

CLIMATE CHANGE

24/2023

Analyse eines Unternehmensentwertungs- rechts für Strom- Herkunftsnachweise in Deutschland

Vorschläge und Auswirkungen

von:

Alexandra Styles, Marina Kemper, Marie Jeuk
HIR Hamburg Institut Research gGmbH, Hamburg
Nicolai Herrmann, Chiara Fusar Bassini, Kevin Krämer
enervis energy advisors GmbH, Berlin

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 24/2023

Projektnummer 171774

FB001091

Analyse eines Unternehmensentwertungsrechts für Strom- Herkunftsnachweise in Deutschland

Vorschläge und Auswirkungen

von

Alexandra Styles, Marina Kemper, Marie Jeuk
HIR Hamburg Institut Research gGmbH, Hamburg

Nicolai Herrmann, Chiara Fusar Bassini, Kevin Krämer
enervis energy advisors GmbH, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

[f/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

[t/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

HIR Hamburg Institut Research gGmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Straße 29-30
10997 Berlin

Abschlussdatum:

Januar 2023

Redaktion:

Fachgebiet V 1.7 Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energiequellen
Anika Steinborn

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juni 2023

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Analyse eines Unternehmensentwertungsrechts für Strom-Herkunftsnachweise in Deutschland

Im Stromsektor stellen Herkunftsnachweise (HKN) das etablierte Nachweisinstrument dar, um die erneuerbare Eigenschaft von Strom nachzuverfolgen und einzelnen Verbrauchenden zuzuordnen. Welche Akteure HKN entwerten und Konten mit entsprechenden Rechten in HKN-Registern führen können, ist EU-weit nicht einheitlich geregelt. In Deutschland ist die Entwertung von HKN nur durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der Stromkennzeichnung zulässig, während in mehreren anderen europäischen Staaten auch eine HKN-Entwertung durch Letztverbraucher oder spezialisierte Dienstleister etabliert ist. Ziel des vom Umweltbundesamt beauftragten Gutachtens ist es zu klären, welche Implikationen die Einführung eines Unternehmensentwertungsrechts (UN-ER) in Deutschland für den Strom-HKN-Markt hätte. Im Fokus steht die HKN-Entwertung zur Kennzeichnung des durch eingekauften Strom abgedeckten Stromverbrauchs (Scope 2 im Rahmen der Klimabilanzierung). Hierfür werden drei Analyseansätze kombiniert. Den Hintergrund bildet eine Kurzanalyse des europäischen und deutschen HKN-Markts sowie eine Auswertung zur HKN-Entwertungspraxis in Mitgliedsländern der Association of Issuing Bodies. Um mögliche Auswirkungen auf den HKN-Markt zu quantifizieren, wurde eine Szenarienmodellierung durchgeführt. Motive, die Unternehmen mit der Nutzung eines HKN-Entwertungsrechts verbinden, wurden mittels Stakeholderinterviews erforscht. Auf Basis dieser Analysen wird untersucht, welche Auswirkungen auf die Verfügbarkeit und Preise von HKN zu erwarten wären, und welche Nutzenwirkungen sich mit Blick auf die Energiewende erwarten lassen. Im Ergebnis könnte ein UN-ER zu einer organisatorischen Weiterentwicklung des HKN-Markts und einer effizienteren Gestaltung von Nachweisprozessen beitragen. Eine energiewendeförderliche Wirkung kann sich insbesondere durch Nachfrageimpulse für eine qualitative Differenzierung des HKN- bzw. Ökostrommarkts ergeben. Allerdings ist eine Abwägung erforderlich gegenüber den Kosten der technischen und operativen Umsetzung, die im Rahmen der Studie nicht untersucht wurden.

Abstract: Analysis of a corporate cancellation right for electricity guarantees of origin in Germany

In the electricity sector, guarantees of origin (GOs) are the established instrument for verifying the renewable origin of electricity and allocating corresponding attributes to individual consumers. Which actors can cancel GOs and open accounts with corresponding rights in GO registries is not regulated uniformly throughout the EU. In Germany, only electricity suppliers can cancel GOs, and only in the context of electricity disclosure. In several other European countries GO cancellation by end consumers or specialised service providers is also established. The aim of the report commissioned by the German Environment Agency is to examine what implications the introduction of a corporate GO cancellation right in Germany would have for the electricity GO market. The focus is on GO cancellation to disclose the attributes of electricity consumption covered by purchased electricity (Scope 2 in carbon accounting). The study combines three analytical approaches. A brief analysis of the European and German GO markets and an analysis of GO cancellation practices in member countries of the Association of Issuing Bodies form the background. Scenario modelling was used to quantify possible effects on the GO market. Companies' motives for using a GO cancellation right were explored by means of stakeholder interviews. Based on these analyses, the effects on GO availability and prices are explored, as well as the benefits that could be expected regarding the energy transition. In sum, a corporate GO cancellation right could contribute to a further organisational development of the GO market and a more efficient design of verification processes. A positive impact on the energy transition can result particularly from demand-side impulses for a qualitative differentiation of the GO and green electricity markets. However, it is necessary to weigh advantages against the costs of technical and operational implementation, which were not assessed as part of the study.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	10
Tabellenverzeichnis.....	12
Abkürzungsverzeichnis.....	13
Zusammenfassung.....	15
Summary.....	29
1 Einleitung: Gestaltung des Entwertungsrechts für Strom-Herkunftsnachweise	42
2 Rechtliche Rahmenbedingungen und mögliche Anwendungsfälle für ein HKN-Entwertungsrecht für Unternehmen	46
2.1 Status quo des Rechtsrahmens in Deutschland.....	46
2.2 Mögliche Anwendungsfälle für eine HKN-Entwertung durch Unternehmen.....	48
2.2.1 HKN-Entwertung zur Kennzeichnung des durch eingekauften Strom abgedeckten Stromverbrauchs von Unternehmen (Scope 2)	48
2.2.2 HKN-Ausstellung und Entwertung für selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom (Scope 1).....	50
2.2.3 HKN-Entwertung zur Kennzeichnung der Stromverbräuche von Zulieferern (Scope 3)	50
2.2.4 HKN-Entwertung als „Klima-HKN“ unabhängig von Stromlieferungen oder Stromverbräuchen	51
2.2.5 HKN-Entwertung für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie	52
3 Vorstellung der Untersuchungsmethodik	53
3.1 Abgrenzung von Unternehmensgruppen, für die ein HKN-Entwertungsrecht besonders relevant erscheint	55
3.1.1 Bedeutung der nichtfinanziellen Berichterstattungspflicht	55
3.1.2 Weitere relevante Unternehmenskategorien	58
3.2 Ausgestaltung der Stakeholder- und Experteninterviews	58
3.2.1 Stakeholderinterviews mit Verbänden und Unternehmen	59
3.2.2 Experteninterviews zur HKN-Entwertungspraxis in anderen EU-Staaten	60
3.3 Methodik der Szenarienmodellierung	60
4 Status quo des europäischen und deutschen HKN-Markts.....	62
4.1 Analyse von angebots- und nachfrageseitigen Marktentwicklungen.....	62
4.1.1 Entwicklung von HKN-Angebot und Nachfrage im EECS-Markt	63
4.1.2 Entwicklung von HKN-Angebot und Nachfrage in Deutschland	66
4.1.3 Vergleich von HKN-Ausstellung und Stromerzeugung aus EE in Europa	69
4.1.4 Ausblick auf angebots- und nachfrageseitige Trends im HKN-Markt.....	73

4.2	Analyse der HKN-Entwertungspraxis in AIB-Mitgliedsländern	78
4.2.1	Auswertung der Domänen-Protokolle.....	79
4.2.1.1	HKN-Entwertung ausschließlich durch Stromlieferanten.....	80
4.2.1.2	HKN-Entwertung durch Stromproduzenten sowie Stromlieferanten	80
4.2.1.3	HKN-Entwertung durch Stromproduzenten und -lieferanten sowie andere Marktakteure	80
4.2.1.4	HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen der HKN-Register	82
4.2.1.5	HKN-Entwertung durch Letztverbrauchende	82
4.2.2	Praxisbeispiele ausgewählter HKN-Register	82
4.2.2.1	Portugal (HKN-Entwertung auch durch Letztverbrauchende).....	82
4.2.2.2	Niederlande (HKN-Entwertung durch Stromlieferanten sowie andere Marktakteure).....	83
4.2.2.3	Finnland (HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen des HKN-Registers)	85
4.2.2.4	Norwegen (HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen des HKN-Registers)	86
4.2.2.5	Schweden (HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen des HKN-Registers)	87
5	Motive für die Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts	88
5.1	Ergebnisse der Stakeholderinterviews.....	88
5.1.1	Status quo von Ökostromzielen und Ökostrombeschaffung.....	88
5.1.2	Organisation des Stromeinkaufs und der Ökostrombeschaffung	89
5.1.2.1	Strombezug über EVU als langfristige Vertragspartner.....	89
5.1.2.2	Periodische Ausschreibung von zu beschaffenden Strommengen für festgelegte Vertragszeiträume	90
5.1.2.3	Getrennte Beschaffung von Strommengen und HKN.....	90
5.1.2.4	Strombeschaffung über ein eigenes, rechtlich selbstständiges EVU.....	90
5.1.2.5	Beschaffung von Strom über einen Inhouse-Energieversorger.....	91
5.1.2.6	Stromeinkauf über PPAs als Teil der Strombeschaffung	91
5.1.2.7	Definition von spezifischen Qualitätsanforderungen an Ökostrom bzw. HKN.....	92
5.1.3	Mögliche Vorteile der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts	94
5.1.3.1	Ermöglichung der HKN-Entwertung für Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern.....	94
5.1.3.2	Direktere Kontrolle über HKN-Beschaffung und Entwertung.....	95
5.1.3.3	Ansprüche an eine Kennzeichnung des unternehmerischen Stromverbrauchs, die durch die gegenwärtige Stromkennzeichnung nicht gedeckt werden	96
5.1.3.4	Vereinfachungen bei Corporate Power Purchase Agreements.....	98
5.1.3.5	Europäische Harmonisierung.....	99

5.1.4	Mögliche Herausforderungen der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts...	100
5.1.4.1	Aufwand der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts	100
5.1.4.2	Ausgestaltung und Überprüfung von Kennzeichnungsregeln	101
5.1.4.3	Verstärkung der Konkurrenz auf dem HKN-Markt	102
5.1.5	Einschätzungen zur Bedeutung eines Unternehmensentwertungsrechts für die Nachfrage nach Ökostrom	102
5.1.5.1	Mögliche Auswirkungen auf die Menge nachgefragter HKN	102
5.1.5.2	Mögliche Auswirkungen auf die Eigenschaften nachgefragter HKN	103
5.2	Annahmen zur Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts für die Szenarienmodellierung	105
5.2.1	Abschätzung potenzieller Stromverbräuche, für die eine Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts in Frage käme	105
5.2.1.1	Stromverbräuche von zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichteten Unternehmen	106
5.2.1.2	Stromverbräuche weiterer relevanter Unternehmensgruppen.....	107
5.2.2	Annahmen zur Ökostromnachfrage von Unternehmen, die ein Unternehmensentwertungsrecht nutzen	109
6	Modellierung der Szenarien zur Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen	114
6.1	Funktion des Modells.....	114
6.2	Definition der Szenarien	116
6.2.1	Referenzszenario A1: Beibehaltung des Doppelvermarktungsverbots und keine Einführung eines Entwertungsrechts für Unternehmen	116
6.2.2	Übersicht der modellierten Szenarien.....	124
6.2.2.1	Veränderungen des Angebots in Szenario B1 und B2	125
6.2.2.2	Veränderung der Nachfrage in Szenario A2 und B2	125
6.3	Ergebnisse der Szenarienmodellierung.....	131
6.3.1	Szenarien A1, A2, B1, und B2.....	131
6.3.2	Auswirkungen auf den EECS-Markt	137
6.3.3	Sensitivitätsanalyse der Herausgabequote in den Szenarien B1 und B2.....	138
6.3.4	Schlussfolgerungen aus Szenarioergebnissen und Sensitivitätsanalyse.....	140
7	Empfehlungen zum Unternehmensentwertungsrecht für Strom-HKN in Deutschland.....	143
7.1	Mögliche Auswirkungen eines UN-ER auf Energiewende und Klimaschutz	143
7.1.1	Auswirkungen auf HKN-Nachfrage und HKN-Preisniveau	144
7.1.2	Auswirkungen auf die Nachfrage nach HKN mit einer besonders hohen, energiewendeförderlichen Qualität	148
7.2	Ausgestaltungsoptionen zur Öffnung des Entwertungsrechts	151

7.2.1	Auswahl der Akteurs- und Kontoarten, für die das Entwertungsrecht geöffnet wird ...	151
7.2.2	Ausgestaltung und Überprüfung einer von Unternehmen erstellten Stromverbrauchskennzeichnung	153
7.3	Zusammenfassung von Empfehlungen	156
8	Quellenverzeichnis	161
A	Anhang	169
A.1	Interviewleitfaden für Stakeholder-Interviews: Allgemeine Fassung.....	169
A.2	Interviewleitfaden für Experten-Interviews mit Issuing Bodies	170

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Ausstellung, Entwertung und Verfall von EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in AIB-Mitgliedsländern (in TWh, nach Jahr der Stromproduktion) ...	64
Abbildung 2:	Transaktionen, inkl. Im- und Exporte, mit EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in AIB-Mitgliedsländern (in TWh, nach Transaktionsdatum)	66
Abbildung 3:	Ausstellung, Entwertung und Verfall von EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in Deutschland (in TWh, nach Jahr der Stromproduktion).....	67
Abbildung 4:	Transaktionen, inkl. Im- und Exporte, mit EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in Deutschland (in TWh, nach Transaktionsdatum)	69
Abbildung 5:	Vergleich der EE-Stromerzeugungsmengen und HKN-Ausstellungsmengen in AIB-Mitgliedsstaaten und weiteren EU-Staaten 2020 (in TWh).....	71
Abbildung 6:	Anteil der ausgestellten HKN an der Bruttostromerzeugung aus EE in AIB-Mitgliedsstaaten und weiteren EU-Staaten 2020 (in Prozent)	72
Abbildung 7:	Entwicklung der EE-Stromerzeugung mit und ohne Ausstellung von Herkunftsnachweisen in AIB-Mitgliedsstaaten und weiteren EU-Staaten (in TWh).....	73
Abbildung 8:	Anteil von Ökostrom an der Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher in Deutschland (in Prozent).....	76
Abbildung 9:	Zur HKN-Entwertung berechnete Akteure in den HKN-Registern der AIB-Staaten.....	80
Abbildung 10:	Ökostromziele der befragten Unternehmen (Zieljahr für 100 %, n=16)	89
Abbildung 11:	Antworten auf die Frage nach der potenziellen Nutzung eines UN-ER (n=16)	101
Abbildung 12:	Antworten auf die Frage: Könnten Sie sich einen Einfluss auf die Menge des von Ihnen nachgefragten Ökostroms vorstellen? (n=16).....	103
Abbildung 13:	Antworten auf die Frage: Könnten Sie sich einen Einfluss auf die Eigenschaften des von Ihnen nachgefragten Ökostroms vorstellen? (n=16).....	104
Abbildung 14:	Geschätzter Stromverbrauch (nach Umsatz) ausgewählter deutscher Wirtschaftszweige nach Beschäftigungsgrößenklassen im Jahr 2019 (in Terawattstunden).....	106
Abbildung 15:	Ambitionsniveau der RE100-Unternehmen weltweit	110
Abbildung 16:	Ambitionsniveau der RE100-Unternehmen mit Hauptsitz in Deutschland.....	111

Abbildung 17:	Entwicklung des Ökostromanteils der deutschen RE100-Unternehmen	111
Abbildung 18:	Ökostrombeschaffung von Unternehmen – Energiewende-Barometer 2021 der DIHK	112
Abbildung 19:	Systematik der Modellierung der Zahlungsbereitschaft im enervis HKN-Modell.....	114
Abbildung 20:	Wesentliche Annahmen und Datenflüsse im enervis HKN-Modell.....	116
Abbildung 21:	Angenommene installierte Leistung von nicht nach EEG-geförderten Solaranlagen in Deutschland von 2023 bis 2030.....	118
Abbildung 22:	Angenommene installierte Leistung von nach EEG-geförderten Freiflächen- und Aufdach-Solaranlagen in Deutschland von 2023 bis 2030	119
Abbildung 23:	Angenommene installierte Leistung von Solaranlagen in Deutschland.....	120
Abbildung 24:	Angenommene installierte Leistung von nicht nach EEG-geförderten Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland von 2023 bis 2030	121
Abbildung 25:	Angenommene installierte Leistung von nach EEG-geförderten Windenergieanlagen (onshore und offshore) in Deutschland von 2023 bis 2030.....	122
Abbildung 26:	Angenommene installierte Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland	123
Abbildung 27:	Angenommene installierte Leistung von Biomasse-, Geothermie-, und Wasserkraftanlagen in Deutschland.....	124
Abbildung 28:	Ökostromnachfrage in Deutschland in % (von der gesamten Stromnachfrage) für verschiedene Gruppen im HKN-Modell	126
Abbildung 29:	Prognostizierte Gesamt- und Ökostromnachfrage in Deutschland aus dem enervis Strompreis- sowie dem enervis HKN-Modell	128
Abbildung 30:	Prognostizierte Unternehmensstromnachfrage in Deutschland aus dem enervis HKN-Modell	129
Abbildung 31:	Modellierte Ökostromnachfrage von Unternehmen in Deutschland aus dem enervis HKN-Modell.....	130
Abbildung 32:	Modellierte Nachfragen differenziert nach Unternehmen, Haushalten, Ökostrom, Gesamtstrom, und mit bzw. ohne UN-ER für Deutschland (DE) und EECS-Länder im enervis HKN-Modell.....	131
Abbildung 33:	Preisverläufe der vier Szenarien für HKN-Durchschnittspreise (Solar- und Wind-HKN) in Deutschland	132

Abbildung 34:	Preisverläufe der vier Szenarien für HKN-Durchschnittspreise (Solar-, Wind-, Biomasse-, Geothermie-, und Wasserkraft-HKN) in Deutschland	134
Abbildung 35:	Preisverläufe der vier Szenarien für Wind-HKN in Deutschland (bei angenommener Präferenz für Wind-HKN).....	135
Abbildung 36:	Preisverläufe der vier Szenarien für Solar-HKN in Deutschland (bei angenommener Präferenz für Wind-HKN).....	136
Abbildung 37:	Prozentuale Preisabweichung von EECS-Wind- und Solar-HKN-Preisen zu deutschen Wind- und Solar-HKN-Preisen	138
Abbildung 38:	Preisverläufe der Mischpreise von Solar- und Wind-HKN aus Deutschland (Sensitivitätsanalyse des Szenarios B1)	139
Abbildung 39:	Preisverläufe der Mischpreise von Solar- und Wind-HKN aus Deutschland (Sensitivitätsanalyse des Szenarios B2)	140
Abbildung 40:	Wirkzusammenhang zwischen einem Unternehmensentwertungsrecht und einer verstärkten Qualitätsdifferenzierung der HKN-Nachfrage	150
Abbildung 41:	Überblick zum HKN-System in Deutschland	152

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vergleich der nichtfinanziellen Berichterstattung nach NFRD und CSRD	57
Tabelle 2:	Überblick angebots- und nachfrageseitiger Szenarien.....	61
Tabelle 3:	Anteile verschiedener erneuerbarer Energiequellen an HKN-Ausstellung und -Entwertung im EECS-Markt (in Prozent, nach Jahr der Stromproduktion).....	65
Tabelle 4:	Anteile verschiedener erneuerbarer Energiequellen an HKN-Ausstellung und -Entwertung in Deutschland (in Prozent, nach Jahr der Stromproduktion).....	68
Tabelle 5:	Übersicht zu befragten Branchen bzw. Organisationsarten	88
Tabelle 6:	Qualitätskriterien zur Ökostrombeschaffung nach Leitfäden des Umweltbundesamts und des WWF.....	93

Abkürzungsverzeichnis

AIB	Association of Issuing Bodies
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCR	Corporate cancellation right
CDP	Carbon Disclosure Project
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive
CSR-RUG	CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetz
Destatis	Statistisches Bundesamt
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.
EE	erneuerbaren Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EN	Europäische Norm
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
ESRS	European Sustainability Reporting Standards
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FaStGO	Facilitating Standards for Guarantees of Origin
GF	Geschäftsjahr
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GHG	Greenhouse gas
GOs	Guarantees of origin
HGB	Handelsgesetzbuch
HKN	Herkunftsnachweis(e)
HKNR	(deutsches) Herkunftsnachweisregister
HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
NACE	Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft
NFRD	Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung (EU) 2014/95
OTC	Over the Counter

PCF	Product Carbon Footprint
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RED I	Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie RL (EU) 2018/2001 (Neufassung)
RES	Renewable Energy Sources
RL	Richtlinie
SBTi	Science Based Targets initiative
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UN-ER	Unternehmensentwertungsrecht
UNGC	United Nations Global Compact
VEA	Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.
WRI	World Resources Institute
WWF	World Wide Fund for Nature
WZ	Wirtschaftszweig

Zusammenfassung

Im Stromsektor stellen Herkunftsnachweise (HKN) das **etablierte Nachweisinstrument dar, um die erneuerbare Eigenschaft von Strom nachzuverfolgen und einzelnen Verbrauchenden zuzuordnen**. Die Herkunft von Strom lässt sich physikalisch im Netz nicht verfolgen, und auch eine kaufmännische Nachverfolgung im System der stets auszugleichenden Bilanzkreise ist nur in bestimmten Fällen praktikabel. Daher werden Herkunftsnachweise zur missbrauchssicheren und verlässlichen Dokumentation der Stromeigenschaft verwendet, um Ökostrom handelbar zu machen. Die Nachweisführung mit HKN ist eine wichtige Voraussetzung, um einen Qualitätswettbewerb zwischen Stromlieferanten in Bezug auf die Eigenschaften ihrer Angebote zu ermöglichen.

Nach Vorgabe der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie und Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie müssen **Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) im Rahmen der Stromkennzeichnung zum Nachweis von EE-Anteilen oder -Mengen HKN verwenden**, um sicherzustellen, dass die grüne Qualität jeder Megawattstunde (MWh) aus erneuerbaren Energien (EE) nur einmal verkauft wird. Ausnahmen bestehen für nicht rückverfolgte Handelsangebote, für die der um nachverfolgte Eigenschaften bereinigte Restenergiemix eines Landes verwendet werden kann, sowie bei Nutzung der Option, keine HKN für geförderte Stromerzeugung auszustellen. Dies ist in Deutschland der Fall, wo EEG-geförderte Strommengen keine HKN ausgestellt erhalten (EEG-Doppelvermarktungsverbot). Für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN ist in Deutschland das vom Umweltbundesamt seit 2013 betriebene Herkunftsnachweisregister (HKNR) zuständig. Durch die Entwertung von HKN durch EVU werden die Eigenschaften der zugrundeliegenden Stromerzeugung dem Stromverbrauch bestimmter Kund*innen oder einem gelieferten Stromprodukt zugeordnet.

Ob darüber hinaus auch weitere Akteure HKN entwerten und Konten mit entsprechenden Rechten in HKN-Registern führen können, ist EU-weit nicht einheitlich geregelt. In Deutschland ist die Entwertung von HKN nur durch EVU im Rahmen der Stromkennzeichnung zulässig. Einige Mitgliedsstaaten verfolgen einen ähnlichen Ansatz wie Deutschland (z. B. Irland, Italien, Österreich, Griechenland), in anderen können auch Akteure, die keine EVU sind, HKN-Entwertungen beantragen (z. B. in den Niederlanden, Norwegen, Finnland, Dänemark, Schweden und Portugal). Auch in Deutschland äußern insbesondere Unternehmen als Letztverbraucher von Strom Interesse an einer Ausweitung der HKN-Entwertungsmöglichkeit.

Ziel des vom Umweltbundesamt beauftragten Gutachtens ist es zu klären, welche Implikationen eine Öffnung der Entwertungsmöglichkeit für Unternehmen in Deutschland für den europäischen und deutschen Strom-HKN-Markt hätte. Dabei wird untersucht, welche Auswirkungen auf die Verfügbarkeit und Preise von HKN zu erwarten wären. Auf dieser Basis soll die Frage beantwortet werden, ob ein Unternehmensentwertungsrecht (UN-ER) aufgrund einer erhöhten Nachfrage nach HKN zu einer Zubauwirkung für EE-Anlagen führen könnte. Zudem gilt es zu untersuchen, ob sich ein anderweitiger Nutzen mit Blick auf den Klimaschutz bzw. die Energiewende erwarten lässt. **So können mögliche Auswirkungen einer Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen quantitativer, aber auch qualitativer Natur sein.** Hier sind mögliche Veränderungen in der Qualität nachgefragter HKN relevant (z. B. Herkunftsland, Technologie/Energiequelle, Alter der Anlage sowie Förderstatus), die sich wiederum in Veränderungen der Preise in spezifischen Segmenten des HKN-Markts niederschlagen könnten (etwa für ungeforderte Anlagen in Deutschland).

Um diese Fragen zu beantworten, werden im Gutachten drei Ansätze kombiniert. Den Hintergrund für eine Einschätzung möglicher Auswirkungen eines UN-ER bildet eine

Kurzanalyse des europäischen und deutschen HKN-Markts sowie eine Auswertung zur HKN-Entwertungspraxis in Mitgliedsländern der Association of Issuing Bodies (AIB). Um mögliche Auswirkungen auf den HKN-Markt zu quantifizieren, wurde eine Szenarienmodellierung durchgeführt. Dies ist notwendig, um den Einfluss eines UN-ER von weiteren Entwicklungen im HKN-Markt zu isolieren. Darüber hinaus wurde anhand von Stakeholderinterviews erforscht, welche Motive Unternehmen mit der Nutzung eines HKN-Entwertungsrechts verbinden, um mögliche Auswirkungen einer solchen Option beurteilen zu können. Ergänzend wurden Expertengespräche mit Vertreter*innen von HKN-Ausstellungsstellen in AIB-Mitgliedsländern mit UN-ER durchgeführt, um vertiefte Einsichten in die praktische Nutzung und Ausgestaltung einer solchen Option zu erhalten.

