigung von Netzverlusten in der Logik des HKN-Systems zu adressieren. Zu betonen bleibt allerdings, dass jede Form der HKN-Entwertung für Netzverluste eine Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland voraussetzen würde, die aktuell die Verwendung von HKN auf die Stromkennzeichnung durch EVU begrenzen. Auch hinsichtlich der Finanzierung einer HKN-Beschaffung für Verlustenergie gilt es, offene Fragen zu klären. Bei der Ausgestaltung des HKN-Systems in Deutschland ergibt sich perspektivischer Weiterentwicklungsbedarf durch die in der RED II vorgesehene Ausweitung von HKN auf Gase, Wärme und Kälte, sowie die steigende Bedeutung von PtX-Anwendungen. Um Schnittstellen zwischen energieträgerspezifischen HKN-Systemen zu gestalten, wäre eine konsistente Behandlung von Verlusten, die bei Umwandlung, Speicherung und Transport von Energie auftreten, begrüßenswert. Eine nähere Betrachtung dieser Fragen ist Thema einer separaten Studie (siehe Styles et al. 2021).

Eine Entwertung von HKN für Verlustenergie könnte dazu beitragen, die Vernachlässigung von Netzverlusten im HKN-System zu adressieren. Allerdings wäre eine Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland erforderlich.

Schlussendlich lässt sich festhalten, dass eine Entwertung von HKN für die zum Ausgleich von Netzverlusten beschaffte Verlustenergie im Zusammenspiel mit weiteren angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen zur Weiterentwicklung des HKN-Systems beitragen kann. Auswirkungen auf den HKN-Markt lassen sich durch die Gestaltung von Beschaffungsstrategien kontrollieren, insbesondere um Nachfrageschocks zu vermeiden. Sofern sich zukünftig im Zusammenspiel mit weiteren Entwicklungen am HKN-Markt höhere, stabilere HKN-Erlöse für EE-Anlagen realisieren ließen, könnte ein klimaneutraler Ausgleich von Netzverlusten potenziell eine energiewendeförderliche Wirkung entfalten, und damit einen Beitrag zum Klimaschutzziel der Allgemeinheit leisten.

ANHANG: RECHTLICHE UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE ENTWERTUNG VON HERKUNFTSNACHWEISEN FÜR VERLUSTENERGIE

Um mögliche Optionen für eine Bereitstellung klimaneutraler Verlustenergie zur Diskussion zu stellen, bedarf es einer grundlegenden Analyse des rechtlich-regulatorischen Rahmens, in welchem Netzbetreiber zu dieser Fragestellung agieren. Am Ende ist auch die Frage der Finanzierung einer Beschaffung von HKN für Verlustenergie zu klären. Im begleitenden Gutachten „Entwertung von Herkunftsnachweisen für die Verlustenergie von Netzbetreibern: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen“ (Styles et al. 2021) werden daher die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Entwertung von HKN für Verlustenergie analysiert, um den hiermit verbundenen Weiterentwicklungsbedarf des HKN-Systems und den entsprechenden gesetzlichen Anpassungsbedarf einordnen zu können.

Europarechtlich ist die Entwertung von HKN für den Verbrauch von Energie, die zum Ausgleich von Netzverlusten beschafft wird, im Grundsatz möglich. Die Notwendigkeit der Einrichtung von Herkunftsnachweissystemen wird in der RED II mit dem Zweck der Endkundeninformation begründet. Dies schließt eine Entwertung von HKN, um die Eigenschaften von Verlustenergie zu kennzeichnen, jedoch nicht aus. Für den Verbrauch von Verlustenergie könnte ähnlich wie für andere Letztverbrauchsarten eine freiwillige HKN-Entwertung ermöglicht werden. Im HKN-System würde dies eine konsistente Behandlung von verschiedenen Verlustarten (Umwandlungsverluste bei Energieträgerkonversionen, Speicher- und Netzverluste) erlauben.