Kernanwendungsfall für eine HKN-Entwertung durch Unternehmen

Mögliche Anwendungsfälle und Interessen bezüglich einer HKN-Entwertung durch Unternehmen bzw. Nicht-EVU sind divers. **Der Fokus des Gutachtens liegt auf der HKN-Entwertung zur Kennzeichnung des durch eingekauften Strom abgedeckten Stromverbrauchs von Unternehmen** (Scope 2 im Rahmen der Klimabilanzierung). Bei dieser Form eines UN-ER würde die Kennzeichnung der Stromlieferungen von EVU durch eine freiwillige Kennzeichnung des Stromverbrauchs ergänzt, die z. B. im Rahmen der unternehmerischen Klimabilanzierung und Nachhaltigkeitsberichterstattung verwendet werden kann. Dies ist ein besonders wichtiger Anwendungsfall für Unternehmen, die zum Erreichen von Klimaschutzzielen u. a. Scope 2-Emissionen aus eingekaufter Energie dekarbonisieren müssen. Auch für die Berechnung von Product Carbon Footprints (PCF), die insbesondere für Industrieunternehmen zunehmend wettbewerbsrelevant werden, spielt die Bilanzierung von Scope 2-Emissionen eine wichtige Rolle. Die Entwertung von HKN für EE-Anteile von Stromlieferungen ermöglicht die Anwendung des marktbasierten Ansatzes nach den Leitlinien des Greenhouse Gas (GHG) Protocols, da hierdurch auch bei einem Netzbezug von Energie sichergestellt ist, dass EE-Eigenschaften und somit Emissionsfaktoren eingekaufter Energie eindeutig und zuverlässig bestimmten Verbrauchenden zugeordnet werden können. Beim ortsbasierten Ansatz wird hingegen die durchschnittliche Emissionsintensität der Energie im öffentlichen Netz, in dem eine Verbrauchsstelle verortet ist, zur Klimabilanzierung verwendet. Diese fällt jedoch für alle angeschlossenen Verbrauchenden gleich hoch aus, sodass der ortsbasierte Ansatz aktive Strombeschaffungsentscheidungen von Unternehmen nicht widerspiegelt.

Status quo des europäischen und deutschen HKN-Markts

Der **europäische HKN-Markt** hat sich im Laufe des letzten Jahrzehnts zu einem wichtigen Handelsplatz für die grünen Eigenschaften von Strom entwickelt. 2021 wurden in den AIB-Mitgliedsländern, welche das harmonisierte Regelsystem des European Energy Certificate System (EECS) nutzen, HKN für eine EE-Stromproduktion von 747,3 TWh ausgestellt. Dem steht mit Entwertungen im Umfang von 710,1 TWh im Jahr 2021 eine zunehmende Nachfrage nach HKN entgegen. Die Menge der EE-Stromerzeugung, für die EECS-HKN ausgestellt wurden, stieg zwischen 2019 und 2021 deutlich – um ein Viertel – an. Die **Ausweitung des HKN-Angebots im EECS-Segment** ergibt sich aus steigenden EE-Stromerzeugungsmengen, aber auch aus einer vermehrten Auktionierung von HKN für staatlich geförderte Stromerzeugung und Zugängen bei den AIB-Mitgliedschaften. Mit neuen AIB-Mitgliedern tritt dabei auch zusätzliche Nachfrage in den HKN-Markt ein. **Nachdem der europäische HKN-Markt in der Vergangenheit strukturell durch ein Überangebot gekennzeichnet war, zeichnet sich in den letzten Jahren eine bessere Balance von Angebot und Nachfrage ab.** Unter den Energiequellen dominiert noch die Wasserkraft mit einem Anteil von jeweils 60 % bei Ausstellungen und Entwertungen von EECS-HKN, allerdings mit rückläufigem Trend. Der Anteil von Wind- und

Solar-HKN steigt. Der HKN-Handel zwischen AIB-Mitgliedsländern spielt eine wichtige Rolle, wobei auch unterschiedliche Qualitäten von HKN im- und exportiert werden.

Deutschland ist einer der wichtigsten Nachfrager auf dem europäischen HKN-Markt, mit den höchsten Netto-HKN-Importen unter den AIB-Mitgliedern. Der Anteil Deutschlands an den Entwertungen von EE-HKN in der AIB betrug für das Stromkennzeichnungsjahr 2021 20,5 % (145,2 TWh), der Anteil an der Ausstellung von EE-HKN belief sich im selben Jahr auf nur 2,7 % (20,0 TWh). Der Grund für die niedrigen HKN-Ausstellungsmengen ist, dass keine HKN für EEG-geförderte Strommengen ausgestellt werden. Gegenüber 16,1 TWh im Jahr 2020 stieg die HKN-Ausstellung für ungeförderte Strommengen 2021 jedoch in relevantem Umfang an, v. a. bei Wind- und Solarenergie. Dies lässt sich dadurch erklären, dass zunehmend Anlagen nach Ablauf ihrer 20-jährigen Förderdauer aus der EEG-Förderung ausscheiden. Zudem wird es angesichts hoher Strompreisniveaus für Anlagenbetreiber lohnender, zeitweise in die ungeförderte, sonstige Direktvermarktung zu wechseln und statt der Inanspruchnahme der Marktprämie eine HKN-Ausstellung zu beantragen. Bei den Entwertungen für 2021 entfielen 84 % auf Wasserkraft, nach Werten um 90 % in den Vorjahren. Auch hier steigt die Bedeutung von HKN aus Wind- und Solarenergie, wenngleich dieser Trend im europäischen Markt bereits stärker ausgeprägt ist.

Zentrale Faktoren für zukünftige Angebotsentwicklungen sind:

- ▶ der fortschreitende Ausbau der EE-Erzeugung in Europa;
- ▶ der Umgang mit der HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen insbesondere in Deutschland (seit 2020 stellen neben Deutschland nur noch Irland, Litauen und Serbien keine HKN für geförderte Stromerzeugung aus);
- ▶ die Diskussion in Norwegen um einen Rückzug aus dem europäischen HKN-System (wobei eine vermehrte inländische HKN-Entwertung derzeit wahrscheinlicher scheint);
- ▶ die Zunahme von Power Purchase Agreements (PPAs) mit langen Vertragslaufzeiten, bei denen HKN an PPA-Partner übertragen werden und nicht frei gehandelt werden;
- ▶ der vermehrte Bau nicht geförderter Neuanlagen.

Zentrale Faktoren für zukünftige Nachfrageentwicklungen sind:

- ▶ zunehmende (Selbst-) Verpflichtungen von Gewerbe, Industrie sowie der öffentlichen Hand zur Umsetzung von Nachhaltigkeitsstrategien und Emissionsreduktionszielen;
- ▶ der verstärkte Stromeinsatz im Wärmebereich (Wärmepumpen, Power to Heat) und im Verkehrsbereich (E-Mobilität, Wasserstoffproduktion), der auch die Nachfrage nach Ökostrom steigern wird;
- ▶ eine steigende Erwartungshaltung von Endkund*innen, mit Ökostrom beliefert zu werden;
- ▶ eine zunehmende Differenzierung der HKN-Nachfrage nach HKN-Qualitätsmerkmalen.

Unter Energieversorgern lässt sich eine zunehmende Umstellung der Beschaffungsportfolios auf Ökostrom beobachten. Marktbeobachtungen zeigen zudem, dass **Unternehmen zunehmend ein wichtiger Treiber der Nachfrage nach HKN** sind.

Eine **Analyse der HKN-Entwertungspraxis in 30 AIB-Mitgliedsländern** zeigt, dass sich bei der Ausgestaltung des Entwertungsrechts deutliche Unterschiede zwischen HKN-Systemen ergeben. Ein HKN-Entwertungsrecht für Unternehmen, die keine EVU sind, ist dabei durchaus verbreitet. In sieben HKN-Registern (einschließlich dem deutschen HKNR) können HKN nur

durch EVU zum Zweck der Stromkennzeichnung entwertet werden. In vier HKN-Registern können neben Stromlieferanten auch Stromproduzenten HKN entwerten. In weiteren acht HKN-Registern ist das Entwertungsrecht auch für weitere Marktakteure – jedoch nicht explizit für Letztverbraucher – geöffnet. Hierzu zählen bspw. Händler oder auch Aggregatoren, welche HKN-Angebote oder -Nachfragen verschiedener Marktakteure bündeln. Abhängig von der genauen Ausgestaltung der Entwertungsregelungen im jeweiligen Land kann dies implizit eine Entwertungsmöglichkeit für Letztverbraucher einschließen (z. B. bei Registrierung als Händler im HKN-System). In acht HKN-Registern kann jede juristische – in einigen Fällen auch jede natürliche – Person ein Konto im HKN-Register eröffnen und somit HKN entwerten (wobei Verifizierungsprozesse für Kontoinhaber zu beachten sind). Weitere drei HKN-Register formulieren ein explizites Entwertungsrecht für Letztverbraucher.

Motive für die Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts

Im Rahmen der Stakeholderinterviews wurden sechzehn Gespräche mit Großunternehmen sowie drei Gespräche mit Verbänden bzw. Kammern durchgeführt. Der Fokus wurde auf Großunternehmen gelegt, weil hier aufgrund einer bereits oder zukünftig gegebenen Verpflichtung zur nicht-finanziellen Berichterstattung (nach § 289b HGB bzw. künftig der Corporate Sustainability Reporting (CSR) Richtlinie) von einer besonderen Relevanz eines UN-ER ausgegangen werden kann. Ziel der Interviews ist, ein besseres Verständnis von Motiven und möglichen Auswirkungen der Nutzung eines UN-ER bei Unternehmen zu erhalten, die sich bereits intensiv mit dem Thema Ökostrombeschaffung auseinandergesetzt haben.

Während ein Stromeinkauf über EVU als Standardfall für Haushaltskunden und kleinere Unternehmen gelten kann, gestalten sich gerade bei großen Unternehmen Beschaffungskanäle für Strom – und Ökostrom – deutlich diverser. **Für den Stromeinkauf sind insbesondere die folgenden Beschaffungswege etabliert, die teils in Kombination eingesetzt werden:**

- ▶ der Stromeinkauf von einem oder mehreren EVU als langfristigen Vertragspartnern;
- ▶ die periodische Ausschreibung von Strommengen für festgelegte Vertragszeiträume;
- ▶ die getrennte Beschaffung von Strommengen und HKN; hierbei werden Beistellungsverträge mit EVU vereinbart, bei denen die HKN-Beschaffung durch Unternehmen selbst oder Dienstleister erfolgt und die HKN-Entwertung durch das EVU;
- ▶ die Strombeschaffung über ein eigenes, rechtlich selbstständiges EVU, bei der eine EVU-Tochter für das Mutterunternehmen den Einkauf von Strom organisiert;
- ▶ die Beschaffung von Strom über einen rechtlich nicht selbstständigen Inhouse-Energieversorger (mit unmittelbarer Beschaffung des selbst verbrauchten Stroms an einer Strombörse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis); sowie
- ▶ die Nutzung von PPAs als Teil der Strombeschaffung.

Der Einkauf von Strom (Scope 2 in der Klimabilanzierung) wird zudem teils durch Eigenversorgungsanlagen ergänzt (Scope 1), die i. d. R. jedoch nur einen Teil des unternehmenseigenen Strombedarfs decken können. Das im Rahmen des Gutachtens untersuchte UN-ER bezieht sich ausschließlich auf die Kennzeichnung der Eigenschaften eingekauften Stroms (Scope 2).

Auf Basis der Stakeholderinterviews lassen sich fünf zentrale Vorteile identifizieren, die Unternehmen mit einer Öffnung des Entwertungsrechts verbinden. Dies ist zum einen eine **Ermöglichung der HKN-Entwertung für Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern.**

Aktuell stellt sich die Frage der HKN-Entwertung als Frage der Grenzen von rechtlich eigenständigen Einheiten dar. Wenn Inhouse-Energieversorger den im eigenen Unternehmen verbrauchten Strom unmittelbar an einer Strombörse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschaffen, ist keine HKN-Entwertung möglich, da es sich nicht um stromkennzeichnungspflichtige Stromlieferungen handelt. Strombörse und OTC-Händler unterliegen hier der an Erzeuger, Vorlieferanten und Händler ohne Stromlieferung an Letztverbraucher gerichteten Informationspflicht nach § 42 Abs. 6 EnWG, die jedoch nicht zur HKN-Entwertung berechtigt. Die Ausgründung eines rechtlich selbstständigen EVU allein aufgrund der hier vorhandenen HKN-Entwertungsmöglichkeit für Stromlieferungen ans Mutterunternehmen als separate juristische Person wird i. d. R. nicht als lohnend oder zielführend betrachtet. Eine ähnliche Lage ergibt sich auch bei EVU, die aktuell keine HKN-Entwertungen für den unternehmensinternen Stromverbrauch vornehmen können: Für eingekauften Strom, den das EVU selbst verbraucht, ist hier derzeit ebenfalls eine Stromkennzeichnung durch ein Zuliefer-EVU erforderlich. Eine Herausforderung ergibt sich auch hier, wenn Stromeinkäufe nicht von anderen EVU geliefert werden, sondern unmittelbar an der Börse oder mittels OTC-Geschäften über den eigenen Bilanzkreis beschafft werden und somit nicht der Stromkennzeichnungspflicht unterliegen.

Als zentraler, mit einem UN-ER verbundener Vorteil für Unternehmen, die von EVU beliefert werden, wurde die **direktere Kontrolle über HKN-Beschaffung und -Entwertung** genannt. Einige erwartete Vorteile beziehen sich auf die eigenständige Beschaffung von HKN. Mit einer direkten Teilnahme am HKN-Markt oder der Beauftragung spezialisierter Dienstleister wird eine verbesserte Preistransparenz für Unternehmen als Letztverbraucher verbunden, sowie ein verbesserter Zugang zu marktgerechten Preisen für gewünschte HKN-Qualitäten. Zudem wird eine direktere Kontrolle über die Qualität der für das Unternehmen beschafften HKN erwartet, die andernfalls mit EVU verhandelt werden muss (bzw. ist eine Suche nach EVU erforderlich, die zu entsprechenden Angeboten bereit sind). Ein weiterer Vorteil wird in einer größeren Flexibilität bei der HKN-Beschaffung gesehen, mit eigener Optimierung von Beschaffungsstrategien (z. B. Ausschreibung kleinerer Tranchen vs. Verhandlung von Mengenrabatten) und flexiblen Reaktionsmöglichkeiten auf Anforderungen von Kund*innen. Zwar kann eine HKN-Beschaffung durch das Unternehmen selbst oder Dienstleister prinzipiell auch bei einer HKN-Entwertung durch EVU realisiert werden, in Verbindung mit einem Beistellungsvertrag. Im Vergleich hierzu wird ein Vorteil des UN-ER in einer größeren Unabhängigkeit von EVU, erwarteten Kostenersparnissen bei Entwertungsdienstleistungen und Reduktionen beim administrativen Aufwand gesehen.

Darüber hinaus bestehen **Ansprüche an eine Kennzeichnung des unternehmerischen Stromverbrauchs, die durch die gegenwärtige Stromkennzeichnung nicht gedeckt werden**. So kann die Veröffentlichung der Stromkennzeichnung zu spät erfolgen, um für die eigene Nachhaltigkeitsberichterstattung verwendbar zu sein. Die Mehrzahl der interviewten Unternehmen erhalten von Stromlieferanten daher bereits im HKNR generierbare Entwertungsnachweise zur Verfügung gestellt. Diese werden als Nachweis für die eigene Nachhaltigkeitsberichterstattung und zur Kontrolle der Eigenschaften des zugunsten des Unternehmens entwerteten HKN eingesetzt. Das Erstellen einer Verbrauchskennzeichnung (d. h. einer Stromkennzeichnung, die sich auf die Eigenschaften des eigenen Stromverbrauchs bezieht) anhand von Entwertungsnachweisen für HKN und Informationen zur Eigenversorgung wird dabei teils als relevanter eingeschätzt als die Verwendung der Stromkennzeichnung von EVU (d. h. der von EVU im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnungspflicht veröffentlichten Informationen zu den Eigenschaften ihrer Stromlieferungen, die zum 1. November des Folgejahres der Stromlieferung bereitgestellt werden müssen). Weitere Vorteile eines UN-ER werden in einer verbesserten Kontrolle über den zeitlichen Verlauf des Entwertungsprozesses

und dem digitalen Zugang zu allen auf HKN enthaltenen Informationen gesehen. Von einer eigenen Kontoführung im HKNR wird erwartet, dass sich ein Bezug zwischen HKN und spezifischen Kund*innen oder Produkten besser nachweisen lässt, wenn Aussagen zu EE-Anteilen an vom Unternehmen hergestellten Produkten gemacht werden.

Teils wurde ein UN-ER zudem als **Vereinfachung für den Abschluss und die Abwicklung von Corporate Power Purchase Agreements (PPAs)** beschrieben. Die grundsätzliche Entscheidung, ob PPAs zwischen Unternehmen und EE-Anlagenbetreibern eingesetzt werden, wurde vielfach aber als unabhängig von der Existenz eines UN-ER betrachtet. Oftmals ist bei der Durchführung von PPA-Lieferungen ein EVU beteiligt, das Erzeugungsfahrpläne strukturiert und an das Lastprofil von Verbrauchenden anpasst. In diesem Fall können HKN-Entwertungen für PPA-Anlagen von diesem EVU durchgeführt werden. Auch Anlagenbetreiber selbst können als Stromlieferanten Entwertungen vornehmen. Teils wurden hinsichtlich der HKN-Entwertung aber ähnliche Kritikpunkte wie in Bezug auf Beistellungsverträge mit selbst beschafften HKN angebracht. V. a. für große Unternehmen mit verschiedenen PPA-Anlagen und Standorten können sich durch eine eigene Entwertung von HKN aus PPAs Vereinfachungen ergeben.

Insbesondere von EU-weit aktiven Unternehmen wurde ein UN-ER in Deutschland als Beitrag zu einer stärkeren **europäischen Harmonisierung** von HKN-Systemen gewertet, der europäische Beschaffungsansätze für HKN vereinfachen könnte. Dabei würde die Beschaffung von HKN nach einer für alle europäischen oder sogar internationalen Standorte abgestimmten Beschaffungsstrategie erfolgen, mit Entwertung durch eine zentrale Unternehmensabteilung oder einen beauftragten Dienstleister. Die Beschaffung von HKN aus dem Land oder der Region des Stromverbrauchs kann dabei Teil der Beschaffungsstrategie sein.

Eine **zentrale Herausforderung der Nutzung eines UN-ER** wurde darin gesehen, dass es zusätzlichen unternehmensinternen Personal- und Verwaltungsaufwand mit sich bringen würde. Zudem fallen Gebühren für die Kontoführung im HKNR und für HKN-Transaktionen an. Für einen großen Teil der befragten Unternehmen stellte sich die potenzielle Nutzung eines UN-ER daher als offene Frage dar, die auf Basis einer Kosten-Nutzen-Abwägung geklärt würde. Mehrere Unternehmen sowie die befragten Verbände und Kammern äußerten die Einschätzung, dass ein UN-ER vorwiegend von Großunternehmen in Anspruch genommen werden würde. Eine HKN-Entwertung durch spezialisierte Dienstleister wurde als relevante Perspektive genannt, um erwartete Vorteile eines UN-ER einer breiteren Zahl und insbesondere auch mittelständischen Unternehmen zugänglich zu machen.

Betont wurde zudem, dass die **Ausgestaltung eines UN-ER und entsprechender Kennzeichnungsregeln** eine hohe Glaubwürdigkeit der auf Basis entwerteter HKN gemachten Aussagen sicherstellen muss. Mehrere befragte Unternehmen sahen bereits unabhängige Audits von Nachhaltigkeitsberichten und Klimabilanzierungen durch Wirtschaftsprüfer vor, in deren Rahmen auch ein Abgleich des Stromverbrauchs von Unternehmen und der vorliegenden HKN-Entwertungsnachweise vorgenommen wird. Bei Marketing-Aussagen zu EE-Anteilen in Industrieprodukten wurden teils bereits unabhängige Zertifizierungen eingesetzt. Abschließend wurde auch eine **Verstärkung der Konkurrenz auf dem HKN-Markt um bestimmte Qualitäten** als mögliche Herausforderung genannt, die allerdings auch Chancen bietet, um die zubaufördernde Wirkung der HKN-Nachfrage zu stärken.

Modellierung der Szenarien zur Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen

Um die **Auswirkungen der betrachteten Szenarien auf den deutschen Markt systematisch zu analysieren**, wird das enervis HKN-Modell eingesetzt. Dies ermöglicht neben einer rein qualitativen Bewertung auch eine quantitative Abschätzung der preislichen Folgen einer Einführung des HKN-Entwertungsrechts für Unternehmen. Ergänzend wurde ein Entfall des

Doppelvermarktungsverbots für EEG-Anlagen untersucht. Es werden **vier Szenarien** modelliert:

- ▶ ein Referenzszenario ohne gesetzliche Änderungen (Szenario A1),
- ▶ ein Szenario mit Einführung eines UN-ER ab 2024 (Szenario A2),
- ▶ ein Szenario mit Entfall des Doppelvermarktungsverbots ab 2025 (Szenario B1) und
- ▶ ein Szenario, bei dem beide gesetzlichen Änderungen zusammenkommen (Szenario B2).

Grundlage für die Modellierung der Szenarien ist das **enervis EECS-Preisprognosemodell für Herkunftsnachweise**. Das Modell prognostiziert HKN-Preise bis 2050 im EECS-Raum auf Basis von angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen im Markt. Die HKN-Preise differenzieren sich nach Herkunftsland und EE-Technologie und werden jährlich angegeben. Insbesondere werden die preislichen Verläufe deutscher HKN unter den vier Szenarien für einen Zeitraum von 2023 bis 2030 untersucht und graphisch dargestellt. Das HKN-Modell setzt sich aus einem Angebot und einer Nachfrage an HKN zusammen, die für die Ermittlung einer sortierten Gebotskurve genutzt werden. Dabei werden pro Land und pro Technologie die HKN-Nachfrager absteigend nach ihrer modellierten Zahlungsbereitschaft für eine bestimmte Technologie sortiert und ihre HKN-Bedarfe werden nacheinander gedeckt bis entweder die HKN-Angebotsmenge oder die Nachfragemenge ausgeschöpft ist.

Um das HKN-Angebot realitätsnah zu modellieren und zu prognostizieren, werden Daten zur verfügbaren erneuerbaren Stromproduktion aus dem aktuellen "Best Guess"-Szenario des enervis Strompreismodells herangezogen. Die **HKN-Angebotsmengen** ergeben sich aus den land- und technologiescharfen installierten Mengen an EE-Anlagen, die mit ihren jeweiligen Volllaststunden und HKN-Herausgabequoten multipliziert werden. Die **HKN-Nachfragemengen** werden nach NACE-Sektor (inklusive Haushalte), Herkunftsland und Unternehmensgröße differenziert. Jedem HKN-Nachfrager ist eine HKN-Nachfragemenge und eine Zahlungsbereitschaft (Willingness to Pay) zugeordnet. Der HKN-Bedarf eines HKN-Nachfragesektors wird anteilig zu dem jährlichen Strombedarf des Sektors kalkuliert. Es wird unterstellt, dass der HKN-Nachfrager seine Ökostromnachfrage mit HKN decken möchte und dass die Ökostromnachfrage (prozentual zur gesamten Stromnachfrage) im Referenzszenario linear bis zu einem Durchschnittswert von 80 % für das Jahr 2030 wächst. Die **HKN-Zahlungsbereitschaft** orientiert sich an dem durchschnittlichen Profit eines Nachfragesektors und den Strompreisprognosen aus dem "Best Guess"-Szenario, die für die Ermittlung einer Zahlungsfähigkeit (Ability to Pay) verwendet werden. Darüber hinaus werden **Präferenzen nach Herkunftsland und Technologie** mithilfe von Skalierungsfaktoren abgebildet. Aus dem Produkt zwischen den Präferenzfaktoren und der Zahlungsfähigkeit eines HKN-Nachfragers ergibt sich seine Zahlungsbereitschaft, die sich qualitativ nach HKN-Herkunftsland und Technologie differenziert.

Zur Simulation der Einführung eines HKN-Entwertungsrechts in den Szenarien A2 und B2 wird ein Maximalszenario untersucht. Angenommen wird, dass ab 2024 sämtliche Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten ein UN-ER nutzen würden – sei es direkt oder über Dienstleister – und es einsetzen würden, um bis 2030 100 % ihrer Stromnachfrage über Ökostrom zu decken (gegenüber 80 % im Referenzszenario). Diese Annahme basiert zum einen auf der steigenden Bedeutung von Unternehmensinitiativen wie der Science Based Targets initiative (SBTi) oder RE100, welche die Festlegung quantifizierter Ökostrom- und/oder Treibhausgas-Minderungsziele durch Unternehmen und die öffentliche Berichterstattung zur Zielerreichung befördern. Zum anderen ist die künftige Ausweitung der Pflicht zur

nichtfinanziellen Berichterstattung unter der neuen CSR-Richtlinie relevant, da hier davon auszugehen ist, dass betroffene Unternehmen (insbesondere Großunternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitenden) zunehmend zu einer Ausweisung von Emissionen übergehen.