In Deutschland stehen einer HKN-Entwertung für Verlustenergie Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) im Zusammenspiel mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) entgegen. Demnach dienen HKN ausschließlich dazu, gegenüber Letztverbrauchenden im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnungspflicht nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Die HKN-Entwertung darf dabei nur von Elektrizitätsversorgungsunternehmen beantragt werden. Für Verlustenergieanbieter hängt die prinzipielle Zulässigkeit einer HKN-Entwertung davon ab, ob der Verlustausgleich als Letztverbrauch zu verstehen ist, und ob hierfür eine Stromkennzeichnung nach dem EnWG erstellt wird. Letztverbraucher-Definitionen in EnWG und EEG lassen die Interpretation zu, dass der Verlustausgleich grundsätzlich unter den Begriff des Letztverbrauchs gefasst werden kann. Um stromsteuer auslösenden oder die Zahlungspflicht der EEG-Umlage auslösenden Letztverbrauch handelt es sich dabei nicht. Die Lieferung von Verlustenergie unterliegt allerdings nicht der Stromkennzeichnungspflicht, an welche die HKN-Verwendung geknüpft ist.

Darüber hinaus stellt sich die Frage nach der Zulässigkeit von ökologischen Qualitätskriterien bei der Beschaffung von Verlustenergie sowie dem Umgang mit hieraus entstehenden Zusatzkosten. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur stellt ausschließlich der niedrigste Preis das ausschlaggebende Kriterium bei der Beschaffung der Verlustenergie dar. Demnach wäre die Herbeiführung zusätzlicher Kosten durch Beschaffung und Entwertung von

HKN bzw. die Formulierung von Anforderungen an die Herkunft gelieferter Verlustenergie kein zulässiges Vorgehen. Allerdings empfiehlt es sich, die Frage aus übergeordneter Perspektive zu beantworten und mit Blick auf den EnWG-Gesetzeszweck einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, sowie auf das Ziel, dass Anlagen zu diesem Zweck möglichst umweltverträglich eingesetzt werden. Aus Zweck und Ziel lässt sich ersehen, dass der Gesetzgeber einen grundsätzlich weiter gefassten Ansatz bei der Elektrizitätsversorgung verfolgt, bei dem die wirtschaftlichen Aspekte der Verbraucherfreundlichkeit und möglichst niedriger Preise gegenüber den Aspekten Umwelt- und Klimaschutz auf gleicher Ebene stehen. Zusätzliche Kosten der Beschaffung von Verlustenergie erneuerbarer Herkunft scheinen aus Umwelt- und Klimaschutzgesichtspunkten dann nicht der Maßgabe möglichst preisgünstiger Energieversorgung entgegenzustehen, wenn die Beschaffung ihrerseits in einer den wettbewerblichen Maßstäben gerecht werdenden Weise organisiert wird und die niedrigstmöglichen Beschaffungskosten gewährleistet.

Falls der Gesetzgeber eine HKN-Entwertung für Verlustenergie und die Verankerung ökologischer Anforderungen bei der Verlustenergiebeschaffung ermöglichen möchte, ergeben sich folgende zentrale Handlungsoptionen:

- (1) Öffnung des Einsatzzwecks von Herkunftsnachweisen für die Beschaffung von Verlustenergie** (Grundvoraussetzung)
 - § 3 Nr. 29 EEG
 - § 30 Abs. 1 HkRNDV
- (2) Ausgleich finden zwischen der Überbetonung des Ziels möglichst preisgünstiger Beschaffung durch BNetzA und dem gleichgeordneten Gesetzeszweck der Umweltverträglichkeit und zunehmenden Versorgung aus erneuerbaren Energien**
 - § 22 Abs. 1 Satz 2 EnWG und § 1 Abs. 1 EnWG
- (3) Kostenmäßige Anerkennung der HKN-Beschaffung**
 - § 22 Abs. 1 Satz 1 EnWG und ggf. § 10 Abs. 1 StromNEV
- (4) Optional: zusätzliche Klarstellung, dass Netzverluste eine Form von Letztverbrauch darstellen**
 - § 3 Nr. 33 EEG, § 3 Nr. 25 EnWG
 - Dass Beschaffung von Verlustenergie keinen stromsteuerauslösenden oder die Zahlungspflicht der EEG-Umlage auslösenden Letztverbrauch darstellt, wird durch § 5 Abs. 1 StromStG und § 61k Abs. 3 EEG bereits klargestellt (privilegierter Letztverbrauch).
 - Werden Netzverluste nicht unter den Letztverbrauchbegriff gefasst, wäre zusätzlich eine Anpassung von § 79 Abs. 5 EEG erforderlich, der bereits die Ausstellung von HKN an die Lieferung an Letztverbraucher knüpft.

Falls eine **Entwertung von HKN durch Netzbetreiber** selbst angestrebt wird, wären darüber hinaus weitergehende Anpassungen der HkRNDV notwendig (etwa eine Erweiterung der Kontoeröffnungsbefugnis in § 6 Abs. 2 HkRNDV).



ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AIB	Association of Issuing Bodies
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt
HKN	Herkunftsnachweis(e)
HKNR	Herkunftsnachweisregister
HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung
kWh	Kilowattstunden
MWh	Megawattstunden
OTC	Over the Counter
PPA	Power Purchase Agreement
PtX	Power-to-X
RED I	Renewable Energy Directive – Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG
RED II	Recast Renewable Energy Directive – Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001
TWh	Terawattstunden



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Ausstellung, Entwertung und Verfall von Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in AIB-Mitgliedsländern (in Terawattstunden)	10
Abbildung 2: Ausstellung, Entwertung und Verfall von Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in Deutschland (in Terawattstunden).....	11
Abbildung 3: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen mit und ohne Ausstellung von Herkunftsnachweisen (in Terawattstunden)	14
Abbildung 4: Potenzielle zukünftige HKN-Ausstellungsmengen für EEG-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung (DV) und ab 2021 zugebaute EEG-Neuanlagen (in Terawattstunden).....	17
Abbildung 5: Anteil von Ökostrom an der Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher:innen in Deutschland (in Prozent)	20
Abbildung 6: Zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland anhand ausgewählter Studien (in Terawattstunden).....	23
Abbildung 7: Netzverluste in Deutschland nach Spannungsebenen (2019, in Terawattstunden).....	30
Abbildung 8: Maximal zu erwartende HKN-Nachfrage bei einer HKN-Entwertung für Netzverluste (in Deutschland und in AIB-Mitgliedsländern, in Terawattstunden)	31

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Schlüsselfaktoren für die Preisdifferenzierung von HKN im deutschen Ökostrommarkt	27
--	----



LITERATUR

- 50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW, 2019. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin u. a. O. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf.
- 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, 2021a. EEG-Jahresabrechnung 2020. Stand 29.07.2021 [online]. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> [Abrufdatum: 29.08.2021].
- 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, 2021b. Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin u. a. O. URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>.
- AGEB, 2021a. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020. Berlin. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2020_20210406b_dt.pdf.
- AGEB, 2021b. Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2020 (in TWh) Deutschland insgesamt. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Berlin. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausdruck_strez_abgabe_feb2021_a10.pdf.
- AIB, 2020. Transforming. Annual Report 2019. Association of Issuing Bodies (AIB), Brüssel. URL: <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/annual-reports/AIB%20Annual%20Report%202019%20web.pdf>.
- AIB, 2021a. Activity statistics. AIB Monthly Statistics, completed on 8 April 2021 [online]. URL: <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/activity-statistics-all-aib-members> [Abrufdatum: 30.04.2021].
- AIB, 2021b. AIB Member Countries / Regions [online]. URL: <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- AIB, 2021c. EECS Rules Fact Sheet 4: Member and Competent Authority Codes [online]. URL: <https://www.aib-net.org/eeecs/fact-sheets> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- AIB, 2021d. Auctions for Guarantees of Origin (GOs) in Portugal. AIB NEWS - 19 August 2021 [online]. URL: <https://www.aib-net.org/newsletter/web.html?n2g=exu6l9s3-iic2tv37-1cg2#Portugal> [Abrufdatum: 25.08.2021].
- Alliander, 2019. Alliander and Ørsted conclude sustainability contract for grid losses [online]. URL: <https://www.alliander.com/en/news/alliander-and-orsted-conclude-sustainability-contract-for-grid-losses/> [Abrufdatum: 06.07.2021].
- BDEW, 2021. Leitfaden Stromkennzeichnung. Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung (§ 42 Abs. 1 bis 8 EnWG i. V. m. §§ 78 und 79 EEG). Version: Gültig ab dem Bilanzierungsjahr 2020. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/210801_Leitfaden_Stromkennzeichnung_2021.pdf.