Für die **Modellierung des Entfalls des Doppelvermarktungsverbots** in den Szenarien B1 und B2 und die daraus folgende Steigerung des Angebotes an deutschen HKN werden die **Herausgabequoten für deutsche HKN auf 100 %** gehoben. Dies entspricht ebenfalls einem Maximalszenario, in dem alle HKN aus Deutschland zentral gesammelt und vermarktet oder auktioniert werden. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden niedrigere Herausgabequoten angenommen und ihre Auswirkungen auf die HKN-Preise untersucht. In den Szenarien A2 und B1 wird die HKN-Menge nur nachfrage- respektive angebotsseitig angehoben, während im Szenario B2 die Wirkung der gleichzeitig auftretenden Änderungen erforscht wird.

Zentrale Ergebnisse der Modellierung sind jährliche Preisverläufe für deutsche Wind- und Solar-HKN für den Zeitraum von 2023 bis 2030. Der Aufsatzzpunkt für die ermittelten mengengewichteten Mittelwerte liegt für das Jahr 2023 bei rund 3,8 €/MWh, und ist somit tendenziell höher als der modellierte europäische Mittelwert. In allen vier Szenarien ist eine Senkung der durchschnittlichen HKN-Preise im Zieljahr 2030 im Vergleich zu den Startpreisen in 2023 zu beobachten. Dies lässt sich durch den vergleichsweise rapiden Zubau von EE-Kapazitäten und der daraus resultierenden Verstärkung des HKN-Angebots, welches rascher wächst als die Marktnachfrage, erklären. Zum Beispiel liegt im Referenzszenario A1 der Durchschnittspreis für Solar- und Wind-HKN in Deutschland in 2030 bei rund 2,2 €/MWh, welcher ungefähr 60 % des Startwerts in 2023 entspricht. Obwohl eine insgesamt sinkende Tendenz in allen Szenarien zu erkennen ist, unterscheiden sich die Preisverläufe je nach Szenario erheblich.

Im Szenario A2 liegen die Solar- und Wind-HKN-Durchschnittspreise ab dem Jahr 2024 konstant über den Referenzpreisen, mit einer leichten Preissteigerung in 2026 und einer maximalen Preisdifferenz zu den Referenzpreisen von 0,75 €/MWh. Der höhere Preisverlauf im Szenario A2 ist auf den Anstieg der HKN-Nachfrage deutscher Unternehmen zurückzuführen, die im Szenario ab 2024 vom UN-ER Gebrauch machen dürfen. Am Ende des Betrachtungszeitraums nähern sich die HKN-Preise der zwei Szenarien an und liegen im Jahr 2030 weniger als 10 ct/MWh voneinander entfernt. Verursacht wird das durch den im Zeitverlauf geringer werdenden Unterschied in der Ökostromnachfrage zwischen deutschen Unternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitern und dem restlichen Markt.

Die Szenarien B1 und B2 sind von den großen HKN-Angebotsmengen, die durch den im Szenario angenommenen Entfall des Doppelvermarktungsverbots ab 2025 in den Markt kommen, geprägt. So liegt zum Beispiel 2025 der Durchschnittspreis für deutsche Solar- und Wind-HKN im Szenario B1 bei rund 0,42 €/MWh, was eine Verringerung des Solar- und Wind-HKN-Durchschnittspreises von –83 % gegenüber dem Referenzpreis bedeutet. Allerdings sinkt der Preis im weiteren Verlauf nicht uneingeschränkt, sondern bleibt konstant über den Betrachtungszeitraum. Der Preis fällt auch nicht auf 0 €/MWh und damit sind die HKN weiterhin werthaltig. In Sensitivitätsbetrachtungen mit geringeren HKN-Herausgabequoten und entsprechend geringerem HKN-Angebot sind die Preisrückgänge in den Szenarien B1 und B2 gedämpfter.

Das Szenario B2, welches sowohl ein Unternehmensentwertungsrecht ab 2024 als auch einen Entfall des Doppelvermarktungsverbots ab 2025 abbildet, verdeutlicht den Unterschied in der Ausprägung der zwei untersuchten gesetzlichen Änderungen: Obwohl der Durchschnittspreis für Solar- und Wind-HKN 2024 auf demselben Niveau wie in Szenario A2 und somit höher als im Referenzszenario A1 liegt, sinkt der Preis ab 2025 und befindet sich ab

2028 auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario B1, in dem kein UN-ER eingeführt wurde. Jedoch wird der in 2025 entstehende Preiseinbruch von der erhöhten Nachfrage leicht gedämpft, was zu einer Preissenkung von 67 % gegenüber dem Referenzpreis führt.

Ebenso wird untersucht, wie sich die angenommenen gesetzlichen Änderungen auf die technologiespezifischen (Solar und Wind) HKN-Preise in Deutschland auswirken. Hierbei wird eine Präferenz der deutschen HKN-Nachfrager für Wind-HKN gegenüber Solar-HKN angenommen. Diese ist zum Zweck der Modellierung den Nachfragern unterstellt worden und entspricht nicht notwendigerweise den Präferenzen einzelner HKN-Nachfrager. Während die technologiespezifischen Preisentwicklungen von Wind und Solar-HKN in den Szenarien B1 und B2 ähnlich wie im mengengewichteten Durchschnitt verlaufen, ist die unterstellte Präferenz insbesondere bei den abweichenden Preisverläufen von Wind und Solar-HKN in dem Szenario A2 zu beobachten. Die von der Einführung des UN-ER erhöhte HKN-Nachfrage wirkt am stärksten und fast ausschließlich auf deutschen Wind-HKN, wo Preisunterschiede von bis zu 1,5 €/MWh zum Referenzpreis für Wind-HKN auftreten. Solar-HKN werden fast nicht von dieser Erhöhung in der Nachfrage betroffen; so bleiben ab 2024 die Preisdifferenzen von deutschen Solar HKN zwischen dem Szenario mit UN-ER und dem Referenzszenario niedriger als 0,10 €/MWh.

Darüber hinaus werden **mögliche Auswirkungen der untersuchten Änderungen in den HKN-Preisen in Deutschland auf den EE-Zubau in Deutschland** diskutiert. Obwohl die derzeitigen HKN-Preisniveaus im Markt vergleichsweise hoch sind, generieren sie im Verhältnis zu den derzeit erzielbaren Strommarkt-Erlösen für EE-Projekte geringfügige, aber dennoch nicht vernachlässigbare Zusatzerlöse. Da die langfristige Tendenz in den HKN-Preisen eher nach unten zeigt, ist es nicht zu erwarten, dass HKN-Preise allein für den EE-Ausbau entscheidungstragend sein werden. Ab welcher Preishöhe eine Beeinflussung von Entscheidungen möglich ist, wurde im Gutachten jedoch nicht empirisch untersucht. Jenseits der reinen Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Basis durchschnittlicher HKN-Preise könnte die Einführung eines UN-ER zudem zu einer erhöhten Zahlungsbereitschaft für qualitativ hochwertige HKN aus neuen, nicht geförderten EE-Projekten führen. Dies würde die Attraktivität von EE-Zubau steigern.

Zusammenfassend ergeben die Modellierungen folgende Erkenntnisse:

- ▶ Die modellierte Einführung eines Entwertungsrechts für Unternehmen führt ab 2024 wegen der unterstellten Nachfragezunahme zu einer moderaten Preissteigerung für HKN in Deutschland.
- ▶ Der ebenfalls modellierte Entfall des Doppelvermarktungsverbots mit einer angenommenen HKN-Herausgabequote von 100% führt aufgrund der starken Zunahme des HKN-Angebotes zu einem deutlichen Rückgang der Preise von deutschen HKN – sowohl im Heimatmarkt als auch für im Ausland nachgefragte HKN aus Deutschland.
- ▶ Der preissenkende Effekt aus dem Entfall des Doppelvermarktungsverbots ist deutlich stärker ausgeprägt als der preissteigernde Effekt aus der Einführung eines Unternehmensentwertungsrechts.

Bei der Interpretation der Ergebnisse zum Entfall des Doppelvermarktungsverbots ist zu beachten, dass sich hierdurch ergebende Änderungen der HKN-Nachfrage nicht untersucht wurden. So wäre zu erwarten, dass EVU verstärkt HKN beschaffen würden bzw. insbesondere Unternehmenskunden dies verstärkt von ihren EVU nachfragen würden, um den Wegfall von EEG-Anteilen in den Stromproduktkennzeichnungen von EVU auszugleichen. Dies würde den Rückgang der HKN-Preise verringern. Auch eine stärkere Preisdifferenzierung des

Markts zwischen HKN aus geförderten und ungeförderten Anlagen wäre möglich. Zu beachten ist darüber hinaus, dass **tatsächliche Herausgabequoten bei einem Entfall des Doppelvermarktungsverbots von der konkreten Ausgestaltung der Maßnahme abhängen würden** (z. B. Wahl einer zentralen HKN-Auktion vs. optionale HKN-Ausstellung gegen Reduktion des anzulegenden Werts für die Marktprämie; Höhe von Auktions-Mindestpreisen bzw. Höhe der Reduktion des anzulegenden Werts). Auch eine HKN-Ausstellung nur für geförderte Neuanlagen wäre denkbar. Die Auswirkung solcher Optionen wurde nicht im Rahmen des Gutachtens untersucht.

Mögliche Auswirkungen eines UN-ER auf Energiewende und Klimaschutz

Eine Steigerung der Ökostrom- bzw. HKN-Nachfrage kann auf zwei Wegen eine förderliche Wirkung auf Energiewende und Klimaschutz entfalten. Zum einen kann sich ein **direkter preislicher Anreiz für Investoren und Anlagenbetreiber aus dem Verkauf von HKN** ergeben. Steigende Preise für HKN gehen mit zusätzlichen Erlösen für Anlagenbetreiber einher und können insofern Anreize für den EE-Ausbau verstärken. Mengenmäßig deutlich relevanter für die Finanzierung von EE-Anlagen sind allerdings Erlöse aus Stromverkäufen, ggf. kombiniert mit staatlichen Finanzierungskomponenten bei geförderten Anlagen.

Eine zweite energiewendeförderliche Wirkung von HKN und Ökostromnachfrage ergibt sich aus der Nachweisfunktion von HKN: HKN bilden in Verbindung mit Stromkennzeichnungsregeln die Grundlage für einen transparenten Wettbewerb von Stromlieferanten, die verpflichtet sind, Aussagen zu EE-Anteilen in ihrem Lieferportfolio durch HKN-Entwertung zu hinterlegen. Dies unterstützt einen **Qualitätswettbewerb unter Stromlieferanten in Bezug auf die Eigenschaften des von ihnen angebotenen Stroms.** In dem Maße, in dem die Ökostromnachfrage – und insbesondere deren qualitative Differenzierung – steigt, intensiviert sich der Wettbewerb von EVU zur Deckung dieser Nachfrage, über HKN-Käufe mit spezifischen Qualitäten auf dem HKN-Markt, den Abschluss von PPAs oder Investitionen in eigene Anlagen. In den letzten beiden Fällen würden HKN dabei nicht auf dem Markt gehandelt, wären zur eindeutigen Zuordnung der erneuerbaren Eigenschaften zu Letztverbrauchenden aber dennoch unverzichtbar. Die energiewendeförderliche Wirkung von HKN als Nachweis ist demnach breiter als die reine Finanzierungsfunktion von HKN-Preisen als Erlös Komponente für EE-Anlagenbetreiber. **Ein Unternehmensentwertungsrecht für HKN könnte hier ansetzen, insofern es den Qualitätswettbewerb unter Unternehmen in Bezug auf die Eigenschaften ihrer Stromversorgung verstärkt.**

Ergebnisse der Stakeholderinterviews mit Unternehmen und Verbänden zeigen auf, durch welche Wirkmechanismen ein UN-ER zu einem Anstieg der Nachfrage nach HKN bzw. Ökostrom führen kann. Eine wichtige Rolle spielt hierbei die Erwartung, auf dem HKN-Markt einen verbesserten Zugang zu gewünschten Qualitäten zu marktgerechten Preisen zu erhalten. Eine Steigerung der mengenmäßigen Nachfrage wurde hier oftmals von einer verbesserten Verfügbarkeit von qualitativ passenden, auf gewerbliche Stromverbraucher zugeschnittenen Angeboten abhängig gemacht, sowie von einer verbesserten Preistransparenz für Unternehmen im Vergleich zu einem kombinierten Bezug von Strom und HKN von einem EVU. Im Vergleich zu einer eigenständigen Beschaffung von HKN mit einer Entwertung durch EVU, die über Beistellungsverträge geregelt ist, wird eine Senkung des administrativen Aufwands und der Kosten teils als intransparent kritizierter Entwertungsdienstleistungen erwartet.

Durch ein UN-ER wird demnach eine **organisatorische Weiterentwicklung des HKN-Markts** erwartet, mit reduzierten Transaktionskosten bei der Beschaffung passender Angebote und einer verbesserten Informationsverfügbarkeit über HKN-Qualitäten und -Preise für

Letztverbrauchende. Eine Verbesserung der Funktionsweise des HKN-Markts könnte dabei die Nutzung des Markts erhöhen, und somit auch die Nachfrage nach HKN. Eine mengensteigernde Wirkung auf die HKN- bzw. Ökostromnachfrage kann sich zudem bei Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern ergeben, die ihren Strom nicht von EVU beziehen, sondern direkt an der Börse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschaffen. In diesen Fällen würde ein UN-ER den Einsatz von HKN und damit den nachweisbaren Einkauf von Strom aus erneuerbaren Energien erst ermöglichen. Dies betrifft zwar nur einzelne Unternehmen, deren Stromverbrauch jedoch so hoch sein kann, dass er Relevanz für HKN-Märkte und Energiewende entfalten kann.

Der genaue Umfang einer durch die Einführung eines UN-ER bedingten Steigerung der HKN-Nachfrage lässt sich nicht belastbar prognostizieren. **Zur Einordnung der möglichen Nachfragewirkung wurde in diesem Gutachten daher ein Maximalszenario untersucht.** Die Szenarienmodellierung zeigt, dass ein UN-ER zu einer moderaten Preissteigerung für HKN in Deutschland führen könnte. Im Vergleich zu marktüblichen Langfristerlösen für EE-Projekte fallen Zusatzerlöse durch HKN zwar nicht sehr umfangreich aus, sind jedoch trotzdem erkennbar. **Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass ein UN-ER durch eine mengenmäßige Nachfragerhöhung einen positiven Beitrag zum Ausbau der EE leisten kann, wenngleich nicht in substantiellem Umfang.**

Hinsichtlich der Wirkung auf die Qualität nachgefragter HKN lassen Ergebnisse der Stakeholderinterviews darauf schließen, dass ein UN-ER eine stärkere Qualitätsdifferenzierung des HKN-Markts befördern könnte. Aktuell geben bereits mehr als die Hälfte der befragten Unternehmen an, spezifische Anforderungen an die Eigenschaften des von ihnen beschafften Ökostroms zu stellen. Ebenfalls mehr als die Hälfte der Befragten erwarten, dass ein UN-ER zu einer Erhöhung der von Unternehmen formulierten Qualitätsanforderungen an beschaffte HKN führen könnte. Dies ergibt sich u. a. daraus, dass die Möglichkeit einer direkten Teilnahme am HKN-Markt, bei der Unternehmen HKN-Beschaffungsentscheidungen direkt verantworten, die Auseinandersetzung mit HKN- und Ökostromqualitäten befördert. Es ist zu erwarten, dass eine entsprechende Nachfrage nach spezifischen HKN-Qualitäten die zunehmende Herausbildung qualitätsdifferenzierter Angebote verstärkt – nicht nur am HKN-Markt, sondern auch bei EVU, die HKN zugunsten von Unternehmen entwerfen. Eine weitere Verstärkung dieser Weiterentwicklung des HKN-Markts ergibt sich daraus, dass Stakeholder zunehmend Anforderungen an die Eigenschaften des von Unternehmen beschafften Stroms stellen bzw. Informationen hierzu einfordern.

Ein möglicher, durch ein UN-ER beförderter Nachfrageanstieg wird auf Basis der Interviewergebnisse vor allem für das besonders energiewendeförderliche **HKN-Qualitätssegment „Neuanlagen ohne Förderung“** erwartet. Aber auch eine **verstärkte Differenzierung nach EE-Technologien** wird erwartet, weg von Wasserkraft hin zu insbesondere Wind- und Solarenergie. Auch hinsichtlich des Herkunftslandes wurde in mehreren Interviews Interesse geäußert, vermehrt HKN aus Deutschland zu beziehen – auch aus geförderten Anlagen, wenn sich hierdurch die Verfügbarkeit inländischer HKN steigern ließe. Bei einer Nachfrage nach HKN aus geförderten Anlagen könnte eine Zusätzlichkeit in Bezug auf die Energiewende indirekt wirksam werden, wenn HKN-Erlöse zu einer Senkung der Förderkosten für den Haushalt führen. Dies setzt allerdings voraus, dass entsprechend freiwerdende Mittel zur Ausweitung von Mengenkorridoren in EEG-Ausschreibungen oder für eine Förderung der Energiewende in anderen Sektoren eingesetzt würden.

Im Ergebnis könnte ein UN-ER über einen Beitrag zur Qualitätsdifferenzierung der HKN-Nachfrage die energiewendeförderliche Wirkung der Ökostrombeschaffung durch Unternehmen stärken. Hinsichtlich der Wirkung eines UN-ER auf Energiewende und

Klimaschutz könnte dieser Beitrag potenziell bedeutender ausfallen als eine rein mengenmäßige Auswirkung auf die HKN-Nachfrage, die über marginal erhöhte Durchschnittspreisniveaus für HKN wirkt. So könnten Steigerungen der Nachfrage und Zahlungsbereitschaft, die auf bestimmte Qualitätssegmente fokussieren (z. B. ungeförderte Neuanlagen), entsprechende HKN-Preise deutlicher steigen lassen als Mischpreise und zu relevanteren Zusatzerlösen führen. **Darüber hinaus wird eine qualitative Differenzierung der Ökostromnachfrage nicht nur über HKN-Preise wirksam.** Kriterienkataloge von Ökostromlabels formulieren beispielsweise nicht nur Anforderungen an eingesetzte HKN, sondern auch darüber hinaus gehende Anforderungen z. B. an das Investitionsverhalten von EVU. Analog könnten auch Unternehmen potenziell angereizt werden, vermehrt PPAs abzuschließen, um rein marktfinanzierten EE-Anlagen langfristige Finanzierungsperspektiven zu bieten, oder vermehrt anderweitige Kooperationen mit Projektentwicklern eingehen, bei denen ein langfristiger Vertrag über HKN-Übertragungen geschlossen wird.

Empfehlungen zum Unternehmensentwertungsrecht für Strom-HKN in Deutschland

Aufbauend auf den Ergebnissen der Kurzanalyse des HKN-Markts, der Szenarienmodellierung sowie der Stakeholderinterviews und Expertengespräche lassen sich Empfehlungen zum UN-ER für Strom-HKN in Deutschland ableiten. **Ein UN-ER würde der Realität der Strombeschaffungspraxis großer Unternehmen besser gerecht werden als eine Beschränkung der Entwertung auf EVU bzw. Stromlieferanten.** Insbesondere trifft dies auf den Fall von Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern zu, wo ein UN-ER erst die Voraussetzung für eine rechtskonforme HKN-Entwertung schaffen würde. Aber auch für Unternehmen, die Strom von Stromlieferanten erhalten, kann **ein UN-ER zur Optimierung der Ökostrombeschaffung beitragen – nicht nur in Hinblick auf Kosten von HKN-Beschaffung und Entwertungsdienstleistungen, sondern auch in Bezug auf die effiziente Gestaltung administrativer Prozesse und die Qualität beschaffter HKN.**

Die Stakeholderinterviews haben auch gezeigt, dass **Unternehmen die Frage, ob sie ein UN-ER nutzen würden oder nicht, in vielen Fällen auf Basis einer ergebnisoffenen Kosten-Nutzen-Abwägung treffen werden.** Dabei würden erwartete Vorteile eines UN-ER gegenüber einem zusätzlichen unternehmensinternen Personal- und Verwaltungsaufwand abgewogen. Dies spiegelt sich auch in den Erfahrungen von anderen Ländern wider, die bereits ein UN-ER anbieten. Die Möglichkeit zur direkten Registrierung in HKN-Registern wird i. d. R. von einer überschaubaren Zahl insbesondere großer Unternehmen genutzt. Bei entsprechend hohen Stromverbräuchen kann die Stromnachfrage einzelner, großer Unternehmen jedoch durchaus Relevanz für HKN-Märkte entfalten. **Verbreiteter ist die Nutzung von Aggregatoren, d. h. Dienstleistern, die über ein eigenes Konto verfügen und zugunsten von Unternehmen entwerten, als Alternative zur auch in Deutschland etablierten Entwertung von HKN zugunsten von Unternehmen durch EVU.** Ein verstärkter Wettbewerb unter Entwertungsdienstleistern könnte die Effizienz von Entwertungsprozessen erhöhen und die Herausbildung qualitativ differenzierter HKN- bzw. Ökostromangebote befördern. Zudem würden Vorteile des UN-ER einer größeren Zahl auch kleinerer Unternehmen zugänglich gemacht. Deshalb erscheint es empfehlenswert, eine Öffnung des Entwertungsrechts auch für Aggregatoren zu prüfen.

Zusammenfassend könnte ein UN-ER zu einer organisatorischen Weiterentwicklung des HKN-Markts und einer effizienteren Gestaltung von Nachweisprozessen beitragen. Im Vergleich zu einer kombinierten Strom- und HKN-Beschaffung über EVU würde ein UN-ER Unternehmen die Teilnahme am HKN-Markt erleichtern. Für Unternehmen kann dies zu einer verbesserten Preistransparenz in Bezug auf HKN mit bestimmten Qualitätseigenschaften führen, sowie zu einer verbesserten Verfügbarkeit von qualitativ passenden, auf gewerbliche Stromverbraucher zugeschnittenen Angeboten. Verglichen mit einer eigenständigen

Beschaffung von HKN in Kombination mit Beistellungsverträgen mit EVU könnten sich Reduktionen beim administrativen Aufwand und bei Entwertungskosten ergeben. Aus diesen Effekten kann sich ein Anstieg der Nachfrage nach Ökostrom bzw. HKN ergeben. In Bezug auf Mischpreisniveaus von deutschen HKN lassen Modellierungsergebnisse den Schluss zu, dass ein UN-ER Anreize zum Ausbau von EE marginal erhöhen könnte, voraussichtlich aber nicht substantiell zum EE-Ausbau beitragen würde. Allerdings kann von einer höheren energiewendeförderlichen Wirkung einer durch ein UN-ER bedingten Zusatznachfrage nach HKN ausgegangen werden, wenn sich diese primär auf qualitativ höherwertige HKN ausrichtet, wie insbesondere HKN aus neuen ungeförderten EE-Projekten. In diesem Fall könnten sich durch die Ausweitung des Entwertungsrechts stärkere Preissteigerungen ergeben. Die Frage, ab welchem HKN-Preis Investoren diesen Erlös zu einer entscheidenden Variable für die Realisierung ungeförderter Neuanlagen machen würden, wurde im Rahmen des Gutachtens nicht untersucht.

In Bezug auf Energiewende und Klimaschutz kann ein UN-ER insofern besonders dadurch eine Nutzenwirkung entfalten, indem eine stärkere qualitative Differenzierung des HKN- bzw. Ökostrommarktes angeregt würde. Angaben zum Anteil von Ökostrom, der aus besonders energiewendeförderlichen Segmenten wie ungeförderten Neuanlagen bezogen wird, könnten so auch im Wettbewerb von Unternehmen untereinander zum Differenzierungsfaktor werden. Dabei könnten auch Anreize für Unternehmen steigen, langfristige HKN-Abnahmeverträge mit EE-Projekten zu schließen und die Realisierung von Projekten aktiv zu unterstützen – sei es über langfristige PPAs, Investitionen in EE-Projekte durch Tochterfirmen, oder Flächenausweisungen für EE-Projekte auf eigenen Firmengeländen.

Ein UN-ER wirkt hierbei nicht in Isolation, sondern im Zusammenspiel mit der zunehmenden Etablierung von Qualitätskriterien für die Ökostrombeschaffung, die z. B. in Beschaffungsleitfäden, von Initiativen wie RE100 und SBTi oder von Ökostromlabeln formuliert werden. Auch die **Entwicklung von standardisierten Regeln zur Darstellung von Informationen über Ökostromanteile und -eigenschaften in der nichtfinanziellen Berichterstattung** kann eine entsprechende qualitative Weiterentwicklung des Ökostrom- und HKN-Markts befördern. **Die Vergleichbarkeit von Aussagen, die Unternehmen in Bezug auf die Eigenschaften ihres über Netze bezogenen Stroms machen, könnte vom Gesetzgeber durch Kennzeichnungsregeln unterstützt werden.** In Anlehnung an die finnische Gesetzgebung könnte beispielsweise die Einführung eines UN-ER durch eine Kennzeichnungsregel begleitet werden, wonach Aussagen über erneuerbare Eigenschaften eingekauften Stroms, die zu Marketingzwecken gemacht werden, mit HKN-Entwertungen in entsprechender Höhe verbunden sein müssen. Diese Anforderung könnte dabei durch HKN-Entwertungen zugunsten des Unternehmens oder auch den Bezug eines Ökostromprodukts von einem EVU nachgewiesen werden. Hierdurch würde die Transparenz des Wettbewerbs zwischen Unternehmen verbessert, eine eindeutige Zuordnung von Eigenschaften sichergestellt und die Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften ausgeschlossen.