- BEE, 2021. Das „BEE-Szenario 2030“: 65 Prozent Treibhausgasreduzierung bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Berlin. URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210416_BEE-Szenario_2030_final.pdf.
- BfE 2020, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019 – Datentabellen. Bundesamt für Energie BFE [online]. URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html> [Abrufdatum: 17.05.2021].
- BloombergNEF, 2021. Corporate clean energy buying grew 18% in 2020, despite mountain of adversity. Beitrag vom 26.01.2021 [online]. URL: <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-grew-18-in-2020-despite-mountain-of-adversity/> [Abrufdatum: 27.05.2021].
- BR-Drucksache 578/21 vom 25.06.21. Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages. Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. URL: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-06/210625_BR_Entwurf_Gesetzesbeschluss_Wasserstoff_BR-Drs_578-21.pdf.
- BT-Drucksache 19/27453 vom 09.03.2021. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. URL: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-04/Gesetzentwurf_BReg_210309.pdf.
- BT-Drucksache 19/29793 vom 19.05.2021. Verordnung der Bundesregierung. Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/297/1929793.pdf>.
- BT-Drucksache 19/30902 vom 22.06.2021. Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu der Verordnung der Bundesregierung – Drucksachen 19/29793, 19/29997 Nr. 2.4. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/309/1930902.pdf>.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021. Monitoringbericht 2020. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html.
- Bundesnetzagentur, 2021. Bundesnetzagentur – Monitoringberichte [online]. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html [Abrufdatum: 19.05.2021].
- Bundesregierung, 2021. Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima [online]. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> [Abrufdatum: 29.08.2021].
- CEER, 2020. 2nd CEER report on power losses. Council of European Energy Regulators (CEER), Brüssel. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd4178b4-ed00-6d06-5f4b-8b87d630b060>.



- CMS Legal, 2020. Netherlands SDE++ subsidy to be reduced with value of Guarantees of Origin. Beitrag vom 19.02.2020 [online]. URL: <https://cms.law/en/nld/publication/netherlands-sde-subsidy-to-be-reduced-with-value-of-guarantees-of-origin#about> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- Commerg, 2020. Guarantees of Origin in 2020 – Seemingly higher demand but ever lower prices [online]. URL: <https://commerg.com/insights/guarantees-of-origin-in-2020-seemingly-higher-demand-but-ever-lower-prices/> [Abrufdatum: 30.05.2021].
- Commerg, 2021. Price plateau for Guarantees of Origin [online]. URL: <https://commerg.com/insights/price-plateau-for-guarantees-of-origin/> [Abrufdatum: 29.08.2021].
- Cornélis, P.-Y. und Lenzen, M., 2020. Guarantees of Origin and Disclosure. Core Theme 3 Report. CA-RES (Concerted Action - Renewable Energy Sources Directive). URL: https://www.ca-res.eu/fileadmin/cares/PublicArea/CA-RES3FinalPublication/CARES3_Final_CT3_Summary.pdf.
- dena (Deutsche Energie-Agentur), 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf.
- E&M (Hrsg.), 2020. 15. Ökostromumfrage. Energie & Management, 15. Juli 2020, S. 9-19.
- E&M (Hrsg.), 2021. 16. Ökostromumfrage. Energie & Management, 1. Juli 2021, S. 9–19.
- ECOHZ, 2021a. A paradigm shift in the making for renewable energy demand? Beitrag vom 29.04.2021 [online]. URL: <https://www.ecohz.com/press-releases/a-paradigm-shift-in-the-making-for-renewable-energy-demand/> [Abrufdatum: 27.05.2021].
- ECOHZ, 2021b. Prices for Guarantees of Origin Standard Hydro last three months. Newsletter vom 27.05.2021.
- EnergyTag, 2021. EnergyTag and granular energy certificates: Accelerating the transition to 24/7 clean power. The EnergyTag Initiative, London. URL: <https://www.energytag.org/wp-content/uploads/2021/05/EnergyTag-and-granular-energy-certificates.pdf>.
- enervis, 2020. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2021-2025>.
- Enexis, 2020. Energy in a new reality. Annual Report 2019. 's-Hertogenbosch. URL: <https://www.enexisgroep.com/media/2696/enexis-holding-nv-annual-report-2019.pdf>.
- European Commission, 2021. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. COM(2021) 557 final. Brussels. URL: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf.