Negative Auswirkungen auf den HKN-Markt lassen sich durch die Einführung eines UN-ER auf Basis der hier durchgeführten Untersuchungen nicht erwarten. Die Auswirkungen auf durchschnittliche HKN-Preise fallen selbst im Maximalszenario nicht so relevant aus, dass die Erschwinglichkeit von Ökostromtarifen für Privatkunden negativ beeinflusst würde. Im europäischen HKN-Markt werden mögliche Nachfrageänderungen durch ein deutsches UN-ER deutlich abgedämpft wirksam, da sie nur einen vergleichsweise geringen Ausschnitt der europäischen Gesamtnachfrage betreffen. Eine erhöhte Konkurrenz um HKN kann sich für bestimmte Qualitätssegmente ergeben, wie insbesondere ungeförderte Neuanlagen in Deutschland, aus entsprechenden Nachfrageimpulsen ergibt sich aber auch eine zentrale,

mögliche energiewendeförderliche Wirkung eines UN-ER. Langfristig ist zu erwarten, dass mit fortschreitender Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien HKN-Preisniveaus absinken werden – dennoch bliebe auch hier die Nachweiswirkung von HKN, im liberalisierten Strommarkt die Eigenschaften von EE-Strom eindeutig zu Verbrauchenden zuzuordnen, bestehen. **Die Richtigkeit von Angaben, die Unternehmen zu den Eigenschaften eingekauften Stroms machen, kann durch den Abgleich von Entwertungsnachweisen und Stromverbräuchen kontrolliert werden.** Die zukünftige Auditpflicht der nichtfinanziellen Berichterstattung, welche die neue CSR-Richtlinie für eine zunehmende Zahl von Unternehmen etabliert, kann grundsätzlich eine hohe Verlässlichkeit entsprechender Angaben sicherstellen.

Auf Basis der im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Marktanalyse, Stakeholder- und Experteninterviews und Szenarienmodellierung stellt sich die Einführung eines Unternehmensentwertungsrechts für HKN in Deutschland dementsprechend grundsätzlich als empfehlenswert dar: Eine energiewendeförderliche Wirkung kann sich insbesondere durch Nachfrageimpulse für eine qualitative Differenzierung des HKN- bzw. Ökostrommarkts ergeben. **Allerdings ist eine Abwägung erforderlich gegenüber den Kosten der technischen und operativen Umsetzung, die mit einer Öffnung des Entwertungsrechts im HKNR einhergehen.** So würde die Einrichtung von Entwertungsrechten für eine neue Akteursgruppe softwareseitige Anpassungen im HKNR erfordern. Zudem würden zusätzliche Vorgänge im Register anfallen, die administrative Kosten beim Registerbetreiber verursachen (z. B. Registrierung von Unternehmen als Letztverbraucher und ggf. von Aggregatoren mit Durchführung eines Know Your Customer-Prozesses, sowie, bei einem Anstieg der HKN-Nachfrage, zusätzliche Transfers und Entwertungen von HKN). Entsprechende Kosten wurden im Rahmen des Gutachtens nicht untersucht. Aufbauend auf einer Kostenschätzung wäre zudem zu prüfen, ob und in welcher Weise ein UN-ER gesondert in HKNR-Nutzungsgebühren zu berücksichtigen wäre. Entsprechende Nutzungsgebühren würden wiederum unternehmensindividuelle Entscheidungen, ein UN-ER zu nutzen oder Ökostrom von EVU zu beziehen, beeinflussen, neben der Abwägung möglicher Vorteile einer eigenen HKN-Entwertung gegenüber dem hiermit verbundenen unternehmensinternen Personal- und Verwaltungsaufwand. **Eine Entscheidung für oder gegen die Einführung eines Unternehmensentwertungsrechts erfordert eine entsprechende Gesamtbetrachtung.**

Ergänzend zu den hier durchgeführten Analysen wäre zudem **zu klären, ob die Nutzung eines UN-ER an die Voraussetzung geknüpft werden sollte, dass eine unabhängige Auditierung der Klimaberichterstattung des Unternehmens stattfindet.** Dies würde insbesondere die Nutzung eines UN-ER durch Unternehmen betreffen, die nicht von der Auditpflicht der neuen CSR-Richtlinie erfasst werden. Zu untersuchen wäre hier außerdem, inwiefern und auf welche Weise Auditergebnisse, die den Abgleich von Aussagen zum EE-Bezug mit Entwertungsnachweisen und Stromverbrauchsdaten betreffen, dem Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt werden, welches für den Betrieb des HKNR und die Überprüfung der Stromkennzeichnungen von EVU zuständig ist. Denkbar wäre hier beispielsweise, für Auditoren eine Funktion im HKNR einzurichten, um die Richtigkeit gemachter Angaben digital zu bestätigen. **Darüber hinaus könnte begleitend zu einem UN-ER die Einführung einer Kennzeichnungsregel für Aussagen zu EE-Anteilen an eingekaufter Energie, die Stromverbraucher zu Marketingzwecken machen, geprüft werden.**

Summary

In the electricity sector, guarantees of origin (GOs) are the **established instrument for verifying the renewable attributes of electricity and allocating them to individual consumers**. The origin of electricity cannot be traced physically in the grid. A commercial tracking of green attributes in the system of balancing groups, which must be balanced on a quarter-hourly basis, is also not feasible. Therefore, GOs are used to document electricity attributes in a fraud-resistant and reliable manner, making green electricity tradable. Verification with GOs is an important prerequisite for enabling quality competition between electricity suppliers with regard to the characteristics of their offers.

According to the European Renewable Energy Directive and the Directive on the Internal Market for Electricity, **electricity suppliers must use GOs as part of electricity disclosure to prove shares or quantities of renewable energy sources (RES)**. This is to ensure that the green quality of each megawatt hour (MWh) from RES is only sold once. An exception exists for non-tracked commercial offers, for which a country's residual energy mix which is adjusted for tracked attributes can be used. Another exception applies when countries use the option not to issue GOs for supported electricity generation. This is the case in Germany, where GOs are not issued for electricity generation supported by the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG, under the so-called EEG double marketing ban). In Germany, the GO registry (Herkunftsnachweisregister, HKNR) is operated by the German Environment Agency since 2013. Through the cancellation of GOs by electricity suppliers, the attributes of the underlying electricity generation are assigned to the electricity consumption of specific customers or to a supplied electricity product.

Whether other actors can also cancel GOs and open accounts with corresponding rights in GO registries is not regulated uniformly throughout the EU. In Germany, only electricity suppliers are permitted to cancel GOs, and only in the context of electricity disclosure.

Some Member States follow a similar approach as Germany (e.g. Ireland, Italy, Austria, Greece), in others also actors that are not electricity suppliers can apply for GO cancellations (e.g. in the Netherlands, Norway, Finland, Denmark, Sweden and Portugal). In Germany, too, corporate stakeholders in particular are expressing interest in an extended GO cancellation option for corporate electricity consumers.

The aim of the report commissioned by the German Environment Agency is to clarify what implications introducing a corporate cancellation right (CCR) in Germany could have for the European and German electricity GO market. To do this, we examine what effects on the availability and prices of GOs could be expected. Based on this, the question is answered whether a CCR could incentivise RES expansion due to an increased demand for GOs. In addition, it is important to examine whether other benefits can be expected regarding climate change mitigation or the energy transition. **The possible effects of opening GO cancellation rights for companies can be of a quantitative, but also of a qualitative nature.** Relevant here are possible changes in the quality of GOs demanded (e.g. country of origin, technology/energy source, age of the plant and subsidy status). This in turn could be reflected in price changes in specific GO market segments (e.g. unsubsidised plants in Germany).

To answer these questions, the report combines three approaches. To assess possible impacts of a CCR, first a brief analysis of the European and German GO markets is carried out, as well as an analysis of GO cancellation practices in member countries of the Association of Issuing Bodies (AIB). Scenario modelling was used to quantify potential impacts on the GO market. This is necessary to isolate the impact of a CCR from other developments in the GO market. In addition, stakeholder interviews were conducted to explore motives that companies associate

with the use of a CCR. This was complemented by expert interviews with representatives of GO issuing bodies in AIB member countries with an existing CCR, to gain deeper insights into the practical use and design of such an option.

Core use case for GO cancellation by companies

Possible applications and interests regarding GO cancellation by companies or non-energy suppliers in general are diverse. **The focus of the report is on cancelling GOs for disclosing the attributes of companies' electricity consumption covered by purchased electricity** (Scope 2 in the context of climate accounting). In this form of a CCR, the mandatory disclosure of electricity supply by suppliers would be supplemented by a voluntary consumption disclosure, which can be used e.g. in the context of corporate climate accounting and sustainability reporting. This is a particularly important use case for companies having to decarbonise Scope 2 emissions from purchased energy, among other measures, to achieve climate change mitigation goals. Accounting for Scope 2 emissions also plays a significant role for calculating Product Carbon Footprints (PCF), which are becoming an increasingly relevant competition factor especially for industrial companies. Cancelling GOs for RES shares of electricity supply enables the application of the market-based approach according to the guidelines of the Greenhouse Gas (GHG) Protocol, as this ensures that RES characteristics and thus emission factors of purchased energy can be clearly and reliably assigned to specific consumers even if energy is supplied via the grid. The location-based climate accounting approach, on the other hand, uses the average emission intensity of the energy in the grid in which a consumption point is located. However, as the average emission intensity is the same for all connected consumers, the location-based approach does not reflect active electricity procurement decisions by companies.

Status quo of the European and German GO markets

The **European GO market** has become an important trading place for green electricity attributes over the last decade. In 2021, GOs were issued for a RES electricity production volume of 747.3 TWh in AIB member countries, which use the standardised rules of the European Energy Certificate System (EECS). This is met by an increasing demand for GOs, with cancellations amounting to 710.1 TWh in 2021. The amount of electricity from RES for which EECS GOs were issued increased significantly – by a quarter – between 2019 and 2021. The **expansion of GO supply in the EECS segment** results from increasing RES electricity generation volumes, but also from increased auctioning of GOs for state-supported electricity generation and additions to AIB memberships. With new AIB members, additional demand is also entering the GO market. **After the European GO market was structurally characterised by oversupply in the past, a better balance between supply and demand has been emerging in recent years.** Among the energy sources, hydropower still dominates with a share of 60% in both the issuance and cancellation of EECS GOs, albeit with a declining trend. The share of wind and solar GOs is increasing. GO trade between AIB member countries plays a significant role, with different qualities of GOs also being imported and exported.

As the highest net GO importer among the AIB members, **Germany's demand for GOs is among the highest in the European GO market.** Germany's share of RES-GO cancellations in the AIB was 20.5% (145.2 TWh) for the 2021 electricity disclosure year, while its share of RES-GO issuance was only 2.7% (20.0 TWh) in the same year. The reason for the low GO issuance volumes is that no GOs are issued for EEG-supported electricity volumes. Compared to 16.1 TWh in 2020, the GO issuance for unsupported electricity quantities increased in 2021, especially for wind and solar energy. This can be explained by the fact that more plants are leaving the EEG support scheme after their 20-year support period has expired. In addition, in view of high electricity price levels, it is becoming more worthwhile for plant operators to switch temporarily

to unsubsidised direct marketing and to apply for a GO issuance instead of claiming the market premium. Hydropower accounted for 84% of the cancellations for 2021, after values of around 90% in previous years. Here, too, the importance of GOs from wind and solar energy is increasing, although this trend is more pronounced already in the European market.

Central factors for future developments in GO supply are:

- ▶ the progressing expansion of electricity generation from RES in Europe;
- ▶ the handling of GO issuance for state-supported installations, especially in Germany (besides Germany, only Ireland, Lithuania and Serbia do not issue GOs for subsidised electricity generation since 2020);
- ▶ the discussion in Norway about a withdrawal from the European GO system (although increased domestic GO cancellation seems more likely at present);
- ▶ the increase in Power Purchase Agreements (PPAs) with long-term contracts, where GOs are transferred to PPA partners and are not freely traded;
- ▶ the increased construction of non-subsidised new plants.

Central factors for future developments in GO demand are:

- ▶ increasing (self-) obligations of trade, industry, and public sector actors to implement sustainability strategies and quantified emission reduction targets;
- ▶ the increased use of electricity in the heating sector (heat pumps, power to heat) and in the transport sector (e-mobility, hydrogen production), which will also increase the demand for green electricity;
- ▶ an increasing expectation on the part of end customers to be supplied with green electricity;
- ▶ an increasing differentiation of GO demand according to GO quality characteristics.

Among energy suppliers, an increasing transformation of procurement portfolios towards green electricity can be observed. Market observations also show that **companies are increasingly an important driver of demand for GOs.**

An **analysis of the GO cancellation practice in 30 AIB member countries** shows that there are significant differences in the design of cancellation rights between GO systems. Overall, a GO cancellation right for companies that are not electricity suppliers is quite common. In seven GO registries (including the German HKNR), GOs can only be cancelled by electricity suppliers for the purpose of electricity disclosure. In four GO registries, electricity producers can cancel GOs in addition to electricity suppliers. In a further eight GO registries, the right to cancel is also open to other market players – but not explicitly to end consumers. These include, for example, traders or aggregators who bundle GO offers or demands from various market players. Depending on the exact design of the cancellation regulations in the respective country, this may implicitly include a cancellation option for end consumers (e.g. when registering as a trader in the GO system). In eight GO registries, any legal entity – in some cases also any natural person – can open an account in the GO registry and cancel GOs (subject to account holder verification procedures). Three GO registries formulate an explicit cancellation right for end consumers.

Motives for the use of a corporate cancellation right

As part of the study, sixteen interviews were conducted with large companies and three interviews with associations and chambers. The focus was placed on large companies, because

here it can be assumed that a CCR is particularly relevant due to an already existing or future obligation for non-financial reporting (according to § 289b HGB or in the future the Corporate Sustainability Reporting (CSR) Directive). The aim of the interviews is to gain a better understanding of the motives and possible effects of using a CCR among companies that already have in-depth knowledge on the topic of green electricity procurement.

While electricity purchasing via energy suppliers can be considered the standard case for household customers and smaller companies, procurement channels for electricity – and green electricity – are much more diverse for large companies. **For electricity purchasing, the following procurement channels in particular are established, some of which are used in combination:**

- ▶ the purchase of electricity from one or more electricity suppliers as long-term contractual partners;
- ▶ the periodic tendering of electricity quantities to be procured for fixed contract periods;
- ▶ Separate procurement of electricity quantities and GOs; in this case, provision contracts are agreed with electricity suppliers in which the GO procurement is carried out by the company itself or by a service provider and the GO cancellation is carried out by the electricity suppliers;
- ▶ the procurement of electricity via a company-owned but legally independent electricity supplier, which organises the purchase of electricity for the parent company;
- ▶ the procurement of electricity via a legally non-independent in-house energy supplier (which directly procures the electricity used by their company from the power exchange or OTC trades via its own balancing group); as well as
- ▶ the use of PPAs as part of electricity procurement.

The purchase of electricity (Scope 2 in carbon accounting) is also supplemented in part by self-supply plants (Scope 1), which can usually only cover part of companies' electricity demand. The CCR examined in the context of the report relates exclusively to disclosing the properties of purchased electricity (Scope 2).

Based on the stakeholder interviews, five central advantages can be identified that companies associate with opening the cancellation right. On the one hand, **GO cancellation for companies with in-house energy suppliers** would be enabled. Currently, the question of GO cancellation is a question of the boundaries of legally independent units. If in-house energy suppliers directly procure the electricity used by their company from the power exchange or via OTC trades using their own balancing group, no GO cancellation is possible. In this constellation, electricity purchases cannot be allocated to an electricity supplier and are therefore not subject to electricity disclosure. Instead, the power exchange and OTC traders fall under the information obligation pursuant to Article 42 (6) EnWG. This applies to producers, upstream suppliers of electricity and traders without electricity deliveries to final consumers, but does not entitle to GO cancellation. Creating a legally independent energy supplier solely to be able to cancel GOs for electricity deliveries to the parent company as a separate legal entity is generally not considered worthwhile or expedient. A comparable situation arises for energy suppliers that cannot currently carry out GO cancellations for their internal electricity consumption: For purchased electricity that the energy supply company consumes itself, electricity disclosure by their suppliers is currently required. A challenge also arises here if electricity is not supplied by

other energy suppliers, but is purchased directly on the exchange or in OTC trades via the supply company's own balancing group, as here the electricity disclosure obligation does not apply.

For companies purchasing electricity from energy suppliers, a **more direct control over GO procurement and cancellation** was identified as a key benefit of a CCR. Some expected benefits relate to the independent procurement of GOs. Direct participation in the GO market or contracting specialised service providers is associated with improved transparency regarding GO prices for corporate electricity consumers, as well as improved access to market-oriented prices for desired GO qualities. In addition, a more direct control over the quality of the GOs procured for the company is expected. This quality otherwise has to be negotiated with electricity suppliers (alternatively, companies have to search for new suppliers willing to make corresponding offers). Another advantage is seen in greater flexibility in GO procurement, with the ability to optimise one's own procurement strategy (e.g. tendering smaller tranches vs. negotiating volume discounts) and respond flexibly to customer demands. In principle, GO procurement by the company itself or by service providers can also be realised if GOs are cancelled by electricity suppliers, in connection with a provision contract. In comparison, an advantage of the CCR is seen in a greater independence from the energy suppliers, expected cost savings in cancellation service fees and reductions in administrative effort.

In addition, interviewed companies named **requirements on disclosing their electricity consumption that are not covered by current electricity disclosure practices**. For example, the publication of electricity disclosure statements may be too late to be usable for the company's own sustainability reporting. Most of the interviewed companies are therefore already provided with cancellation statements that can be generated in the HKNR by their electricity suppliers. These are used as proof for their own sustainability reporting and to check the attributes of the GOs cancelled in favour of the company. Creating a consumption disclosure (i.e. a disclosure statement on the attributes of the company's electricity consumption) based on cancellation statements from the HKNR and information on self-supply is in some cases considered more relevant than the use of electricity disclosure statements from energy suppliers (i.e. the information on the attributes of their electricity supply published by energy suppliers within the legal framework of disclosure obligations, which in Germany must be provided by November 1st of the year following the electricity delivery year). Further advantages of a CCR are seen in improved control over the timing of the cancellation process and digital access to all information contained on GOs. Moreover, some companies expect that having an own account in the HKNR would make it easier to prove a link between GO cancellation and specific customers or products, especially if companies provide information on the share of renewable energy used in manufacturing certain products.

In part, a CCR was described as a **simplification for the conclusion and handling of corporate power purchase agreements (PPAs)**. Frequently, however, the fundamental decision whether to use PPAs between companies and RES plant operators was considered to be independent of the existence of a CCR. Often, the implementation of PPA deliveries involves an electricity supplier that structures generation schedules and adapts them to the load profile of consumers. In this case, GO cancellations for PPA plants can be carried out by this supplier. Plant operators themselves can also carry out cancellations as electricity suppliers. In part, however, similar criticisms applied to GO cancellation that were mentioned about combining a self-procurement of GOs with provision contracts with utilities. Especially for large companies with different PPA plants and locations, cancelling GOs from PPAs themselves can result in simplifications.

Particularly companies with locations in several European countries viewed a CCR in Germany as a contribution to a greater **European harmonisation of GO systems**, which could simplify European procurement approaches for GOs. In this context, GOs would be procured according to

a common strategy for all European or even international locations, with GO cancellation carried out by a central corporate department or a contracted service provider. Even with a centralised approach, procuring GOs from the country or region where a company location's electricity consumption takes place can be part of the procurement strategy.

A **key challenge of using a CCR** was seen in the fact that it would entail additional in-house staff and administrative work. In addition, there are fees for account management in the HKNR and for GO transactions. For a large part of the interviewed companies, the potential use of a CCR was therefore an open question that would be clarified based on a cost-benefit assessment. Several companies as well as the interviewed associations and chambers expressed the assessment that a CCR would mainly be used by large companies. GO cancellation by specialised service providers was mentioned as a relevant perspective to make expected benefits of a CCR accessible to a broader number and especially also to medium-sized enterprises.

It was also emphasised that the **design of a CCR and corresponding disclosure rules** must ensure a high level of credibility of the statements made on the basis of cancelled GOs. Several interviewed companies already provided for independent audits of sustainability reports and climate accounting results by auditors, which include a comparison of companies' electricity consumption and GO cancellation statements. In some cases, independent certifications are already in use for marketing statements on RES shares in industrial products. Finally, an **increase in competition on the GO market for certain GO qualities** was also mentioned as a possible challenge, which, however, also offers opportunities to strengthen the energy transition-promoting effect of GOs.

Modelling of the scenarios for opening GO cancellation for companies

In order to **systematically analyse the effects of the scenarios on the German GO market**, the enervis GO model is used. In addition to a qualitative evaluation, this also enables a quantitative assessment of the price consequences of the introduction of a corporate GO cancellation right. In addition, the abolition of the double marketing ban for EEG plants was investigated. **Four scenarios** are modelled:

- ▶ a reference scenario without legislative changes (scenario A1),
- ▶ a scenario where a corporate cancellation right is introduced from 2024 (scenario A2),
- ▶ a scenario where the EEG double marketing ban is abolished from 2025 (scenario B1),
- ▶ a scenario in which both legal changes come together (scenario B2).

The basis for the scenario modelling is the **enervis EECS price forecast model for guarantees of origin**. The model forecasts GO prices until 2050 in the EECS area on the basis of supply-side and demand-side developments in the market. The GO prices are differentiated by country of origin and RES technology and are given annually. In particular, the price developments of German GOs under the four scenarios for a period from 2023 to 2030 are investigated and presented graphically. The GO model is composed of a supply and a demand of GOs, which are used to determine a sorted bid curve. In this process, per country and per technology, the GO demand is sorted in descending order according to the modelled willingness to pay for a specific technology, and GO demand is met sequentially until either the GO supply quantity or the demand quantity is exhausted.

To realistically model and forecast the GO supply, data on available renewable electricity production from the current "Best Guess" scenario of the enervis electricity price model are used. The **GO supply quantities are derived** from the installed quantities of RES plants in

terms of country and technology, which are multiplied by their respective full load hours and GO issuance quotas. The **GO demand quantities** are differentiated by NACE sector (including households), country of origin and company size. Each GO demand unit is assigned a GO demand quantity and a willingness to pay. The GO demand of a demand sector is calculated in proportion to the annual electricity demand of the sector. It is assumed that the demand sector wants to cover its green electricity demand with GOs and that the green electricity demand (as a percentage of the total electricity demand) grows linearly in the reference scenario up to an average value of 80% for the year 2030. The **GO willingness to pay** is based on the average profit of demand sectors and the electricity price forecasts from the “Best Guess” scenario, which are used to determine an ability to pay. In addition, **preferences by country of origin and technology** are mapped using scaling factors. The product between the preference factors and demand-side actors’ ability to pay results in their willingness to pay, which is qualitatively differentiated by GO country of origin and technology.

To simulate the introduction of a CCR in scenarios A2 and B2, a maximum scenario is examined. It is assumed that from 2024 onwards, all companies with more than 250 employees would use a CCR – be it directly or via service providers – and would use it to cover 100% of their electricity demand via green electricity by 2030 (compared to 80% in the reference scenario). This assumption is based, on the one hand, on the increasing importance of corporate initiatives such as the Science Based Targets initiative (SBTi) or RE100, which promote the setting of quantified green electricity and/or GHG reduction targets by companies as well as public reporting on target achievement. On the other hand, the future expansion of the obligation for non-financial reporting under the new CSR Directive is relevant, as it can be assumed here that affected companies (especially large companies with more than 250 employees) will increasingly implement emissions reporting.

For **modelling the abolition of the EEG double marketing ban** in scenarios B1 and B2 and the resulting increase in the supply of German GOs, the **issuance quotas for German GOs are raised to 100%**. This also corresponds to a maximum scenario, in which all GOs from Germany are centrally collected and marketed or auctioned. In a sensitivity analysis, lower issuance quotas are assumed and their effects on GO prices are examined. In scenarios A2 and B1, the GO quantity is only increased on the demand and supply side, respectively, while in scenario B2 the effect of the simultaneously occurring changes is explored.

Central results of the modelling are annual price curves for German wind and solar GOs for the period from 2023 to 2030. The starting point for the determined volume-weighted mean values is around 3.8 €/MWh for 2023, which tends to be higher than the modelled European mean value. In all four scenarios, a reduction of the average GO prices in the target year 2030 compared to the starting prices in 2023 can be observed. This can be explained by the comparatively rapid addition of RES capacities and the resulting increase in GO supply, which grows faster than market demand. For example, in Reference Scenario A1, the average price for solar and wind GOs in Germany in 2030 is around 2.2 €/MWh, which is about 60% of the starting value in 2023. Although an overall decreasing trend can be seen in all scenarios, the price trajectories differ significantly depending on the scenario.

In scenario A2, the solar and wind GO average prices are constantly above the reference prices from 2024 onwards, with a slight price increase in 2026 and a maximum price difference to the reference prices of 0.75 €/MWh. The higher price trend in scenario A2 is due to the increase in GO demand from German companies, which are allowed to make use of the CCR in the scenario from 2024 onwards. At the end of the period under consideration, the GO prices of the two scenarios converge and are less than 10 ct/MWh apart in 2030. This is

caused by the decreasing difference in green electricity demand between German companies with more than 250 employees and the rest of the market over time.

Scenarios B1 and B2 are characterised by the large GO supply volumes that enter the market from 2025 onwards due to the abolition of the EEG double marketing ban assumed in the scenario. For example, in 2025 the average price for German solar and wind GOs in scenario B1 is around 0.42 €/MWh, which means a reduction of the solar and wind GO average price of -83% compared to the reference price. However, in the further course the price does not fall unrestrictedly but remains constant over the observation period. The price also does not fall to 0 €/MWh and thus the GOs continue to be valuable. In sensitivity analyses with lower GO issuance quotas and correspondingly lower GO supply, the price declines in scenarios B1 and B2 are more muted.

Scenario B2, which depicts both a CCR from 2024 and an abolition of the EEG double marketing ban from 2025, illustrates the difference in the characteristics of the two legal changes examined: Although the average price for solar and wind GOs in 2024 is at the same level as in scenario A2 and thus higher than in reference scenario A1, the price decreases from 2025. From 2028 it is at a similar level as in scenario B1, in which no CCR was introduced. However, the price collapse that occurs in 2025 is slightly dampened by increased demand, resulting in a price reduction of 67% compared to the reference price.

The study also examines how the assumed legal changes affect the technology-specific (solar and wind) GO prices in Germany. In this context, a preference of German GO demand for wind GOs over solar GOs is assumed. This demand-side preference has been assumed for the purpose of the modelling – it does not necessarily correspond to the preferences of individual GO demand-side actors. While the technology-specific price developments of wind and solar GOs in scenarios B1 and B2 are similar to the quantity-weighted average, the assumed preference is particularly observable in the divergent price developments of wind and solar GOs in scenario A2. The increased GO demand from the introduction of the CCR has the strongest and almost exclusive effect on German wind GOs, where price differences of up to 1.5 €/MWh occur compared to the reference price for wind GOs. Solar GOs are almost not affected by this increase in demand; from 2024 onwards, the price differences of German solar GOs between the scenario with a CCR and the reference scenario remain lower than 0.10 €/MWh.

In addition, **possible effects of the examined changes in GO prices in Germany on RES expansion in Germany** are discussed. Although the current GO price levels in the market are comparatively high, they generate minor but nevertheless non-negligible additional revenues in relation to currently achievable electricity market revenues for RES projects. As the long-term trend in GO prices tends to be downwards, it is not to be expected that GO prices alone will be decisive for RES expansion. However, the report did not empirically investigate the price level at which decisions can be influenced. Beyond the pure economic analysis based on average RES prices, the introduction of a CCR could also lead to an increased willingness to pay for high-quality GOs from new, non-subsidised RES projects. This would increase the attractiveness of RES expansion.

In short, modelling results can be summarised as follows:

- ▶ The modelled introduction of a CCR leads to a moderate price increase for GOs in Germany from 2024 onwards due to the assumed increase in demand.
- ▶ The modelled abolition of the EEG double marketing ban with an assumed GO issuance rate of 100% leads to a significant decline in the prices of German GOs – both in the domestic

market and for GOs from Germany demanded abroad – due to the strong increase in GO supply.

- ▶ The price-reducing effect from the abolition of the EEG double marketing ban is significantly more pronounced than the price-increasing effect from the introduction of a CCR.

When interpreting the results on the abolition of the EEG double marketing ban, it is important to note that resulting changes in GO demand were not examined. For example, it is to be expected that energy suppliers would increase GO procurement – and that corporate customers in particular would increasingly demand this from their suppliers – in order to compensate for the elimination of EEG shares in energy suppliers' electricity product disclosure statements. This would reduce the decline in GO prices. A stronger price differentiation of the market between GOs from subsidised and unsubsidised plants would also be possible. Moreover, **actual GO issuance quotas would depend on the concrete design of the measure** (e.g. choice of a central GO auction vs. optional GO issuance in exchange for a reduction of the EEG market premium's reference value; level of minimum auction prices or level of reduction of EEG support). It would also be conceivable to issue GOs only for new subsidised installations. The impact of such options was not examined in this report.

Possible impacts of a corporate cancellation right on the energy transition

There are two ways in which an increase in demand for green electricity or GOs can have a beneficial effect on the energy transition and climate change mitigation. Firstly, a **direct price incentive for investors and plant operators can result from the sale of GOs.** Rising prices for GOs go hand in hand with additional revenues for plant operators and can therefore strengthen incentives for RES expansion. In terms of volume, however, revenues from electricity sales, possibly combined with state-financed components for subsidised plants, are significantly more relevant for the financing of RES plants.

A second effect of GOs and green electricity demand that promotes the energy transition results from the verification function of GOs: GOs, in combination with electricity disclosure rules, form the basis for transparent competition among electricity suppliers, who are obliged to verify statements on RES shares in their supply portfolio through GO cancellation. This supports **quality competition among energy suppliers regarding the characteristics of the electricity they offer.** As the demand for green electricity – and its qualitative differentiation – increases, the competition among energy suppliers to meet this demand intensifies, via GO purchases with specific qualities on the GO market, the conclusion of PPAs or investments in their own plants. In the last two cases, GOs would not be traded on the market, but would still be indispensable for allocating renewable attributes to end consumers. The energy transition-promoting effect of GOs as a verification instrument is therefore broader than the pure financing function of GO prices as a revenue component for RES plant operators. **A CCR for GOs could build on this if it strengthens quality competition among companies with regard to the characteristics of their purchased electricity supply.**

The results of the stakeholder interviews with companies and associations show the mechanisms through which a CCR can lead to an increase in demand for GOs or green electricity. Here, the expectation of gaining better access to desired qualities at market-oriented prices on the GO market plays a key role. An increase in quantitative demand was often made dependent on the improved availability of qualitatively suitable offers tailored to commercial electricity consumers, as well as on improved price transparency for corporate consumers compared to a combined electricity and GO procurement from energy suppliers. Compared to an independent procurement of GOs with cancellation provided by energy suppliers under the

terms of a provision contract, a reduction in administrative effort and cancellation service costs, which are partly criticised as non-transparent, is expected.

A CCR is therefore expected to **improve the organisation of the GO market**, with reduced transaction costs in the procurement of suitable offers and improved information availability on GO qualities and prices for electricity consumers. An improvement in the functioning of the GO market could increase the use of the market, and thereby also the demand for GOs. A volume-increasing effect on the demand for GOs or green electricity can also arise in the case of companies with in-house energy suppliers that do not purchase their electricity from energy suppliers but buy it directly on the exchange or by means of OTC transactions via their own balancing group. In these cases, a CCR would be a prerequisite for the use of GOs, enabling the verifiable purchase of electricity from RES. Although this only concerns individual companies, their electricity consumption can be high enough to be relevant for GO markets and the energy transition.

The exact extent of an increase in demand for GOs caused by the introduction of a CCR cannot be forecast reliably. **To assess the potential impact on demand, a maximum scenario was therefore examined in this report.** The scenario modelling shows that a CCR could lead to a moderate price increase for GOs in Germany. Compared to the usual electricity market long-term revenues for RES projects, additional revenues from GOs are not large, but they are still recognisable. **In summary, it can be assumed that a CCR can make a positive contribution to RES expansion through a quantitative increase in demand, albeit not to a substantial extent.**

Regarding the effect on the quality of GO demand, results of the stakeholder interviews suggest that a CCR could promote a stronger quality differentiation of the green power market. More than half of the interviewed companies already state that they apply specific requirements regarding the characteristics of the green electricity they procure. Likewise, more than half of the respondents expect that a CCR could lead to an increase in the quality requirements formulated by companies for procured GOs. This results, inter alia, from the fact that the possibility of direct participation in the GO market, where companies are directly responsible for GO procurement decisions, promotes the assessment of GO and green electricity qualities. It is to be expected that a demand for specific GO qualities will strengthen the increasing emergence of quality-differentiated offers – not only on the GO market, but also with electricity suppliers cancelling GOs in favour of companies. A further reinforcement of this GO market trend results from the fact that stakeholders increasingly make demands on the attributes of the electricity procured by companies or demand information on this.

Based on the results of the interviews, a possible increase in demand promoted by a CCR is expected above all for the **GO quality segment “new installations without subsidies”**, which is particularly conducive to the energy transition. Moreover, an **increased differentiation by RES technologies** is expected, moving away from hydropower towards wind and solar energy in particular. Regarding the country of origin, interest was expressed in several interviews to increasingly procure GOs from Germany – also from subsidised plants, if this would increase the availability of domestic GOs. In the case of demand for GOs from subsidised plants, additionality in relation to the energy transition could indirectly take effect if GO revenues lead to a reduction in subsidy costs for the state. However, this presupposes that freed-up funds would be used to expand quantity corridors in EEG tenders or to promote the energy transition in other sectors.

As a result, a CCR could strengthen the energy transition-promoting effect of green electricity procurement by companies via a contribution to the quality differentiation of GO demand. In terms of the effect of a CCR on the energy transition and climate change

mitigation, this contribution could potentially be more significant than a purely quantitative effect on GO demand, which acts via marginally increased average price levels for GOs. Increases in demand and willingness to pay that focus on specific quality segments (e.g. unsubsidised new plants) could increase corresponding GO prices more significantly than mixed prices and lead to more relevant additional revenues. **Furthermore, a qualitative differentiation of green electricity demand is not only effective via GO prices.** Criteria catalogues of green electricity labels, for example, not only formulate requirements on GO quality, but also go beyond this, e.g. with regard to the investment behaviour of energy suppliers. Similarly, companies could potentially be encouraged to conclude more PPAs in order to offer long-term financing perspectives to purely market-financed RES plants, or to increasingly enter into other forms of cooperations with RES project developers in which a long-term contract on GO transfers is concluded.

Recommendations on introducing a corporate cancellation right for electricity GOs in Germany

Based on the results of the brief GO market analysis, the scenario modelling and the stakeholder and expert interviews, recommendations for a CCR for electricity GOs in Germany can be derived. **A CCR would better reflect the reality of electricity procurement practices of large companies than a restriction of cancellation to electricity suppliers.** This applies in particular to companies with in-house energy suppliers, where a CCR would create the prerequisite for a legally compliant GO cancellation. For companies that receive electricity from energy suppliers, **a CCR can contribute to optimising green electricity procurement: Not only regarding the costs of GO procurement and cancellation services, but also regarding the efficient design of administrative processes and the quality of procured GOs.**

The stakeholder interviews also showed that in **many cases companies will decide on whether to use a CCR on the basis of a cost-benefit assessment.** The expected advantages of using a CCR would be weighed against additional internal personnel and administrative costs. This is also reflected in the experience of other countries that already offer a CCR. As a rule, a manageable number of companies, especially large ones, use the option of direct registration in the GO registries. However, if their production processes are energy-intensive, the electricity demand of individual, large companies can certainly be relevant for GO markets. **More widespread is the use of aggregators,** i.e. service providers who have their own registry account and cancel with companies as beneficiaries. This provides an alternative to GO cancellation in favour of companies by electricity suppliers, which is also established in Germany. Increased competition among cancellation service providers could increase the efficiency of cancellation processes and promote the development of qualitatively differentiated GO and green power offers. In addition, the advantages of the CCR would be made accessible to a larger number of smaller companies. It therefore seems advisable to consider opening the cancellation right to aggregators as well.

In summary, a CCR could contribute to an organisational improvement of the GO market and a more efficient design of verification processes. Compared to a combined procurement of electricity and GOs via electricity suppliers, a CCR would facilitate the participation of companies in the GO market. For corporate electricity consumers this can lead to improved price transparency with regard to GOs with certain quality characteristics. Moreover, it can result in an improved availability of qualitatively suitable offers tailored to commercial electricity consumers. Compared to a self-organised procurement of GOs in combination with provision contracts with electricity suppliers, reductions in administrative efforts and cancellation service costs could result. These effects can lead to an increase in demand for green electricity or GOs. Regarding mixed price levels of German GOs, modelling results suggest that a CCR could marginally increase incentives for investments in RES plants, but would probably not contribute

substantially to RES expansion. However, a higher energy transition-promoting effect of an additional GO demand caused by a CCR can be assumed if this is primarily directed towards higher-quality GOs, such as GOs from new unsubsidised RES projects. In this case, opening the cancellation right could result in stronger price increases. The question of at what GO price investors would make this revenue a decisive variable for the realisation of unsubsidised new plants was not examined in the context of the report.

The main benefit of a CCR regarding the energy transition and climate change mitigation would be its stimulation of a stronger qualitative differentiation of GO and green electricity markets. Information on the share of green electricity procured from market segments that are particularly conducive to the energy transition, such as unsubsidised new plants, could become a differentiating factor in the competition between companies. This could also increase incentives for companies to conclude long-term GO purchase contracts with RES projects and to actively support the realisation of projects – be it through long-term PPAs, investments in RES projects by subsidiaries, or land designations for RES projects on their own company premises.

A CCR does not work in isolation here, but in interaction with the increasing establishment of quality criteria for green electricity procurement. These are formulated e.g. in procurement guidelines, by initiatives such as RE100 and SBTi, or by green electricity labels. The **development of standardised rules for presenting information on the share and characteristics of green power in non-financial reporting** can also promote a further qualitative development of the green power and GO market. The **comparability of statements made by companies regarding the characteristics of their grid-sourced electricity could be supported by the legislator through disclosure rules.** For example, the introduction of a CCR could be accompanied by a disclosure rule similar to what is implemented by Finnish legislation. Such a disclosure rule could require electricity consumers making marketing statements about renewable characteristics of their purchased electricity to provide for GO cancellations of an appropriate amount. Fulfilment of this requirement could be proven by GO cancellation statements in favour of the company or the purchase of a green electricity product from an electricity supplier. This would improve the transparency of competition between companies, ensure a clear allocation of energy attributes and exclude the possibility of multiple claims on green attributes.

Based on the analyses conducted here, negative effects on the GO market are not to be expected from the introduction of a CCR in Germany. Even in the maximum scenario, the impact on average GO prices is not so relevant that the affordability of green electricity tariffs for private customers would be negatively affected. In the European GO market, possible changes in demand due to a German CCR will have a significantly dampened effect, as they only affect a comparatively small section of the total European demand. Increased competition for GOs can result for certain quality segments, such as unsubsidised new plants in Germany in particular; however, a central, possible energy transition-promoting effect of a CCR also results from corresponding demand impulses. In the long term, it is to be expected that GO price levels will decrease with the progressive transition of the electricity system to renewable energies. Nevertheless, the verification role of GOs, which lies in clearly allocating electricity attributes to consumers in the liberalised electricity market, would remain. **The accuracy of information provided by companies on the characteristics of purchased electricity can be checked by comparing cancellation statements and electricity consumption data.** The future audit obligation on non-financial reporting, which the new CSR Directive establishes for an increasing number of companies, can in principle ensure a high level of reliability of corresponding information.

Based on the market analysis, stakeholder and expert interviews and scenario modelling carried out as part of this report, the introduction of a corporate cancellation right for electricity GOs in Germany can accordingly be assessed favorably in principle: An energy transition-promoting effect can result particularly from stimulating demand for a qualitative differentiation of the GO and green electricity markets. **However, it is necessary to weigh this advantage against the costs of technical and operational implementation** that would be associated with opening the right to cancel GOs in the HKNR. For example, the establishment of cancellation rights for a new group of actors would require software adjustments in the HKNR. Furthermore, additional processes and transactions would take place in the registry, which would cause administrative costs for the registry operator (e.g. registration of companies as electricity consumers and, if applicable, aggregators, including know-your-customer processes; as well as, in case of an increase in GO demand, additional transfers and cancellations of GOs). Corresponding costs were not examined in the context of the report. **A decision for or against the introduction of a corporate cancellation right requires a consideration of both costs and benefits.** Based on a cost estimate, it would also have to be examined whether and in what way a CCR would have to be taken into account separately in HKNR user fees. Corresponding user fees would in turn influence individual companies' decisions between using a CCR and purchasing a green electricity product from an energy supplier, as part of the process of weighing the advantages of cancelling GOs themselves against associated internal personnel and administrative costs.

In addition to the analyses carried out here, it would also have to be clarified whether using a CCR should require that an **independent audit of the company's GHG reporting** takes place. This would particularly affect the use of a CCR by companies that are not covered by the audit obligation of the new CSR Directive. It would also have to be examined to what extent and in what way audit results concerning companies' statements about electricity consumption from RES and the match between GO cancellations and electricity consumption data would be made available to the German Environment Agency, which is responsible for the operation of the HKNR and the verification of electricity suppliers' disclosure statements. One potential option could be to set up a function in the HKNR for auditors to digitally confirm the accuracy of the information provided. Furthermore, **to accompany a corporate cancellation right, the introduction of a disclosure rule for electricity consumers' marketing statements on RES shares in purchased energy could be examined.**

1 Einleitung: Gestaltung des Entwertungsrechts für Strom-Herkunftsnachweise

Im Stromsektor stellen Herkunftsnachweise (HKN) das **etablierte Nachweisinstrument dar, um die erneuerbare Eigenschaft von Strom nachzuverfolgen und einzelnen Verbrauchenden zuzuordnen**. Der Einsatz von HKN ermöglicht es Verbrauchenden auch bei einem Strombezug über Netze, durch die Wahl von Ökostromprodukten mit einem bilanziellen Erneuerbare-Energien-Anteil von 100 % eine Präferenz für Energie aus erneuerbaren Energiequellen auszudrücken. Der physikalische Weg, den eine Energieeinheit mit bestimmten Eigenschaften im Netz nimmt, lässt sich hingegen weder nachvollziehen noch steuern: Strom, der in ein öffentliches Netz eingespeist wird, nimmt physikalisch den Weg des geringsten Widerstands zur nächstgelegenen Verbrauchsstelle. Um dennoch einen angebots- und nachfrageseitigen Wettbewerb im Strommarkt zu ermöglichen, erfolgt die kaufmännische Abrechnung und Mengensteuerung über sogenannte Bilanzkreise, also Mengenkonten, die zum Zeitpunkt der Lieferung des Stroms viertelstundenscharf ausgeglichen sein müssen. Das Einhalten der gesetzlich vorgeschriebenen Bilanzkreistreue wird durch vielfältige Handelsbeziehungen zwischen Bilanzkreisen sichergestellt, wozu unter anderem kurzfristige Transaktionen am Spotmarkt der Strombörse gehören. Da sich die Herkunft von Strom physikalisch im Netz und im System der stets auszugleichenden Bilanzkreise nicht praktikabel verfolgen lässt, werden Herkunftsnachweise eingesetzt, um die Stromeigenschaft missbrauchssicher und verlässlich zu dokumentieren und damit Ökostrom handelbar zu machen (siehe dazu auch Styles 2022).¹ Die Nachweisführung mit HKN ist daher eine wichtige Voraussetzung, um einen Qualitätswettbewerb zwischen Stromlieferanten in Bezug auf die erneuerbaren oder nicht-erneuerbaren Eigenschaften ihrer Angebote zu ermöglichen.

Nach Vorgabe der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie müssen Mitgliedsstaaten dafür sorgen, dass Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen für ihre produzierten Strommengen auf Anfrage HKN ausgestellt erhalten.² **Im Rahmen der Stromkennzeichnung müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zum Nachweis von EE-Anteilen oder -Mengen HKN verwenden**, um sicherzustellen, dass die grüne Qualität jeder Megawattstunde (MWh) aus erneuerbaren Energien (EE) nur einmal an einen Kunden oder eine Kundin verkauft wird. Ausnahmen bestehen für nicht rückverfolgte Handelsangebote, für die Versorger nach Art. 19 Abs. 8 RED II den Restenergiemix nutzen können, sowie Strommengen, die eine finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhalten haben.³ Für letztere können Mitgliedsstaaten entscheiden, keine HKN auszustellen. Diese Möglichkeit wird in Deutschland genutzt, sodass Anlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, keine HKN ausgestellt bekommen können. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass die grüne Eigenschaft des EEG-Stroms, der in der produktbezogenen Stromkennzeichnung separat ausgewiesen wird, nicht noch einmal verkauft bzw. geliefert werden darf (sog. Doppelvermarktungsverbot). Für jede MWh Strom, die als Ökostrom verkauft wird, müssen Versorger hingegen HKN entwerfen, die innerhalb des europäischen Binnenmarkts frei handelbar sind. Für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN

¹ Wenn Strom durch einen Anlagenbetreiber direkt in den Bilanzkreis eines EVU geliefert wird und sich diese Lieferung nicht innerhalb des 15-Minuten-Fahrplanes mit einer gegenläufigen Buchung aufhebt, können nach § 16 Abs. 3 HkRNDV gekoppelte HKN ausgestellt werden. Künftig wird bei dieser „optionalen Kopplung“ von kaufmännischer Stromlieferung und HKN-Übertragung eine Lieferung über zwei Bilanzkreise ermöglicht, sofern der erste Bilanzkreis ein reiner Grünstrom-Bilanzkreis ist (Umweltbundesamt 2021).

² Nach Art. 15 RL 2009/28/EG („RED I“) bzw. Art. 19 RL (EU) 2018/2001 („RED II“).

³ Der „Restenergiemix“ ist nach Artikel 2 Nr. 13 RED II definiert als der jährliche Gesamtenergiemix eines Mitgliedstaats unter Ausschluss des durch entwertete Herkunftsnachweise abgedeckten Anteils.

ist in Deutschland das vom Umweltbundesamt seit 2013 betriebene Herkunftsnachweisregister (HKNR) zuständig. Für die Kennzeichnung nicht rückverfolgter Handelsangebote, die nicht eindeutig erzeugungsseitig zugeordnet werden können, ist in Deutschland der um HKN-Entwertungen und EEG-Mengen bereinigte ENTSO-E-Energieträgermix zu verwenden (§ 42 Abs. 4 EnWG).

Durch die Entwertung von HKN werden die Eigenschaften der zugrundeliegenden Stromerzeugung einem bestimmten Stromverbrauch oder einem gelieferten Stromprodukt zugeordnet. **Welche Akteure HKN entwerten und Konten mit entsprechenden Rechten in HKN-Registern führen können, ist EU-weit nicht einheitlich geregelt:** Die Verpflichtung zur Verwendung von HKN im Rahmen der Kennzeichnung von Stromlieferungen in Art. 19 Abs. 8 RED II richtet sich an Elektrizitätsversorger, doch eine HKN-Entwertung durch weitere Akteure (z. B. zur freiwilligen Kennzeichnung der Eigenschaften des eigenen Stromverbrauchs) wird zumindest nicht explizit ausgeschlossen. Auch die europäische Herkunftsnachweisnorm EN 16325 oder das European Energy Certificate System (EECS) als freiwilliges Regelsystem der Association of Issuing Bodies (AIB) sind hier offen ausgestaltet.⁴ Klargestellt ist, dass HKN keine Funktion in Bezug auf die Einhaltung des verbindlichen europäischen EE-Gesamtziels für 2030 durch die Mitgliedstaaten nach Art. 3 RED II haben, ebenso wenig wie auf die Berechnung des Bruttoendenergieverbrauchs von EE in den Mitgliedstaaten nach Art. 7 RED II (Art. 19 Abs. 2 RED II).

In Deutschland ist die Entwertung von HKN nur durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der Stromkennzeichnung zulässig, um den Anteil von „erneuerbaren Energien mit Herkunftsnachweis, nicht finanziert aus der EEG-Umlage“ der eigenen Stromlieferungen an Letztverbrauchende auszuweisen. Eine entsprechende Definition des Einsatzzwecks von HKN und Entwertungsrechten ergibt sich aus Regelungen des EEG und der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) im Zusammenspiel mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Einige Mitgliedsstaaten verfolgen einen ähnlichen Ansatz wie in Deutschland (z. B. Irland, Italien, Österreich, Griechenland), in anderen können auch Akteure, die keine EVU sind, HKN-Entwertungen beantragen (z. B. in den Niederlanden, Norwegen, Finnland, Dänemark, Schweden, Portugal und Litauen, vgl. AIB 2022a).

Hintergrund des Gutachtens ist das **Interesse verschiedener Stakeholder an einer Ausweitung der HKN-Entwertungsmöglichkeit auch in Deutschland** (siehe z. B. BDEW 2021; BDI 2022; DIHK 2020; Marktoffensive Erneuerbare Energien 2021, 2022; 50Hertz et al. 2021a,b). Verschiedene Ausgestaltungsoptionen und Anwendungsfälle wurden im Rahmen eines vom Umweltbundesamt durchgeführten Online-Workshops zum Thema „Entwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) durch Unternehmen“ vom 06.12.2021 diskutiert (Umweltbundesamt 2022a). Diese umfassen z. B. eine HKN-Entwertung durch Unternehmen für selbst an der Börse oder im Rahmen von Power Purchase Agreements (PPAs) beschafften Strom, eine HKN-Entwertung durch EVU für unternehmenseigene Stromverbräuche, oder eine HKN-Entwertung durch Netzbetreiber für deren beschaffte Verlustenergie. Auch die Schaffung neuer Entwertungszwecke (z. B. Erhöhung des EE-Anteils am bereinigten ENTSO-E-Mix durch die Entwertung von HKN als „Klimanachweis“) gehört zu den geäußerten Vorschlägen. Darüber hinaus ergibt sich aus dem **Entwurf der EU-Kommission für eine Anpassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie („RED III“)** ein möglicher Weiterentwicklungsbedarf bei Entwertungsmöglichkeiten. Vorgesehen ist, dass Mitgliedsstaaten Barrieren für PPAs abbauen und die Übertragbarkeit entsprechender HKN sicherstellen sollen, was die Schaffung von

⁴ Siehe DIN EN 16325:2016-01, Herkunftsnachweise bezüglich Energie – Herkunftsnachweise für Elektrizität; Deutsche Fassung EN 16325:2013+A1:2015; AIB (2021), EECS Rules Release 7 v15, <https://www.aib-net.org/eecs/eecsr-rules>.

Entwertungsmöglichkeiten durch Letztverbraucher als PPA-Vertragspartner einschließen könnte (siehe Vorschlag für einen neugefassten Art. 15 Abs. 8 RED III, COM(2021) 557 final).⁵

Ziel des vom Umweltbundesamt beauftragten Gutachtens ist es zu klären, welche Implikationen eine Öffnung der Entwertungsmöglichkeit für Unternehmen in Deutschland für den europäischen und deutschen Strom-HKN-Markt hätte. Dabei wird untersucht, welche Auswirkungen auf die Verfügbarkeit und Preise von HKN zu erwarten wären, und ob ein solcher Schritt erhebliche Nachfrageverschiebungen mit einer Verteuerung von HKN auf europäischer und nationaler Ebene nach sich ziehen könnte. Auf Basis einer solchen Analyse soll die Frage beantwortet werden, ob eine Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen aufgrund einer erhöhten Nachfrage nach HKN zu einer Zubauwirkung für EE-Anlagen führen könnte. Dabei ist zwischen der potenziellen Zubauwirkung für Deutschland jenseits der EEG-Förderung und der Zubauwirkung für Anlagen in Europa zu differenzieren. Zudem gilt es die Frage zu beantworten, ob sich ein anderweitiger Nutzen mit Blick auf den Klimaschutz bzw. die Energiewende erwarten lässt.