- FaStGO, 2020. Draft revision proposal for the EN16325 standard on guarantees of origin related to energy based on the original text: EN 16325 (2013+A1:2015) (Task 2.2). Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission. FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin. URL: <https://www.aib-net.org/news-events/aib-projects-and-consultations/fastgo/project-deliverables>.
- Fraunhofer ISE, 2020. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>.
- GME (Gestore dei Mercati Energetici), 2021. GSE GO auctions. Session date 22 March 2021 [online]. URL: <https://www.mercatoelettrico.org/En/Tools/Accesso-dati.aspx?ReturnUrl=%2fEn%2fEsiti%2fGO%2fEsitiGOAste.aspx> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- Greenfact, 2021. All about renewables [online]. <https://www.greenfact.com/> [Abrufdatum: 27.05.2021].
- Güldenbergh, J., Maaß, C., Mundt, J. und Werner, R., 2019. AP 2: Analyse des HKN-Handels und der Preise, in: Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Rau, I., Weber, A., Welling, J., Güldenbergh, J., Maaß, C., Mundt, J., Werner, R., Schudak, A. und Wallbott, T. (Hrsg.), Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, S. 181–228. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_market-analyse_oekostrom_ii.pdf.
- Hoffmann, B., 2020. Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II? Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER), 24 (4), S. 300–306.
- HROTE, 2021. Guarantees of Origin auctions. Croatian Energy Market Operator (HROTE) [online]. URL: <https://www.hrote.hr/guarantees-of-origin-auctions> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- Huneke, F., Göß, S., Österreicher, J. und Dahroug, O., 2018. Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von erneuerbaren Energien. Energy Brainpool, Berlin. URL: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Whitepapers/2018-01-31_Energy-Brainpool_White-Paper_Power-Purchase-Agreements.pdf.
- Hulshof, D., Jepma, C. und Mulder, M., 2019. Performance of markets for European renewable energy certificates. Energy Policy, 128, S. 697–710.
- ifeu, Fraunhofer IEE und SSG, 2020. Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. CLIMATE CHANGE 01/2020-06/2020. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/transformationsprozess-treibhausgasneutrales-ressourcenschonendes-deutschland-vergleich-der-szenarien>.



- Kahl, H. und Kahles, M., 2020. Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie. Neue Rechtslage und Reformoptionen. Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg. URL: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/08/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBe-richte_50_Doppelvermarktungsverbot.pdf.
- Kuronen, A., 2021. Does GO system add value to energy transition? Beitrag vom 17.03.2021 [online]. URL: <https://grexel.com/does-go-system-add-value/> [Abrufdatum: 30.04.2021].
- Lehtovaara, M., Morvan, M., Mohammedi, M. und Strunski, D., 2021. Auctioning Guarantees of Origin: Bringing transparency and liquidity together. Presentation at EEX Group Digital Conference 2021, Building Markets Together, 15.04.21. URL: https://eex.weblive.events/pdf/1_Auctioning%20GOs_Bringing%20Transparency%20and%20Liquidity%20Together.pdf.
- Maaß, C., Claas-Reuther, J. und Purkus, A., 2020. Herkunftsnachweise für Strom aus neuen EEG-finanzierten Anlagen. Gesetzentwurf im Auftrag von LichtBlick SE. Hamburg Institut, Hamburg. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/Herkunftsnachweise_fuer_Strom_aus_neuen_EEG-Anlagen.pdf.
- Maaß, C., Werner, R., Häsel, S., Mundt, J. und Güldenber, J., 2019. Ökostrommarkt 2025. Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarktes die Energiewende beschleunigt. Im Auftrag von LichtBlick SE. Hamburg Institut, Hamburg. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/1904_Studie_HAMBURG_INSTITUT_Oekostrommarkt_2025.pdf.
- Mundt, J., Werner, R. und Maaß, C., 2019. AP 4: Ausweisung der Umweltwirkung durch Strombezug von Unternehmen und öffentlicher Hand. In: Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Rau, I., Weber, A., Welling, J., Güldenber, J., Maaß, C., Mundt, J., Werner, R., Schudak, A. und Wallbott, T., Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, S. 317-383. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oekostrom_ii.pdf.
- Netherlands Enterprise Agency, 2020. SDE++ 2020. Stimulation of sustainable energy production and climate transition. Commissioned by the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. Zwolle. URL: <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/11/Brochure%20SDE%20plus%20plus%202020.pdf>.
- OMIP, 2021. Auctions for Guarantees of Origin [online]. URL: <https://www.omip.pt/en/auctions-GO> [Abrufdatum: 25.08.2021].
- Orkustofnun, 2019. Development of electricity consumption in Iceland (2018), OS-2019-T014-01 [online]. URL: <https://orkustofnun.is/gogn/Talnaefni/OS-2019-T014-01.pdf> [Abrufdatum: 17.05.2021].
- Oslo Economics, 2018. Analysis of the trade in Guarantees of Origin. Economic Analysis for Energy Norway, OE-report 2017-58, Oslo.