In **Kapitel 2** wird knapp der **geltende rechtliche Rahmen für die HKN-Entwertung in Deutschland** dargestellt. Zudem werden zunächst mögliche **Anwendungsfälle eines HKN-Entwertungsrechts für Unternehmen** abgegrenzt. In **Kapitel 3** wird die **Methodik des Gutachtens** vorgestellt. Um die Implikationen eines HKN-Entwertungsrechts für Unternehmen zu untersuchen, werden qualitative Erkenntnisse aus Stakeholder- sowie Experteninterviews mit einer quantitativen Szenariomodellierung kombiniert. In **Kapitel 4** wird als Hintergrund zur Untersuchung der **Status quo des europäischen und deutschen HKN-Marktes** beschrieben. Dabei werden zentrale Treiber der künftigen Nachfrage- und Angebotsentwicklungen dargestellt, in deren Kontext die Auswirkungen eines Unternehmensentwertungsrechts (UN-ER) zu betrachten sind. Als Teil der Status quo-Analyse wird zudem eine Auswertung der HKN-Systemregeln der Mitgliedsländer der Association of Issuing Bodies vorgenommen, um zu untersuchen, inwiefern eine HKN-Entwertung durch Nicht-EVU bereits als Option am europäischen HKN-Markt etabliert ist.

In **Kapitel 5** werden die **Motive und der potenzielle Umfang einer Nutzung des UN-ER** näher untersucht. Ergebnisse der Analyse fließen in **Annahmen für die zu untersuchenden Entwertungsszenarien** ein. Zu beachten ist bei der Analyse, dass HKN kein homogenes Gut darstellen. Angebot, Nachfrage und Preisbildung sind hinsichtlich der qualitativen Eigenschaften von HKN differenziert, wobei aktuell insbesondere die Faktoren Herkunftsland, Technologie/Energiequelle, Alter der Anlage sowie Förderstatus Einfluss auf die Preisbildung haben (siehe Guldenberg et al. 2019). Die Qualität der bezogenen HKN hat zudem wichtige Implikationen hinsichtlich des Nutzens, den ein Anstieg in der Nachfrage auf die Energiewende entfalten könnte. Zu qualitativen Erwartungen von Unternehmen an HKN gibt es bislang jedoch kaum empirische Erkenntnisse; entsprechende Studien haben den Fokus bislang auf die Erwartungen von Haushaltkund*innen an Ökostrombezug und Stromkennzeichnung gelegt (siehe Schudak und Wallbott 2019; Mundt et al. 2021). Auch eine empirisch belastbare Basis zur Frage, in welchem Umfang Unternehmen von einer HKN-Entwertungsmöglichkeit Gebrauch machen würden, liegt bislang nicht vor. Neben einer Analyse verfügbarer Daten und Literatur werden daher Stakeholderinterviews mit Unternehmensvertreter*innen verschiedener Branchen sowie mit relevanten Verbänden durchgeführt, um Motive einer HKN-Entwertung durch Unternehmen besser zu verstehen und so die empirische Basis der entsprechenden Annahmen für die Szenarienmodellierung zu verbessern.

⁵ COM(2021) 557 final. Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates.

In **Kapitel 6** werden die Ergebnisse der **Modellierung der Szenarien zur Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen** vorgestellt. Verschiedene Annahmen zu den nachfrageseitigen Auswirkungen, die ein solcher Schritt hätte, werden mit zwei Angebotsszenarien kombiniert: Zum einen wird der Fall untersucht, dass sich das Angebot an deutschen HKN nicht fundamental ändert, sondern nur mit der Zunahme an ausgeförderten Anlagen wächst (Szenario „HKN nur für ungeförderte EE-Strommengen“). Zum anderen wird die Möglichkeit untersucht, dass die RED III die Pflicht zur Ausstellung von HKN auch für geförderte EE-Strommengen festlegt. Dies würde in Deutschland zu deutlich höheren HKN-Ausstellungsvolumina führen (Szenario „HKN auch für geförderte EE-Strommengen“). Die Szenarien werden mit dem modellbasierten HKN-Preis-Forecast von enervis analysiert, mithilfe dessen Prognosen von technologie- und regionenspezifischen HKN-Preisen und -Mengen erstellt werden können. Durch die Kopplung der HKN-Preisszenarien mit dem enervis Strommarktmodell wird die Berücksichtigung von übergeordneten Markttrends beim Angebot und der Nachfrage nach Ökostrom sichergestellt sowie die Stromnachfrageentwicklung in Deutschland und Europa abgebildet. Auf Basis der Szenarienergebnisse wird die Frage beantwortet, welche Auswirkungen sich bei einer Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen auf den deutschen und europäischen HKN-Markt vor allem mit Hinblick auf deren Preisentwicklung erwarten lassen.

Im **Kapitel 7** wird die übergeordnete Frage beantwortet, welche **Wirkung ein UN-ER für Strom-HKN auf die Energiewende und den Klimaschutz** haben könnte. Auf Basis der Ergebnisse der Szenarienmodellierung, aber auch der qualitativen Erkenntnisse aus den durchgeführten Interviews mit Unternehmens- und Verbandsvertreter*innen sowie Issuing Body-Vertreter*innen, werden Implikationen verschiedener Ausgestaltungsvarianten für ein UN-ER diskutiert. Hierauf aufbauend werden **Empfehlungen zum UN-ER für Strom-HKN in Deutschland** abgeleitet.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen und mögliche Anwendungsfälle für ein HKN-Entwertungsrecht für Unternehmen

2.1 Status quo des Rechtsrahmens in Deutschland

Die Ausgestaltung des HKN-Systems in Deutschland richtet sich an den **europarechtlichen Rahmenbedingungen** aus, die in Artikel 19 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) gesetzt werden. Demnach müssen Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass die Herkunft von EE gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann, um „gegenüber den Endkunden den Anteil oder die Menge erneuerbarer Energie im Energiemix eines Energieversorgers sowie in der Energie, welche Verbrauchenden im Rahmen von Verträgen geliefert wird, die sich auf den Verbrauch von erneuerbarer Energie beziehen, nachzuweisen“ (Artikel 19 Abs. 1 RED II). Zu diesem Zweck müssen Mitgliedsstaaten dafür sorgen, dass Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen auf Anfrage Herkunftsnachweise ausgestellt werden, es sei denn, sie beschließen, finanziell geförderten Produzenten keine Nachweise auszustellen (Art. 19 Abs. 2 RED II).

Die RED II begründet die Verpflichtung von Mitgliedsstaaten, HKN-Systeme einzurichten, dementsprechend mit dem Zweck der Endkundeninformation. Die HKN-Entwertung zu weiteren Zwecken wird hierdurch jedoch nicht explizit ausgeschlossen, mit einer wichtigen Ausnahme: Nach Art. 19 Abs. 2 Uabs. 6 RED II haben HKN keine Funktion in Bezug auf die Einhaltung des EU-Ziels für erneuerbare Energien gemäß Art. 3 RED II. Auch hat eine Übertragung von HKN keine Auswirkung auf die Berechnung des Bruttoendenergieverbrauchs von erneuerbarer Energie gemäß Art. 7 RED II.

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Art. 18 Abs. 6 i. V. m. Anhang I Nr. 5 RL (EU) 2019/944) und Art. 19 Abs. 8 RED II formulieren allerdings **Anforderungen, wann HKN verwendet werden müssen**: nämlich für den Nachweis von Anteilen oder Mengen erneuerbarer Energien im Rahmen der verpflichtenden Stromkennzeichnung gegenüber Endkund*innen durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Ausnahmen sind nach Art. 19 Abs. 8 lit. a) und b) RED II vorgesehen für den Anteil am Energiemix, der nicht rückverfolgten Handelsangeboten entspricht, sowie für den Fall, dass Mitgliedsstaaten finanziell geförderten Produzenten keine HKN ausstellen. Diese Möglichkeit wird in Deutschland genutzt, wo für EEG-geförderte Strommengen keine HKN ausgestellt werden (siehe z. B. Kahl und Kahles 2020). Für nicht rückverfolgte Handelsangebote (z. B. über die Strombörse bezogene und daher nicht eindeutig zuordenbare Strommengen) können Versorger den Restenergiemix nutzen, d. h. den jährlichen Gesamtenergiemix des jeweiligen Mitgliedstaats unter Ausschluss explizit nachverfolgter Eigenschaften.

In Deutschland werden Anforderungen zur Stromkennzeichnungspflicht von § 42 EnWG umgesetzt. Eine Besonderheit stellt dabei die gesonderte Ausweisung der Eigenschaften von EE-Strommengen, die durch das EEG gefördert wurden, in der Produktkennzeichnung dar (§ 42 Abs. 3 EnWG; bzw. in der Kennzeichnung des „Unternehmensverkaufsmix“, sofern ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Produktdifferenzierung vornimmt).⁶ Nachdem die EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 abgeschafft wurde, sollen geförderte Energieträger zukünftig als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ ausgewiesen werden, erneuerbare

⁶ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325).

Energien mit Herkunftsnachweis erhalten den Zusatz „nicht gefördert nach dem EEG (BMWK 2022a). Bei der Kennzeichnung des Gesamtenergieträgermix nach § 42 Abs. 1 EnWG ist seit der Reform der Stromkennzeichnungsregeln vom 1. November 2021 keine Ausweisung des EEG-Anteils mehr möglich – die Ausweisung von EE-Anteilen darf nur noch über eine entsprechende Entwertung von HKN erfolgen.

Die **Beschränkung des HKN-Entwertungsrechts auf Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU)** ergibt sich aus dem Zusammenspiel der EnWG-Bestimmungen zur Stromkennzeichnung mit Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) (siehe hierzu auch Styles et al. 2021a). So definiert § 3 Nr. 29 EEG 2021 HKN als elektronisches Dokument, „das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde“.⁷ **Die Verwendung von HKN ist demnach nur im Rahmen der im EnWG verankerten Stromkennzeichnung möglich.** Nach § 42 Abs. 1 EnWG richtet sich die Verpflichtung zur Erstellung der Stromkennzeichnung wiederum an EVU, die „in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher und in an diese gerichtetem Werbematerial sowie auf ihrer Website für den Verkauf von Elektrizität“ Angaben zum Anteil der einzelnen Energieträger am vom Lieferanten verwendeten Gesamtenergieträgermix sowie zu den entsprechenden Umweltauswirkungen machen müssen (zumindest in Bezug auf CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall). Sofern EVU differenzierte Produkte mit unterschiedlichem Energieträgermix an Letztverbraucher vermarkten, gilt die Kennzeichnungspflicht entsprechend auch für diese Produkte und den verbleibenden Energieträgermix (§ 42 Abs. 3 EnWG). Als kennzeichnungspflichtiges EVU gelten nach § 3 Nr. 20 EEG alle natürlichen und juristischen Personen, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern. Dies gilt unabhängig von der jeweiligen Rechtsform, den Eigentumsverhältnissen oder der Wertschöpfungsstufe. Daher gelten neben Vertrieben, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, auch Erzeuger sowie Händler mit Stromlieferung an Letztverbraucher als EVU und sind somit zum Ausweis der Stromkennzeichnung verpflichtet (BDEW 2022).

§ 30 Abs. 1 HkRNDV schreibt ebenfalls vor, dass **Herkunftsnachweise nur zur Stromkennzeichnung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen** verwendet werden dürfen.⁸ Zur Kontoeröffnung im HKNR sind nach § 6 HkRNDV grundsätzlich Anlagenbetreiber, Händler und EVU berechtigt – nach § 30 Abs. 1 HkRNDV dürfen allerdings nur EVU die Entwertung von HKN im Register beantragen. § 30 Abs. 3 HkRNDV legt darüber hinaus fest, dass EVU die **Entwertung von HKN nur für die eigene Stromlieferung und Stromkennzeichnung** beantragen dürfen. Dabei dürfen im Antrag auf Entwertung ein bestimmtes Stromprodukt oder ein bestimmter Stromkunde benannt werden, für das bzw. für den der HKN verwendet wird.

§ 42 Abs. 1 EnWG grenzt die Stromkennzeichnungspflicht zudem auf die **Informationsbereitstellung gegenüber Letztverbrauchenden** ein. § 79 Abs. 5 EEG 2021 sieht auch für die Ausstellung von HKN die Voraussetzung vor, dass entsprechende Strommengen an Letztverbraucher geliefert wurden: Demnach werden HKN „jeweils für eine erzeugte und an

⁷ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353).

⁸ Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853), zuletzt geändert durch Artikel 15 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237).

Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Megawattstunde ausgestellt“. **Eine HKN-Ausstellung für Eigenversorgung ist demnach ausgeschlossen.** Als „Letztverbraucher“ gilt nach § 3 Nr. 33 EEG 2021 dabei „jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht“. § 3 Nr. 25 EnWG definiert Letztverbrauchende leicht abweichend als „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“. Für den Strombezug von E-Mobilitäts-Ladepunkten stellt § 3 Nr. 25 EnWG klar, dass ein entsprechender Stromverbrauch dem Letztverbrauch im Sinne des EnWG und der auf Grund des EnWG erlassenen Verordnungen gleichgestellt wird. Auch der bis zur Abschaffung der EEG-Umlage grundsätzlich EEG-umlagepflichtige Stromverbrauch in Energiekonversionsanlagen (z. B. Elektrolyseuren, Power-to-Heat-Anlagen) gilt als Letztverbrauch (wobei Ausnahmeregelungen der Besonderen Ausgleichsregelung beachtet werden konnten, etwa für die Herstellung von grünem Wasserstoff). Energieträger, die für den „Nicht-Letztverbrauch“ eingesetzt werden (z. B. im Rahmen von Handelsgeschäften), unterliegen hingegen nicht der Stromkennzeichnungspflicht nach § 42 Abs. 1 EnWG, sondern den an Erzeuger, Vorlieferanten und Händler ohne Stromlieferung an Letztverbrauchende gerichteten Informationspflichten nach § 42 Abs. 6 EnWG (BDEW 2022, S. 37).

Hinsichtlich der Adressaten von Stromkennzeichnungspflichten ist abschließend eine **begriffliche Änderung** zu beachten, die sich aus einer im Rahmen des Osterpakets vorgeschlagenen Änderung des EnWG ergibt (BMWK 2022a). **In Art. 42 EnWG wird das Wort „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ durch das Wort „Stromlieferant“ ersetzt**, welches in § 3 Nr. 31a EnWG legal definiert ist (als „natürliche und juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Elektrizität zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist“). Die Stromkennzeichnungspflicht wird sich demnach künftig an Stromlieferanten in diesem Sinne richten – Ziel ist nach der Gesetzesbegründung allerdings eine begriffliche Klarstellung bzw. Harmonisierung, nicht eine inhaltliche Veränderung des Entwertungsrechts.

2.2 Mögliche Anwendungsfälle für eine HKN-Entwertung durch Unternehmen

Mögliche Anwendungsfälle und Interessen bezüglich einer HKN-Entwertung durch Unternehmen bzw. Nicht-EVU sind divers und unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Implikationen für das deutsche HKN-System. Im Folgenden wird daher zunächst eine strukturierte Übersicht verschiedener Anwendungsfälle vorgenommen, basierend auf zum Thema veröffentlichten Stellungnahmen (z. B. BDEW 2021; BDI 2022; DIHK 2020; Marktoffensive Erneuerbare Energien 2021, 2022; 50Hertz et al. 2021a,b) sowie Einsichten aus dem Workshop des Umweltbundesamts zum Thema vom 6. Dezember 2021 (Umweltbundesamt 2022a) und einem im Rahmen des Forschungsprojekts GO4Industry durchgeführten Workshops mit Industrievertreter*innen (Sakhel et al. 2022a). Grundsätzlich lassen sich **fünf Dimensionen der Debatte** unterscheiden.

2.2.1 HKN-Entwertung zur Kennzeichnung des durch eingekauften Strom abgedeckten Stromverbrauchs von Unternehmen (Scope 2)

Die Möglichkeit, als Letztverbrauchende selbst beschaffte HKN für den eigenen, durch Stromlieferungen abgedeckten Stromverbrauch zu entwerten, kann als **Kernanwendungsfall eines HKN-Entwertungsrechts für Unternehmen** betrachtet werden. Diese Dimension bildet den **Fokus des Gutachtens** und wird daher im Folgenden eingehender betrachtet. Bei dieser Form eines UN-ER würde die Kennzeichnung von Stromlieferungen durch Stromlieferanten durch eine freiwillige Kennzeichnung des Stromverbrauchs ergänzt, die z. B. im Rahmen der

unternehmerischen Klimabilanzierung und Nachhaltigkeitsberichterstattung verwendet werden kann.

Für Unternehmen setzt das Erreichen von Klimaschutzziele eine **Dekarbonisierung von „Scope 2“-Emissionen aus eingekaufter Energie** voraus. Auch für die Reduzierung von Product Carbon Footprints (PCF), die insbesondere für Industrieunternehmen zunehmend wettbewerbsrelevant werden, ist dies erforderlich. Für die Anwendung des **marktbasierten Ansatzes nach den internationalen Leitlinien des Greenhouse Gas (GHG) Protocols** spielt die Entwertung von HKN für EE-Anteile eine wichtige Rolle: Sie ermöglicht auch bei einem Netzbezug von Energie, dass EE-Eigenschaften und somit Emissionsfaktoren eingekaufter Energie eindeutig und zuverlässig bestimmten Verbrauchenden zugeordnet werden können (WRI und WBCSD 2015, S. 62 ff.). Beim **ortsbasierten Ansatz** hingegen wird die durchschnittliche Emissionsintensität der Energie im öffentlichen Netz, in dem eine Verbrauchsstelle verortet ist, zur Klimabilanzierung verwendet. Diese fällt jedoch für alle angeschlossenen Verbrauchenden gleich hoch aus, sodass der **ortsbasierte Ansatz aktive Strombeschaffungsentscheidungen von Unternehmen nicht widerspiegelt**.

Aktuell kann in Deutschland der marktbasierter Ansatz ausschließlich unter Verwendung der Stromkennzeichnung von Stromlieferungen angewandt werden. Insbesondere ist hier der Bezug von reinen Ökostromprodukten von Interesse, die als klimaneutral bilanziert werden können. Aber auch die Emissionswerte und EE-Anteile anderer Stromprodukte können für die Anwendung des marktbasierter Ansatzes genutzt werden, da durch die Entwertung von HKN für nicht EEG-geförderten EE-Strom, die Nichtausstellung von HKN für EEG-geförderten EE-Strom und die Verwendung des bereinigten ENSTO-E-Mix für nicht rückverfolgte Handelsangebote ein Ausschluss der Mehrfachvermarktung und Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften sichergestellt bleibt. Bei einer Verwendung des ortsbasierter Klimabilanzierungsansatzes können Mehrfachbeanspruchungen hingegen nicht ausgeschlossen werden, da in den durchschnittlichen, i. d. R. national berechneten Netzmix (d. h. die Energieträgerzusammensetzung, die angeschlossene Anlagen ins Netz eingespeist haben) auch EE-Mengen mit HKN-Ausstellung eingehen.

Auch bei **Power Purchase Agreements zwischen Letztverbrauchenden und EE-Anlagenbetreibern** erfordert die Anwendung des marktbasierter Ansatzes, dass entsprechende HKN zugunsten des/der entsprechenden Verbraucher*in entwertet werden. Dies ist zumindest dann der Fall, wenn Strom über das Netz bezogen wird (Offsite PPA). Auch bei einer Direktleitung bzw. einem Arealnetz (On-Site PPA) können HKN entwertet werden, um die eindeutige Zuordnung grüner Eigenschaften nachzuweisen.⁹ Voraussetzung für die HKN-Entwertung durch Anlagenbetreiber ist, dass diese als EVU bzw. Stromlieferant gelten und stromkennzeichnungspflichtig gegenüber dem Vertragspartner sind. Oftmals ist bei der Durchführung von PPA-Lieferungen zudem ein EVU beteiligt, das Erzeugungsfahrpläne strukturiert und an das Lastprofil von Verbrauchenden anpasst. In diesem Fall können HKN-Entwertungen für PPA-Anlagen auch von diesem EVU durchgeführt werden. Auch gewerbliche Stromverbraucher mit eigenem EVU im Konzernverbund können HKN entwerten, Voraussetzung ist allerdings, dass es sich um unterschiedliche juristische Personen handeln muss.

Ein **UN-ER für HKN** würde die Anwendung des marktbasierter Ansatzes insofern erweitern, dass Unternehmen auch die Eigenschaften selbst beschaffter und entwerteter HKN in der

⁹ Für eine Übersicht zu verschiedenen PPA-Typen siehe Hilpert 2018, S. 4 f.; Styles et al. 2021b, S. 9 f.

Klimabilanzierung verwenden könnten. Motive für eine solche HKN-Entwertung werden auf Basis von Stakeholderinterviews näher in Kapitel 5 untersucht.

2.2.2 HKN-Ausstellung und Entwertung für selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom (Scope 1)

Ein weiterer Anwendungsfall bezieht sich auf die **HKN-Ausstellung und Entwertung für selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom** (z. B. BDEW 2021). In dieser Form der Eigenversorgung sind Anlagenbetreiber und Stromverbraucher dieselbe juristische Person, sodass kein stromkennzeichnungspflichtiges Lieferverhältnis besteht. In der Klimabilanzierung fallen Eigenversorgungsanlagen in den Scope 1, wo direkte Emissionen aus unternehmenseigenen Quellen erfasst werden. Allerdings sind selbst Anlagen, die einen gewerblichen Letztverbraucher über eine Direktleitung mit Strom versorgen, i. d. R. mit dem Stromnetz verbunden. Für nicht selbst verbrauchte, in das Netz eingespeiste EE-Strommengen können dabei HKN beantragt und vermarktet werden. Sofern Nachhaltigkeitsberichte und Klimabilanzierungen durch unabhängige Auditoren wie Wirtschaftsprüfer geprüft werden, setzt die Verwendung selbst verbrauchten Stroms in der Scope 1-Bilanzierung einen Abgleich von Anlagen- und Stromverbrauchszählerdaten voraus. Dabei muss nachgewiesen werden, dass für den in der Scope 1-Bilanzierung berücksichtigten Strom keine Ausstellung von HKN stattgefunden hat, da sich bei einer Übertragung entsprechender HKN an Dritte eine Doppelbeanspruchung grüner Eigenschaften ergeben würde (siehe dazu auch Sakhel et al. 2022a). Eine HKN-Ausstellung für den für die Eigenversorgung erzeugten Strom mit Entwertung zugunsten des Unternehmens, das Strom selbst verbraucht, könnte daher den Nachweis erleichtern, dass keine Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften stattgefunden hat.

Zu beachten ist, dass Unternehmen nach den Leitlinien des GHG Protocols Emissionsquellen in den Scopes 1 und 2 getrennt bilanzieren und in der Berichterstattung ausweisen müssen (WRI und WBCSD 2004). HKN aus nicht-unternehmenseigenen Stromerzeugungsanlagen können in Konformität mit den Klimabilanzierungsregeln daher nur bei der Scope 2-Bilanzierung für eingekauften Strom berücksichtigt werden, nicht für eine „Grünstellung“ eigener Stromerzeugungsanlagen (vgl. z. B. auch RE100 2022a).

Im Rahmen der Revision der EN 16325 wird derzeit die Einführung eines **Informationsfelds zum Verteilungsgrad von Strom** diskutiert, das eine Unterscheidung zwischen HKN für in Netze eingespeisten Strom und Eigenversorgungs-HKN ermöglichen würde (für einen entsprechenden Vorschlag des die Revision begleitenden FaStGO-Projekts siehe Van Stein Callenfels et al. 2020). Kennzeichnungsregeln könnten dementsprechend zwischen verschiedenen Verteilungsgraden unterscheiden. Sofern angenommen wird, dass Eigenversorgungs-HKN nicht zur Kennzeichnung von Stromlieferungen an Dritte nutzbar wären, und umgekehrt keine Netzeinspeisungs-HKN für eine Grünstellung der eigenen Eigenversorgung genutzt werden könnten, würde die Ausstellung und Entwertung von Eigenversorgungs-HKN jedoch keine Auswirkung auf den HKN-Markt haben. Sie stehen daher nicht im Fokus des Gutachtens.

2.2.3 HKN-Entwertung zur Kennzeichnung der Stromverbräuche von Zulieferern (Scope 3)

Ein weiterer möglicher Anwendungsfall für ein UN-ER besteht in der Schaffung einer **HKN-Entwertungsmöglichkeit für Stromverbräuche von Zulieferern**. Unternehmen können an einer solchen Entwertung Interesse haben, um in der eigenen Scope 3-Klimabilanzierung die entlang der Vorkette anfallenden Emissionen von Treibhausgasen (THG) zu senken (Scope 3 stellt dabei eine optionale Berichterstattungskategorie nach dem GHG Protocol dar). Unternehmen nutzen bereits zunehmend die Möglichkeit, Zulieferern die Vorgabe zu machen,

Ökostrom einzusetzen. In diesem Falls sind Zulieferer selbst für die Beschaffung von Ökostrom verantwortlich. Dies setzt jedoch eine gewisse Verhandlungsmacht gegenüber Zulieferern voraus. Auch bei komplexen, insbesondere internationalen Lieferketten kann sich die Beeinflussung von Scope 3-Emissionen für Unternehmen als herausfordernd gestalten.

Eine HKN-Entwertung zur Kennzeichnung der Stromverbräuche von Zulieferern würde allerdings in einer **höheren Komplexität der Kennzeichnung** resultieren, da es schwieriger würde nachzuprüfen, dass durch die HKN-Entwertung einem bestimmten Stromverbrauch bestimmte Eigenschaften zugewiesen werden. Beispielsweise könnten zwei unterschiedliche Eigenschaftsmixe und Emissionsfaktoren für denselben Stromverbrauch ausgewiesen werden: einmal durch den Zulieferer selbst (unter Nutzung der Stromkennzeichnung von Stromlieferanten, zur Verwendung in der Scope 2-Klimabilanzierung des Zulieferers) und einmal durch das belieferte Unternehmen (unter Nutzung des UN-ER, zur Verwendung in dessen Scope 3-Klimabilanzierung). Die Implikationen einer solchen Regelung wären näher zu untersuchen und liegen nicht im Fokus des Gutachtens. Sofern sich Scope 3-Emissionen nicht durch Vorgaben an Zulieferer reduzieren lassen, stellt bisher zudem der kompensatorische Kauf von Emissionsgutschriften auf dem Kohlenstoffmarkt eine Option dar, obgleich aktuell ein erheblicher Paradigmenwechsel stattfindet, wonach Gutschriften von Emissionsminderungen nicht mehr in die Klimabilanz eingerechnet werden sollen und somit keine Erhöhung des Grades von Klimaneutralität begründen sollen.

2.2.4 HKN-Entwertung als „Klima-HKN“ unabhängig von Stromlieferungen oder Stromverbräuchen

Des Weiteren können Vorschläge zur **umfassenderen Erweiterung des Entwertungszwecks** abgegrenzt werden. Hier ist insbesondere die Möglichkeit einer **HKN-Entwertung losgelöst von Stromlieferungen oder Stromverbräuchen** relevant. Im Online-Workshop des Umweltbundesamts zur Entwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) durch Unternehmen vom 06.12.2021 wurde von Green Planet Energy (GPE) als Diskussionsbeitrag das **Konzept von „Klima-HKN“** in die Debatte eingebracht. Hierbei würde ein neuer Entwertungszweck für HKN neben der Stromkennzeichnung eingeführt, für den nur HKN für ungeförderten Strom aus ungeförderten Anlagen zugelassen würden. Stromlieferanten würden diese HKN zusätzlich zu den HKN einkaufen, die zum Nachweis der Ökostromeigenschaft für den an Endkund*innen gelieferten Strom beschafft und entwertet werden. Bei der Entwertung von „Klima-HKN“ würden die erneuerbaren Eigenschaften der zugrunde liegenden Stromerzeugung nicht einem bestimmten Stromverbrauch zugewiesen, sondern sie würden an den bereinigten ENTSO-E-Mix von Deutschland (d. h. den Mix der nicht explizit nachverfolgten Eigenschaften) zurückfallen. Primärer Zweck der HKN-Entwertung wäre hier die Leistung eines zusätzlichen Finanzierungsbeitrags für Erneuerbare-Energien-Anlagen, als freiwilliger Beitrag zur Erreichung des nationalen Klimaschutzzieles.

Das Angebot entsprechender „Klima-HKN“ könnte beispielsweise für ideell motivierte Privatkund*innen von Interesse sein, die bereits ein reines Ökostromprodukt beziehen und hierüber hinaus **freiwillige Finanzierungsbeiträge zum EE-Ausbau** leisten möchten. Inwiefern diese Nachfrage marktrelevant ausfiele, wäre eingehender zu prüfen. Da eine Entwertung von HKN als „Klima-HKN“ prinzipiell durch Stromlieferanten durchgeführt werden könnte und nicht notwendigerweise die Einführung eines HKN-Entwertungsrechts für weitere Unternehmensarten voraussetzt, wird dieser Entwertungsweg im Rahmen dieses Gutachtens nicht näher betrachtet.

2.2.5 HKN-Entwertung für die von Netzbetreibern beschaffte Verlustenergie

Die Beschaffung von Verlustenergie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste stellt für die Klimabilanz von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern einen wesentlichen Einflussfaktor dar. Da auch Netzbetreiber unternehmerische Klimaneutralitätsziele verfolgen und mit entsprechenden Ansprüchen von Stakeholdern konfrontiert sind, besteht daher Interesse, **im Rahmen grüner Beschaffungsverfahren Strom aus EE zum Verlustausgleich einzukaufen** (z. B. 50Hertz et al. 2021a,b; BDEW 2021a). In Deutschland ist eine Entwertung von HKN für Verlustenergie derzeit allerdings nicht vorgesehen (siehe dazu Styles et al. 2021a).

Neben der Beschränkung des Entwertungsrechts auf EVU hängt für Verlustenergielieferanten 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 werden muss. Zwar lassen Definitionen von Letztverbrauchenden in EnWG und EEG grundsätzlich die Interpretation zu, dass der Verlustausgleich unter den Begriff des Letztverbrauchs gefasst werden kann (auch wenn es sich nicht um stromsteuerauslösenden oder energieumlagepflichtigen Letztverbrauch handelt). **Allerdings ist die HKN-Verwendung an die Stromkennzeichnungspflicht geknüpft, der die Lieferung von Verlustenergie nicht unterliegt** (siehe BDEW 2021, S. 48).

Als problematisch erweist sich zudem, dass **gesetzliche Regelungen zur Beschaffung von Verlustenergie durch Netzbetreiber** – insbesondere in der Ausprägung, die sie durch die Bundesnetzagentur erfahren haben – keine Berücksichtigung der ökologischen Qualität der gelieferten Energie zulassen. Dies schließt derzeit Beschaffungskriterien, die auf den Bezug eines grünen Verlustenergieprodukts von Stromlieferanten abzielen, ebenso aus wie den Abschluss von PPAs zwischen Netzbetreibern und EE-Anlagenbetreibern. Da eine HKN-Entwertung für Verlustenergie nicht nur von der Einführung eines UN-ER abhängt, sondern auch von netzregulatorischen Rahmenbedingungen, wird dieser Fall im Gutachten außen vorgelassen.

3 Vorstellung der Untersuchungsmethodik

Mögliche Auswirkungen einer Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen können quantitativer, aber auch qualitativer Natur sein. Zum einen könnten sich Auswirkungen auf die Menge nachgefragter HKN und das HKN-Preisniveau im deutschen und europäischen HKN-Markt ergeben. Zum anderen sind mögliche Veränderungen in der Qualität nachgefragter HKN relevant (z. B. Herkunftsland, Technologie/Energiequelle, Alter der Anlage sowie Förderstatus), die sich wiederum in Veränderungen der Preise in spezifischen Segmenten des HKN-Markts niederschlagen könnten (etwa für ungeforderte Anlagen in Deutschland). Die Frage, inwiefern eine Nachfrageänderung in Bezug auf HKN mit einer besonders hohen, energiewendeförderlichen Qualität zu erwarten ist, ist insbesondere für die Beurteilung der Wirkung der Maßnahme für die Energiewende und den Klimaschutz von Bedeutung.

Um mögliche Auswirkungen auf den HKN-Markt zu quantifizieren, wird im Gutachten eine Szenarienmodellierung durchgeführt. Dies ist notwendig, um den Einfluss einer entsprechenden Änderung im deutschen HKN-Entwertungsrecht von weiteren angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen im HKN-Markt zu isolieren. **Darüber hinaus ist eine Vertiefung der empirischen Wissensgrundlagen zu den Motiven, die Unternehmen mit der Nutzung eines HKN-Entwertungsrechts verbinden, erforderlich,** um mögliche Auswirkungen einer solchen Option beurteilen zu können. Eine zentrale Frage hierbei ist, inwiefern zugrunde liegende Motive aktuell bereits über den Umweg einer HKN-Entwertung durch EVU bedient werden können – auch wenn dies ggf. mit höheren Kosten der HKN-Beschaffung oder Transaktionskosten der Informationsbeschaffung und Gestaltung organisatorischer Prozesse einhergeht. Wenn die Einführung eines UN-ER primär Kostensenkungen und Effizienzgewinne für Unternehmen bei der HKN-Beschaffung verspricht, ist eine Ausweitung der HKN-Nachfrage zwar zu einem gewissen Grad möglich, aber es ist davon auszugehen, dass eine Verlagerung von bisherigen Entwertungsprozessen zur neuen Entwertungsmöglichkeit überwiegt. Zu klären ist insofern, inwiefern sich durch die Einführung eines UN-ER neue, bislang noch nicht bediente Nachfragen nach HKN eröffnen könnten. Ebenfalls von Interesse ist, ob Entwertungsmotive qualitative Veränderungen in der HKN-Nachfrage erwarten lassen, die nicht durch die bisherige HKN-Beschaffungspraxis abgebildet werden können. In diesem Fall wäre eine relevantere Auswirkung auf den HKN-Markt erwartbar.

Empirische Untersuchungen zu Motiven für bzw. Ansprüche an den Bezug von Öko- oder Regionalstrom in Deutschland fokussieren bislang auf den Bereich der Privathaushalte (siehe etwa Schudak und Wallbott 2019; Mundt et al. 2021). Um die empirische Wissenslage zu den Motiven einer HKN-Entwertung durch Unternehmen zu verbessern, werden im Projekt **leitfadengestützte Stakeholderinterviews mit Vertreter*innen von Unternehmen verschiedener Branchen und Verbänden** durchgeführt. Interviewergebnisse fließen in die **Annahmen für die Szenarienmodellierung** ein. Ergänzend werden zudem Expertengespräche mit Vertreter*innen von Issuing Bodies in einer Auswahl von EU-Staaten durchgeführt, in denen eine HKN-Entwertung durch Unternehmen bereits praktiziert wird. Ziel ist hierbei, vertiefte Einsichten in die praktische Nutzung und Ausgestaltung einer solchen Option zu erhalten. Zu beachten ist dabei, dass **Aussagen aus Leitfaden-Interviews primär dem vertieften Verständnis von Entwertungsmotiven und möglichen Nachfrageänderungen am HKN-Markt dienen.** Auf Basis dieser qualitativen Forschungsmethode lassen sich jedoch **keine repräsentativen, auf die Grundgesamtheit der Unternehmen hochrechenbaren Aussagen** treffen. Hierfür wäre eine umfassendere empirische Analyse erforderlich (z. B. ein standardisierter Survey mit breiter Beteiligung von Unternehmen verschiedener Branchen und

Größenklassen). Dies geht jedoch über den Rahmen des Gutachtens mit viermonatiger Projektlaufzeit hinaus.

Eine weitere wichtige Quelle für die Definition von Annahmen sind **Datenrecherchen** zur Entwicklung der Ökostromnachfrage in Unternehmen. Eine wichtige Datengrundlage für den aktuellen Ökostromanteil am Stromverbrauch von Unternehmen stellt die Lieferantenbefragung der Bundesnetzagentur dar, die allerdings nur zwischen Haushaltskund*innen und weiteren Letztverbrauchenden differenziert, worunter z. B. Kund*innen aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen oder der öffentlichen Hand fallen (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2022). Aussagen zum Ökostromanteil bestimmter Branchen oder Unternehmensgrößenklassen lassen sich hieraus nicht ableiten. Zur Abschätzung von Trends werden ergänzend Selbstverpflichtungen von Unternehmen zur Erhöhung des Ökostromanteils oder Reduktion von THG-Emissionen, die im Rahmen der Teilnahme an Initiativen wie RE100 oder der Science Based Target initiative (SBTi) abgegeben werden, ausgewertet, sowie Ergebnisse des Energiewendebareometers der IHK-Organisation (DIHK 2021).¹⁰

Zudem werden Daten zum **Umfang des Stromverbrauchs in Unternehmensgruppen, die für eine Nutzung eines Entwertungsrechts besonders relevant erscheinen**, ausgewertet. Dies bietet eine Basis für die Abschätzung der maximalen Stromnachfrage, die bei einer entsprechenden Öffnung der HKN-Entwertungsmöglichkeiten Relevanz für den HKN-Markt entfalten könnte. In Absprache mit dem Auftraggeber sind hier insbesondere die folgenden Unternehmensgruppen relevant (wobei zu den ersten beiden Kategorien neben gewerblichen Stromverbrauchern auch EVU und Netzbetreiber gehören können):

- ▶ Kapitalgesellschaften, die eine sog. „nichtfinanzielle Erklärung“ nach § 289b Handelsgesetzbuch (HGB) abgeben müssen.
- ▶ Großunternehmen mit einem Jahresumsatz von mind. 50 Mio. € und einer Beschäftigtenzahl von über 250, die durch die neue Corporate Sustainability Reporting Richtlinie ab 2024 unter die nichtfinanzielle Berichtserstattungspflicht fallen werden.
- ▶ Unternehmen mit dem höchsten branchenspezifischen Stromverbrauch – 2019 waren dies die Wirtschaftszweige „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ sowie „Metallerzeugung und -bearbeitung“.
- ▶ Gewerbliche Stromverbraucher, die ihren Strombedarf an der Strombörse decken.

Zu den festzulegenden Grundannahmen gehört zudem die **Ausgestaltung einer Ausstellung von HKN für EEG-Anlagen**. Insbesondere die Behandlung von Bestandsanlagen hat hier einen wichtigen Einfluss auf die angebotsseitige Szenarientwicklung:

- ▶ Stellt der Staat HKN für alle geförderten Anlagen aus und auktioniert diese ohne Rückwirkung auf die anlagenspezifische Vergütung (mit Rückführung von Auktionseinnahmen in den Haushalt)? Wird bei den Auktionen ein Mindestpreis für Gebote gefordert?
- ▶ Oder wird Neu- und Bestandsanlagen (zumindest solchen in der geförderten Direktvermarktung) optional die Beantragung von HKN ermöglicht, hierbei jedoch eine Reduktion des Fördersatzes vorgesehen? Nach RED II (und RED III-Entwurf) bleibt auch bei einer HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen der Marktwert von HKN bei der Förderung zu berücksichtigen. Bei Neuanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, kann von einer

¹⁰ Siehe <https://www.there100.org/>; <https://sciencebasedtargets.org/>.

Einpreisung von erwarteten HKN-Erlösen in Gebote ausgegangen werden. Bei Bestandsanlagen wäre eine Förderkürzung in korrespondierender Höhe Voraussetzung für die HKN-Ausstellung (Kahl und Kahles 2020). Zudem sind Transaktionskosten der HKN-Vermarktung zu beachten, die gerade bei geförderten Kleinanlagen prohibitiv hoch seien können und daher zu einem Verzicht auf eine HKN-Ausstellung führen können (siehe 4.1.3).

Je nach den gewählten Annahmen kann sich die angebotsseitige Wirkung einer HKN-Ausstellung für geförderte EEG-Anlagen stark unterscheiden. **Im Rahmen des Gutachtens wird vereinfachend ein Maximalszenario untersucht, bei dem der Staat HKN für alle geförderten EEG-Anlagen ausstellt und auktioniert**, ohne dass ein Mindestpreis für Gebote vorgegeben wird. Zu beachten ist, dass es sich hierbei um keine Prognose der Auswirkungen einer HKN-Ausstellung für geförderte EEG-Anlagen handelt, sondern um eine Untersuchung maximaler Auswirkungen auf das HKN-Angebot. **Tatsächliche Auswirkungen würden stark von der Ausgestaltung eines solchen Schrittes abhängen.**

Aufbauend auf den Ergebnissen der Szenarienmodellierung, der Marktanalyse und der Stakeholderinterviews und Expertengespräche werden Empfehlungen zum UN-ER für Strom-HKN in Deutschland abgeleitet. Besondere Berücksichtigung finden dabei zu erwartende Nutzenwirkungen für die Energiewende und den Klimaschutz. Im Folgenden werden die methodischen Grundlagen der Stakeholder- und Expertenbefragung sowie die Methodik der Szenarienmodellierung zur Einführung eines UN-ER in Deutschland dargestellt. Einleitend wird die Bedeutung der oben genannten Unternehmensgruppen für die Abschätzung des Umfangs, in dem Unternehmen ein HKN-Entwertungsrecht potenziell nutzen könnten, erläutert.

3.1 Abgrenzung von Unternehmensgruppen, für die ein HKN-Entwertungsrecht besonders relevant erscheint

Es ist zu erwarten, dass die **Nutzung eines HKN-Entwertungsrechts nicht für alle Unternehmen gleichermaßen relevant** ausfällt, da die Teilnahme am HKNR mit Kosten (in Form von Registergebühren) und Aufwand verbunden ist (in Form der Einarbeitung in Registerabläufe, das Vornehmen von Dateneintragen und der Abwicklung von HKN-Transaktionen). Zudem sind bei einer eigenen HKN-Beschaffung durch Unternehmen Transaktionskosten einer Teilnahme am HKN-Markt zu beachten (d. h. Kosten der Informationsbeschaffung sowie Vertragsanbahnung und -abwicklung, inkl. Opportunitätskosten des Zeitaufwands). Dies macht eine Registerbeteiligung und eigene HKN-Beschaffung nur dann lohnend, wenn Unternehmen hiermit einen hinreichenden Zusatznutzen im Vergleich zur Nutzung der Stromkennzeichnung ihres Stromlieferanten verbinden. Außerdem erscheint die Nutzung eines entsprechenden Entwertungsrechts für große oder energieintensive Unternehmen wahrscheinlicher, da hier bei der Abwicklung von HKN-Beschaffungs- und Entwertungsvorgängen Skaleneffekte genutzt werden können.

3.1.1 Bedeutung der nichtfinanziellen Berichterstattungspflicht

Ausgehend von den unter 2.2.1 diskutierten Anwendungsfällen eines UN-ER könnte eine **direkte Teilnahme am HKNR und HKN-Markt insbesondere für Unternehmen lohnend erscheinen, die zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet sind.** Diese umfasst nach § 289c HGB derzeit neben einer Beschreibung des Geschäftsmodells von betroffenen Kapitalgesellschaften Angaben zu Umweltbelangen, Arbeitnehmerbelangen, Sozialbelangen, der

Achtung der Menschenrechte sowie der Bekämpfung von Korruption und Bestechung.¹¹ Unter Umweltbelange fallen etwa Treibhausgasemissionen oder die Nutzung von erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energien (neben z. B. Wasserverbrauch, Luftverschmutzung oder Schutz der biologischen Vielfalt), auch wenn Angaben zu einzelnen Umweltkategorien derzeit nicht verpflichtend sind und in unterschiedlichem Umfang genutzt werden (siehe Lautermann et al. 2021). Berichtspflichten und ein anzunehmendes erhöhtes Interesse von Stakeholdern (z. B. Kund*innen, Kapitalgeber*innen, Vertragspartner*innen in der Lieferkette, sowie der breiteren Öffentlichkeit und Nichtregierungsorganisationen) an der Nachhaltigkeitsberichterstattung entsprechender Unternehmen lassen dennoch die Annahme zu, dass Unternehmen ein überdurchschnittlich hohes Interesse an einem Strombezug aus erneuerbaren Energien und an der Kontrolle der EE-Eigenschaften haben.

Nach geltendem Recht formuliert die **Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung (EU) 2014/95 (NFRD)** Vorgaben, welche Unternehmen europaweit zur Angabe nichtfinanzieller Informationen verpflichten.¹² In Deutschland wurde die NFRD im Jahr 2017 mit dem CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetz (CSR-RUG) in nationales Recht umgesetzt.¹³ Berichtspflichtige Unternehmen müssen demnach beginnend für das Geschäftsjahr 2017 auch Angaben zu nichtfinanziellen Informationen machen. Nach § 289b HGB fallen große Unternehmen nach § 267 Absatz 3 Satz 1 HGB, die jährlich im Schnitt mehr als 500 Mitarbeitende beschäftigen und nach § 264d HGB kapitalmarktorientiert sind, unter die nichtfinanzielle Berichtspflicht. Außerdem müssen auch Versicherungsunternehmen (§ 341a Absatz 1a HGB) sowie Kreditinstitute (§ 340a Absatz 1a HGB) und Genossenschaften (Artikel 10 CSR-RUG), die im Jahresdurchschnitt mehr als 500 Mitarbeitende beschäftigen, eine nichtfinanzielle Erklärung abgeben.

In Deutschland fallen aktuell etwa 500 Unternehmen unter diese Regelung, wobei sich die Grundgesamtheit der berichtspflichtigen Unternehmen nicht eindeutig festlegen lässt, da es keine offizielle Quelle gibt, die die CSR-berichtspflichtigen Unternehmen listet (Lautermann et al. 2021; DSRC 2021).

Seit dem 21. April 2021 liegt der **Vorschlag für eine neue EU-Richtlinie zur Nachhaltigkeitsberichterstattungspflicht für Unternehmen** vor, welche die bestehenden Berichterstattungsanforderungen der NFRD verschärfen soll (**Corporate Sustainability Reporting Directive – CSRD**).¹⁴ Am 30. Juni 2022 einigten sich der Rat und das europäische Parlament auf eine leicht angepasste Fassung dieses Vorschlages zur Verschärfung der Berichterstattungsanforderungen.¹⁵ Diese Verschärfung äußert sich wesentlich in der Ausweitung der Berichtspflicht auf eine größere Gruppe von Unternehmen. Unter der CSRD sollen nun alle großen Unternehmen nichtfinanzielle Angaben machen, d. h. alle Unternehmen die zwei der folgenden Kriterien erfüllen: Beschäftigtenzahl > 250; Bilanzsumme > 20 Mio. Euro; Umsatz im zurückliegenden Geschäftsjahr > 40 Mio. Euro. Des Weiteren wird die Berichterstattungspflicht auf alle kapitalmarktorientierten Unternehmen ausgeweitet, die nicht

¹¹ Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2022 (BGBl. I S. 1146).

¹² Richtlinie (EU) 2014/95 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2013/34 im Hinblick auf die Angabe nichtfinanzieller und die Diversität betreffender Informationen durch bestimmte große Unternehmen und Gruppen.

¹³ Gesetz zur Stärkung der nichtfinanziellen Berichterstattung der Unternehmen in ihren Lage- und Konzernlageberichten (CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetz) vom 11. April 2017.

¹⁴ COM (2021) 189 final. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2013/34/EU, Directive 2004/109/EC, Directive 2006/43/EC and Regulation (EU) No 537/2014, as regards corporate sustainability reporting.

¹⁵ Corporate Sustainability Reporting Directive, politische Einigung zwischen dem Rat und dem Europäischen Parlament vom 30. Juni 2022, URL: <https://www.consilium.europa.eu/media/57644/st10835-xx22.pdf>.

Kleinstunternehmen sind, d. h. auf alle Unternehmen, die zwei der folgenden Kriterien erfüllen: Beschäftigtenzahl > 10; Bilanzsumme > 350.000 Euro; Umsatz im zurückliegenden Geschäftsjahr > 700.000 Euro.

Die Anzahl an CSR-berichtspflichtigen Unternehmen würde somit von aktuell etwa 11.700 Unternehmen in der EU und ca. 500 betroffenen Unternehmen in Deutschland auf **ca. 50.000 Unternehmen in Europa und mehr als 15.000 Unternehmen in Deutschland** ansteigen (BNW 2022).

Laut aktueller Fassung würde diese erstmalig für das Geschäftsjahr 2024 Anwendung finden. Zunächst wären alle Unternehmen betroffen, die auch bereits unter der NFRD berichtspflichtig sind. Für das Geschäftsjahr 2025 würde sich die Berichtspflicht auf alle großen Unternehmen ausweiten. Und mit dem Geschäftsjahr 2026 wird die Berichtspflicht schließlich auf alle kapitalmarktorientierten Unternehmen ausgeweitet (ausgenommen sind Kleinstunternehmen sowie KMU, die im Übergangszeitraum bis 2028 von der Ausnahmeregelung Gebrauch machen). Neben der **Ausweitung der Berichtspflicht in Bezug auf berichtspflichtige Unternehmen sollen mit der CSRD auch eine Auditpflicht sowie detailliertere Berichtsansforderungen eingeführt werden**. Außerdem soll mit den European Sustainability Reporting Standards (ESRS) ein europäischer Berichterstattungsstandard erarbeitet werden. Durch die Zustimmung des Rats und des Europäischen Parlaments wurde die Richtlinie im November 2022 angenommen. 20 Tage nach der Veröffentlichung im Amtsblatt tritt die Richtlinie in Kraft. Dies zieht eine entsprechende Überarbeitung des CSR-RUG nach sich, die Umsetzung in nationales Recht muss innerhalb von 18 Monaten erfolgen. Tabelle 1 fasst die sich ergebenden Änderungen zusammen.

Tabelle 1: Vergleich der nichtfinanziellen Berichterstattung nach NFRD und CSRD

	NFRD	CSRD
Wann?	Geschäftsjahr (GF) 2018	Gilt für GF beginnend am oder nach dem 01.01.2024
Berichtspflichtige Unternehmen	Große Unternehmen nach 2013/34/EU Art. 3 (4) ¹⁶ , auf die folgende Kriterien zutreffen: Zahl der Beschäftigten > 500 Von öffentlichem Interesse: gelistete Unternehmen, Banken, Versicherungen	Zunächst alle Unternehmen die auch unter der NFRD berichtspflichtig sind. Ab GF 2025: Alle großen Unternehmen nach 2013/34/EU Art. 3 (4), d.h. auf die zwei der folgenden Kriterien zutreffen: Zahl der Beschäftigten > 250 Umsatz > 40 Mio. Euro Bilanzsumme > 20 Mio. Euro Ab GF 2026: Unternehmen von öffentlichem Interesse, die keine Kleinstunternehmen sind, also zwei der folgenden Kriterien zutreffen:

¹⁶ Richtlinie 2013/34/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2013 über den Jahresabschluss, den konsolidierten Abschluss und damit verbundene Berichte von Unternehmen bestimmter Rechtsformen und zur Änderung der Richtlinie 2006/43/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinien 78/660/EWG und 83/349/EWG des Rates.