- Powernext, 2021. French auctions for Guarantees of Origin. Results February 2021 [online]. URL: <https://www.pownext.com/french-auctions-guarantees-origin> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- Prognos, Fraunhofer ISI, GWS und iinas, 2020. Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html>.
- Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, 2020. Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität, Berlin. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-zusammenfassung/>.
- RECS, 2021a. Swiss and UK GOs no longer eligible for export to the EU [online]. URL: <https://reecs.org/news/swiss-and-uk-gos-no-longer-eligible-for-export-to-the-eu/> [Abrufdatum: 22.07.2021].
- RECS, 2021b. The supply & demand of certified European renewable electricity. RECS International. URL: https://reecs.org/download/?file=The-supply-demand-of-European-renewable-energy_FINAL.pdf&file_type=documents.
- RECS, VaasaETT, 2019. GO Monitoring 2018 Report: Development of the Guarantees of Origin Market 2009-2018. URL: https://reecs.org/download/?file=go-monitoring-2018-report.pdf&file_type=documents.
- REN (Rede Eléctrica Nacional), 2020. EECS Electricity Domain Protocol for Portugal. URL: <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions/domain-protocols>.
- Seebach, D. und Timpe, C., 2020. Echter Einfluss für Ökostromverbraucher. "Harte Zusatzlichkeit" in Märkten für erneuerbare Energie über die bestehenden politischen Ausbauziele hinaus. Diskussionspapier für den EnergieVision e.V., Deutsche Zusammenfassung. Öko-Institut e.V., Freiburg. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Harte-Zusaetzhchkeit-Kurzfassung.pdf>.
- SEMO (Single Electricity Market Operator), 2019. EECS Electricity Domain Protocol for Ireland. URL: <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions/domain-protocols>.
- Stiftung Umweltenergierecht 2021. Anforderung an die Produktion von grünem Wasserstoff. Ein Vergleich des Delegierten Rechtsakts und der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV). Stand: 9. Juli 2021. Würzburg. URL: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung-Umweltenergierecht_Vergleich-del.-RA-und-EEV_Stand_2021-07-09.pdf.
- Styles, A., Claas-Reuther, J. und Maaß, C., 2021. Entwertung von Herkunftsnachweisen für die Verlustenergie von Netzbetreibern: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen. Gutachten im Auftrag der Schleswig-Holstein Netz AG und TenneT TSO GmbH. Hamburg Institut, Hamburg. URL: <https://www.hamburg-institut.com/projects/entwertung-von-herkunftsnachweisen-fuer-die-verlustenergie-von-netzbetreibern/>.



- TenneT, 2021. Ancillary Services – Losses and sustainability [online]. URL: <https://www.tennet.eu/electricity-market/ancillary-services/> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- Terna 2021, Dati generali [online]. URL: https://download.terna.it/terna/1-DATI%20GENERALI_8d8e26126475683.pdf [Abrufdatum: 17.05.2021].
- Umweltbundesamt, 2021. Herkunftsnachweisregister (HKNR): Anerkennung ausländischer Herkunftsnachweise [online]. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/herkunftsnachweisregister-hknr#ausland> [Abrufdatum: 25.05.2021].
- Verwimp, K., Moody, P., Van Stein Callenfels, R., Kovacs, A., Vanhoudt, W., Barth, F., Pedraza, S., Lehtovaara, M., Klimscheffskij, M. und White, A., 2020. Identification of the main challenges which currently exist in the management of guarantee of origin system (Task 1.3). Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission. FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin. URL: <https://www.aib-net.org/news-events/aib-projects-and-consultations/fastgo/project-deliverables>.
- Wallbott, T., Dohles, N. und Mundt, J., 2021. Regionaler Grünstrom – Interesse und Ansprüche von Verbraucher*innen. Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsprojekts „Ausweisung von regionalem Grünstrom in der Stromkennzeichnung“. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-04-21_cc_17-2021_gruenstrom-verbraucherbefragung.pdf.
- WRI und WBCSD, 2004. The Greenhouse Gas Protocol - A Corporate Accounting and Reporting Standard, revised edition. World Resources Institute (WRI), World Business Council for Sustainable Development (WBCS), Washington, DC, Geneva. URL: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>.
- WRI und WBCSD, 2015. GHG Protocol Scope 2 Guidance – An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. Washington, DC, Geneva. URL: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope%20%20Guidance_Final_Sept26.pdf.



KONTAKT

Dr. Alexandra Styles

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

Tel.: +49 (0)40-39106989-38
styles@hamburg-institut.com
www.hamburg-institut.com