	NFRD	CSRD
		Zahl der Beschäftigten > 10 Umsatz > 700.000 Euro Bilanzsumme > 350.000 Euro
Anzahl der betroffenen Unternehmen	EU: ca. 12.000 DE: knapp 500	EU: ca. 50.000 DE: ca. 15.000
Welchen Umfang haben die Meldepflichten	Umweltschutz Soziale Verantwortung und Umgang mit Menschen Anti-Korruption und Bestechung Diversität in Unternehmensvorständen	Zusätzliche Berichtspflichten: Double Materiality Weitere zukunftsgerichtete Informationen einschl. Zielvorgaben und Fortschritte Information zu immateriellen Vermögenswerten
Auditpflicht	Nein	Ja
Standards	Nachhaltigkeitsstandard wählbar, e.g. GRI, Nachhaltigkeitskodex etc.	ESRS – European Sustainability Reporting Standards

Quelle: Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung (EU) 2014/95 (NFRD); abgestimmter Vorschlag zur CSRD vom 30. Juni 2022.

3.1.2 Weitere relevante Unternehmenskategorien

Ein Interesse an einer erhöhten Kontrolle über die Eigenschaften beschafften Ökostroms kann auch für Unternehmen unterstellt werden, deren Geschäftstätigkeit eine **hohe Energieintensität** aufweist. Den höchsten branchenspezifischen Stromverbrauch wiesen 2019 dabei die Wirtschaftszweige „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ sowie „Metallerzeugung und -bearbeitung“ auf (Statistisches Bundesamt 2022).

Weitere mögliche Unternehmensgruppen, für die ein HKN-Entwertungsrecht von Interesse sein könnte, sind **Netzbetreiber** (siehe 2.2.5), sowie potenziell auch **Speicherbetreiber**, die Speicherverluste klimaneutral stellen möchten. Zudem könnten **Betreiber von Power-to-X-Anlagen** eine relevante Nutzergruppe darstellen, sofern Strom-HKN einen Bestandteil der sektorenübergreifenden Nachverfolgung grüner Eigenschaften bilden: So könnten beispielsweise bei der Entwertung von Strom-HKN für Strom, der in Konversionsanlagen wie Elektrolyseuren oder Power-to-Heat-Anlagen eingesetzt wird, grüne Eigenschaften an auszustellende Wasserstoff- oder Wärme-HKN „weitervererbt“ werden (vgl. Verwimp et al. 2020, S. 35 ff.). Dabei sind ggf. weitere Anforderungen zu beachten (z. B. das Vorliegen von PPAs und weiteren Voraussetzungen für eine Anrechenbarkeit grünen Wasserstoffs auf Ziele der Erneuerbare-Energien-Richtlinie).¹⁷

Der mögliche Umfang von Stromverbräuchen in den entsprechenden Unternehmensgruppen wird in Kapitel 5.2 auf Basis von Datenrecherchen abgeschätzt.

3.2 Ausgestaltung der Stakeholder- und Experteninterviews

Im Folgenden wird die methodische Ausgestaltung der Stakeholderinterviews mit Verbänden und Unternehmen sowie der Experteninterviews mit Vertreter*innen von Issuing Bodies dargestellt.

¹⁷ Siehe Draft Commission Delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, Ref. Ares(2022)3836651 - 20/05/2022.

3.2.1 Stakeholderinterviews mit Verbänden und Unternehmen

Ziel der Stakeholderinterviews ist es, die Motive einer HKN-Entwertung durch Unternehmen besser zu verstehen. Die Ergebnisse fließen in die Annahmen für die Szenarienmodellierung ein (siehe Kap. 5 und 6), aber auch in die Beantwortung der übergeordneten Frage, welche Wirkung ein UN-ER für Strom-HKN auf die Energiewende und den Klimaschutz haben könnte (siehe Kap. 7). Stakeholderinterviews wurden mit sechzehn Unternehmen aus den Bereichen Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) durchgeführt, sowie mit drei Verbänden bzw. Kammern, die branchenübergreifend industrielle und gewerbliche Stromverbraucher repräsentieren: mit dem Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) sowie dem Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA), dessen Fokus auf Unternehmen der mittelständischen Wirtschaft und des öffentlichen Sektors liegt.

Gespräche wurden als **qualitative Leitfadenterviews** ausgestaltet und als Online-Termine von maximal 60 Minuten durchgeführt. Im Fokus der Interviews standen Erfahrungen, die Unternehmen bzw. Verbände mit der Beschaffung und Kennzeichnung von Strom aus erneuerbaren Energien gemacht haben, sowie Einschätzungen zu der Option eines UN-ER für Strom-HKN. Der Interviewleitfaden, der insbesondere in Bezug auf Rückfragen an den jeweiligen Gesprächsverlauf angepasst wurde, ist im Anhang zu finden.

Zur **Auswahl von Interviewpartner*innen** wurden schwerpunktmäßig Unternehmen angefragt, von denen u. a. durch vergangene Teilnahmen an Veranstaltungen zum HKN-System bekannt war, dass ein Interesse am Thema Ökostrombeschaffung besteht (wenngleich mit wenigen Ausnahmen Positionen zum Thema HKN-Entwertungsrecht vor Durchführung der Interviews unbekannt waren). Zudem wurden ausgewählte Stromverbraucher-Verbände nach Unternehmensvorschlägen gefragt. Ergänzend wurden Mitgliedsunternehmen der Initiativen RE100 und SBTi mit Firmenhauptsitz in Deutschland recherchiert (RE100 2022b,c; SBTi 2022a,b). Da Mitgliedsunternehmen Selbstverpflichtungen zu Zielen für EE-Strombeschaffung und/oder Scope 2-Emissionsreduktionen formulieren, kann auch hier von einem Interesse am Thema und Vorkenntnissen zum HKN-Markt ausgegangen werden. Der Fokus von Interviewanfragen lag hier auf den Bereichen Handel und Dienstleistungen, da aus der eingangs genannten Identifizierung von Interviewkontakten ein Fokus auf Industrieunternehmen resultierte (konkrete, zur Interviewteilnahme angefragte RE100- und SBTi-Unternehmen der genannten Bereiche wurden dabei zufällig ausgewählt).

Zu beachten ist, dass sich durch die Anfrage von Unternehmen, die ein aktives Interesse am HKN-Thema demonstrieren bzw. an den RE100- und SBTi-Initiativen teilnehmen, ein **Bias in der Auswahl von Interviewpartner*innen** ergibt. Bei einer reinen Zufallsauswahl unter gewerblichen Stromverbrauchern in Deutschland ist davon auszugehen, dass ein relevanter Teil der Interviewpartner*innen keine vorgefertigte Meinung zum Thema hätte bzw. zunächst zu den Themen HKN, dem Zusammenhang von Stromkennzeichnung und Klimabilanzierung und der Bedeutung eines UN-ER aufgeklärt werden müsste. Dies wäre nicht zielführend für vergleichsweise kurze Interviews, deren Ziel ist, mögliche Motive und Auswirkungen der Nutzung eines UN-ER besser zu verstehen. **Ein entsprechender Bias in der Unternehmensauswahl lässt sich daher nicht vermeiden, ist aber bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.**

3.2.2 Experteninterviews zur HKN-Entwertungspraxis in anderen EU-Staaten

Ziel der Experteninterviews mit für die HKN-Ausstellung und -Entwertung zuständigen Stellen ist es, vertiefte Einsichten in die praktische Nutzung und Ausgestaltung einer solchen Option zu erhalten. Auf Basis einer Analyse der EECS-Domänen-Protokolle der verschiedenen HKN-Register der AIB (siehe 4.2) wurde eine kleine Auswahl der Registerbetreiber für ein vertiefendes Experteninterview angefragt.

Zur **Auswahl der kontaktierten HKN-Ausstellungsstellen** wurde zunächst geprüft, in welchen HKN-Registern ein Entwertungsrecht, das von Unternehmen genutzt werden kann, vorliegt. Eine weitere Auswahl wurde anhand der quantitativen Bedeutung von HKN-Ausstellungen und -Entwertungen im jeweiligen Register für den europäischen und deutschen HKN-Markt durchgeführt.

Auf Basis der genannten Kriterien wurden **Experteninterviews mit den zur Ausstellung von HKN autorisierten Stellen** („Issuing Bodies“) von Portugal, Finnland, Schweden und Norwegen sowie der Niederlande durchgeführt (siehe 4.2). Der Interviewleitfaden, der jeweils an besondere nationale Charakteristika der HKN-Systeme angepasst wurde, ist im Anhang enthalten. Zur Ergänzung der Recherche in EECS-Domänen-Protokollen wurde zudem ein Expertengespräch mit dem EE-Portfoliomanagement- und Beratungsunternehmen Ecohz durchgeführt, mit Fokus auf Erfahrungen mit HKN-Entwertungsrechten aus einer gesamteuropäischen Marktperspektive.

3.3 Methodik der Szenarienmodellierung

Ergebnisse der HKN-Marktanalyse, der Stakeholderinterviews und Datenrecherchen fließen in die Definition von **Annahmen für die Szenarienmodellierung** ein. Auf dieser Basis wird hergeleitet, wie und in welchem Umfang die Anpassung der Entwertungsmöglichkeiten die Nachfrage nach HKN in zeitlicher, qualitativer und mengenmäßiger Hinsicht verändern könnte. Daraus werden für die **Modellierung nachfrageseitige Szenarien abgeleitet, welche den möglichen Effekt einer Anpassung der Entwertungsmöglichkeiten abbilden**. Zum Vergleich wird ebenfalls ein **Basisszenario** definiert, welches die erwartete Entwicklung ohne regulatorische Veränderungen, wie beispielsweise der Einführung eines UN-ER, ggü. dem Status quo abbildet. Die Modellierung erfolgt jahresscharf bis zum Zieljahr 2030.

Für die Berechnung der Szenarien kommt bei enervis das **EECS Preisprognosemodell für Herkunftsnachweise** zum Einsatz. Dieses Modell wurde von enervis in den Jahren 2019/2020 entwickelt und wird seitdem ständig weiterentwickelt. Es wird für die Prognose von jahresscharfen Herkunftsnachweispreisen (€/MWh) für die Mitgliedsländer des EECS und verschiedene Technologien (i. W. Wind, Photovoltaik (PV), Wasserkraft) eingesetzt. Nutzende des Modells sind vor allem Marktakteure wie beispielsweise Energieversorgungsunternehmen, Projektentwickler und Banken sowie große industrielle Stromabnehmer.

Im Rahmen des hier vorliegenden Projektes werden **vier HKN-Marktszenarien** untersucht, die sich in Bezug auf die Annahmen zu Angebot und Nachfrage unterscheiden.

Die beiden **angebotsseitigen Szenarien** betrachten folgende Varianten:

- ▶ HKN-Angebot unter Beibehalt des Doppelvermarktungsverbotes (Basisfall)
- ▶ HKN-Angebot bei Entfall des Doppelvermarktungsverbotes (steigende Angebotsmenge ggü. Basisfall)

Die beiden **nachfrageseitigen Szenarien** betrachten folgende Varianten:

- ▶ HKN-Nachfrage ohne Veränderung der Entwertungsoptionen (Basisfall, nur EVU entwerten)
- ▶ HKN-Nachfrage mit Ausweitung der Entwertungsoptionen (auch Unternehmen entwerten)

Es werden somit im vorliegenden Bericht vier Szenarien mit dem HKN-Modell von enervis untersucht, die sich im Hinblick auf die HKN-Herausgabe (Szenarien A/B) und die zu untersuchenden Einflüsse einer Erweiterung der Entwertungsoptionen für Unternehmen im Zusammenspiel mit der Herausgabe von HKN (Szenarien 1/2) unterscheiden.

Tabelle 2: Überblick angebots- und nachfrageseitiger Szenarien

Szenario	HKN-Herausgabe (Angebot)	HKN-Entwertung (Nachfrage)
Szenario A1	Angebotsentwicklung A unter <i>Beibehalt</i> des Doppelvermarktungsverbotes	HKN-Nachfrageentwicklung 1 entspricht <i>Basisannahme</i> des enervis HKN-Modells
Szenario A2	Angebotsentwicklung A unter <i>Beibehalt</i> des Doppelvermarktungsverbotes	<i>Angepasste</i> (erhöhte) HKN-Nachfrageentwicklung 2 durch neue Entwertungsoption für Unternehmen
Szenario B1	Angebotsentwicklung B bei <i>Entfall</i> des Doppelvermarktungsverbotes	HKN-Nachfrageentwicklung 1 entspricht <i>Basisannahme</i> des enervis HKN-Modells
Szenario B2	Angebotsentwicklung B bei <i>Entfall</i> des Doppelvermarktungsverbotes	<i>Angepasste</i> (erhöhte) HKN-Nachfrageentwicklung 2 durch neue Entwertungsoption für Unternehmen

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Szenario A1 entspricht dem aktuellen Stand der Angebots- und Nachfragesituation und ist damit das Referenzszenario. Pro Szenario werden sodann mit dem HKN-Modell die Mengeneffekte (HKN-Angebotsmenge und HKN-Nachfragemenge) und Preiseffekte (mittlerer HKN-Preis und technologiespezifische HKN-Preise) berechnet. Die Ergebnisse werden jahresscharf für den Zeitraum 2023 bis 2030 (Zieljahr) berechnet. Die getroffenen Annahmen werden eingehender in den Kapiteln 5 und 6 dargestellt.

4 Status quo des europäischen und deutschen HKN-Markts

Im Folgenden wird eine Analyse des europäischen und deutschen HKN-Marktes mit einer vertiefenden Betrachtung der HKN-Entwertungspraxis in AIB-Mitgliedsländern kombiniert. Diese Analysen liefern den notwendigen **Kontext, um die Relevanz einer möglichen Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen in Deutschland und einer möglichen HKN-Ausstellung für EEG-Anlagen einzuordnen.**

4.1 Analyse von angebots- und nachfrageseitigen Marktentwicklungen

Angesichts des hohen und jährlich steigenden Umfangs von HKN-Entwertungen in Deutschland sowie erheblicher EEG-Stromerzeugungsmengen, für die bislang keine HKN ausgestellt werden, haben Veränderungen des HKN-Angebots bzw. der HKN-Nachfrage in Deutschland eine hohe Relevanz für den europäischen HKN-Markt. Ebenso beeinflussen Veränderungen und Trends in anderen Mitgliedsstaaten die Verfügbarkeit und Preise von HKN in Deutschland. Im folgenden Abschnitt wird daher ein **Überblick über die Entwicklung von Angebot und Nachfrage für HKN aus erneuerbaren Energiequellen** gegeben (HKN für nicht-erneuerbare Energiequellen, die etwa in Ländern mit verpflichtender oder freiwilliger Vollkennzeichnung ausgestellt werden, sind dabei nicht in der Auswertung enthalten). Außerdem werden wichtige **angebots- wie nachfrageseitige Trends zusammengefasst.**

Datengrundlage der Marktanalyse bildet die Aktivitätsstatistik der AIB, in der die Datenmeldungen der HKN-Ausstellungsstellen der Mitgliedsstaaten bzw. -regionen gesammelt werden (siehe AIB 2022b). Dargestellt werden sowohl Ergebnisse der AIB-Produktionsstatistik als auch der AIB-Transaktionsstatistik. **Die Produktionsstatistik bildet die Strommengen, für die in einem bestimmten Jahr HKN ausgestellt wurden, ab**, und ermöglicht so einen Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Stromkennzeichnungsjahren sowie einen Vergleich mit gesamten Stromerzeugungsmengen aus EE in einem bestimmten Jahr. Da HKN nach Art. 19 Abs. 3 RED II und § 34 HkRNDV über eine max. 18-monatige Lebensdauer verfügen und die Stromkennzeichnung für ein Kalenderjahr erst im Folgejahr erstellt wird, sind Daten zu entwerteten HKN eines bestimmten Jahrgangs jedoch erst mit einem gewissen Zeitverzug verfügbar (vor Implementierung der RED II im Sommer 2021 galt dabei eine 12-monatige Lebensdauer). Zudem wird das Produktionsjahr entwerteter HKN aktuell noch nicht von allen Registern erfasst (AIB 2022c). **Die Transaktionsstatistik bildet den Zeitpunkt von HKN-Ausstellung und Entwertungen ab und ermöglicht so Markteinblicke mit höherer Aktualität.** Zudem umfasst sie Daten zu Import- und Exportvorgängen. Beide Statistiken ergänzen sich somit.

Zu beachten ist, dass die **Mitgliedschaft im EECS-Regelsystem der AIB** aufgrund der hiermit verbundenen Harmonisierung der HKN-Systeme und der Bereitstellung des AIB-Hubs für Transfers zwischen Registern den HKN-Handel in der EU zwar vereinfacht, jedoch **keine notwendige oder hinreichende Bedingung für eine Anerkennung von HKN in der EU** darstellt. Beispielsweise sind die Schweiz sowie Serbien, Montenegro und Bosnien und Herzegowina Mitglieder der AIB, nicht jedoch der EU oder des europäischen Wirtschaftsraums. Nach Art. 19 Abs. 11 RED II ist für die Anerkennung von HKN aus Drittländern Voraussetzung, dass zwischen dem entsprechenden Drittland und der EU ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von HKN geschlossen wurde und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird. Aus diesem Grund werden etwa Schweizer HKN seit 2021 nicht länger in der EU anerkannt (RECS 2021a).¹⁸ Die EU-Mitglieder Polen, Rumänien, Malta und Bulgarien sind hingegen keine AIB-

¹⁸ Dies gilt auch für HKN aus dem Vereinigten Königreich, das mit dem Brexit 2020 aus der EU ausgeschieden ist. Eine AIB-Mitgliedschaft bestand auch zuvor nicht.

Mitglieder, sodass nationale HKN-Statistiken nicht in den AIB-Daten erfasst werden (Bulgarien hat sich allerdings um die Mitgliedschaft beworben). Für den deutschen HKN-Markt sind darüber hinaus die Ergebnisse nationaler Anerkennungsprüfungen zu beachten (Umweltbundesamt 2022b).

Insbesondere HKN aus Nicht-AIB-Ländern der EU sind für den deutschen HKN-Markt aufgrund des Fehlens eines zentralen Registerhubs und dem geringeren Harmonisierungsgrad der HKN-Systeme weniger relevant, könnten aber **zukünftig weitere Angebots- und Nachfragemengen in den europäischen HKN-Handel** bringen. Auch EE-Erzeugungsmengen, für die bislang keine HKN ausgestellt bzw. beantragt wurden, bilden eine „**stille Reserve**“ für den HKN-Markt, die bei einem steigenden Marktwert von HKN ggf. gehoben werden könnte. Ergänzend wird daher auch die HKN-Ausstellung in EU-Mitgliedsstaaten, die aktuell keine AIB-Mitglieder sind, ausgewertet. Zudem wird ein Vergleich zwischen EE-Erzeugungsmengen und HKN-Ausstellung in AIB-Mitgliedsländern, die der EU oder der Europäischen Freihandelsassoziation EFTA angehören, sowie weiteren EU-Mitgliedsländern vorgenommen.

4.1.1 Entwicklung von HKN-Angebot und Nachfrage im EECS-Markt

Der europäische HKN-Markt hat sich im Laufe des letzten Jahrzehnts zu einem wichtigen Handelsplatz für die grünen Eigenschaften von Strom entwickelt. 2021 wurden in den Mitgliedsländern der AIB für eine EE-Stromproduktion von 747,3 TWh HKN ausgestellt, die mit dem EECS-Regelsystem kompatibel waren (siehe Abbildung 1; AIB 2022b).¹⁹ Dem steht mit Entwertungen im Umfang von 710,1 TWh im Jahr 2021 eine zunehmende Nachfrage nach HKN entgegen. **Nachdem der europäische HKN-Markt in der Vergangenheit strukturell durch ein Überangebot gekennzeichnet war, zeichnet sich in den letzten Jahren eine bessere Balance von Angebot und Nachfrage ab** (AIB 2021a; RECS 2021b).

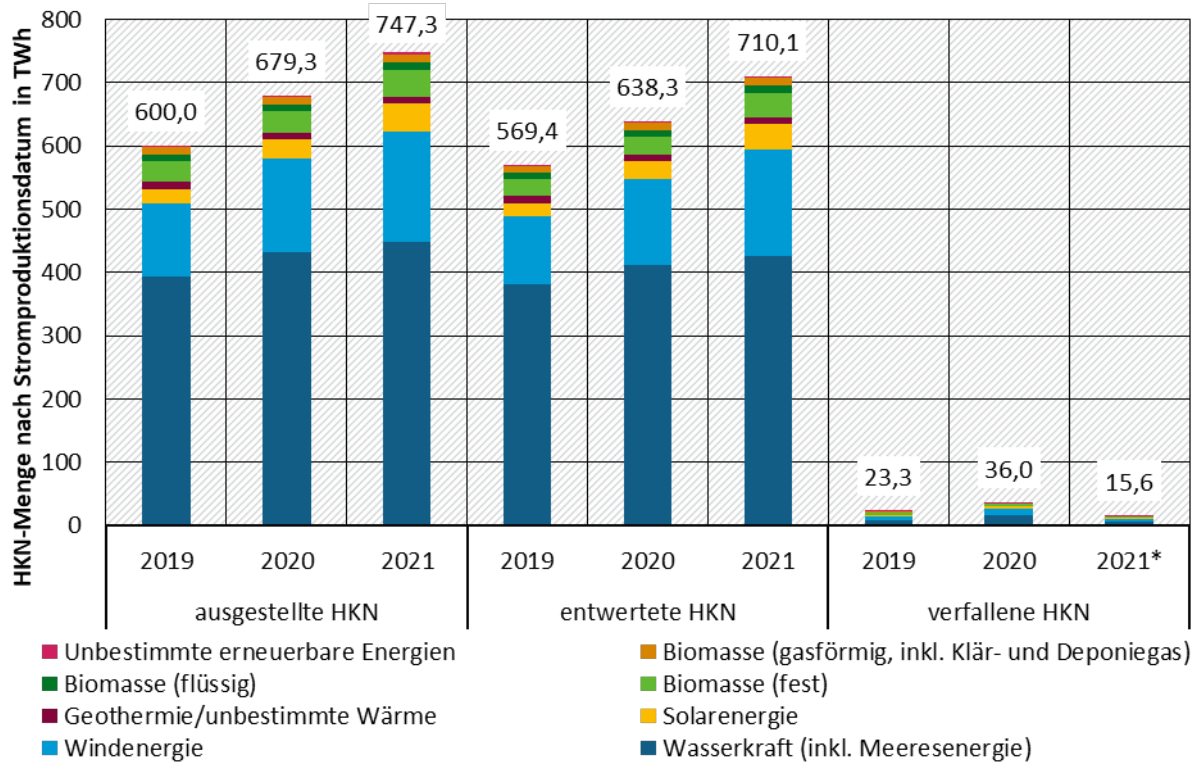
Die Menge der EE-Stromerzeugung, für die EECS-HKN ausgestellt wurden, stieg zwischen 2019 und 2021 deutlich – um ein Viertel – an. Die **Ausweitung des HKN-Angebots im EECS-Segment** ergibt sich aus steigenden EE-Stromerzeugungsmengen, aber auch aus einer vermehrten Auktionierung von HKN für staatlich geförderte Stromerzeugung (vgl. David und Feng 2019) und Zugängen bei den AIB-Mitgliedschaften mit entsprechenden Datenverfügbarkeiten. So sind für Portugal, Lettland, die Slowakei und Serbien erst ab 2020 in nennenswertem Umfang HKN-Ausstellungen in der AIB-Statistik enthalten, für Litauen ab 2021 und Ungarn ab 2022 (vgl. AIB 2022b). **Mit neuen AIB-Mitgliedern tritt dabei auch zusätzliche Nachfrage in den HKN-Markt ein.** Für das Stromkennzeichnungsjahr 2021 wurden in den AIB-Mitgliedsländern 11 % mehr EECS-HKN entwertet als 2020, der Anstieg beim Angebot an EECS-HKN mit dem entsprechenden Jahrgang fiel ähnlich hoch aus (10 %).

Beim Vergleich von Angebot und Nachfrage ist zu beachten, dass auch Import- und Exportvorgänge mit Nicht-AIB-Ländern stattfinden können, und, wie oben beschrieben, noch nicht alle Länder das Stromproduktionsjahr bei Entwertungen erfassen. Zwischen den SKZ-Jahren 2019 und 2020 sank der **Umfang der HKN-Mengen mit entsprechend ungeklärtem Verbleib** allerdings von 7,3 TWh auf 5 TWh, was auf eine Konsolidierung der Datengrundlage durch die erweiterten AIB-Mitgliedschaften hindeutet. Für das SKZ-Jahr 2020 wurde demnach der Verbleib von nur 0,7 % der HKN-Mengen statistisch nicht erfasst. 94,0 % der ausgestellten HKN mit Stromproduktionsjahr 2020 wurden entwertet und 5,3 % als verfallen gekennzeichnet. Für das Jahr 2021 sind Daten zu verfallenen HKN noch nicht vollständig, da HKN für das

¹⁹ AIB-Mitglieder sind mit Stand 2022 Belgien (Flandern, Wallonie, Brüssel, Föderale Ebene), Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland und Nordirland, 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.

Stromproduktionsjahr 2021 aufgrund der 18-monatigen Lebensdauer von HKN noch im Jahr 2023 verfallen können. Daten zu Entwertungen für 2021 dürften aufgrund gesetzlicher Stromkennzeichnungsfristen mit Stand November 2022 hingegen weitgehend vollständig sein.

Abbildung 1: Ausstellung, Entwertung und Verfall von EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in AIB-Mitgliedsländern (in TWh, nach Jahr der Stromproduktion)



*vorläufige Zahlen, Stand: November 2022. Daten für den HKN-Verfall in 2021 sind noch nicht final, da HKN für das Stromproduktionsjahr 2021 aufgrund der 18-monatigen Lebensdauer von HKN teils noch im Jahr 2023 verfallen können. Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2022b, Activity statistics (Annual Fuel-Level 2), Stand November 2022.

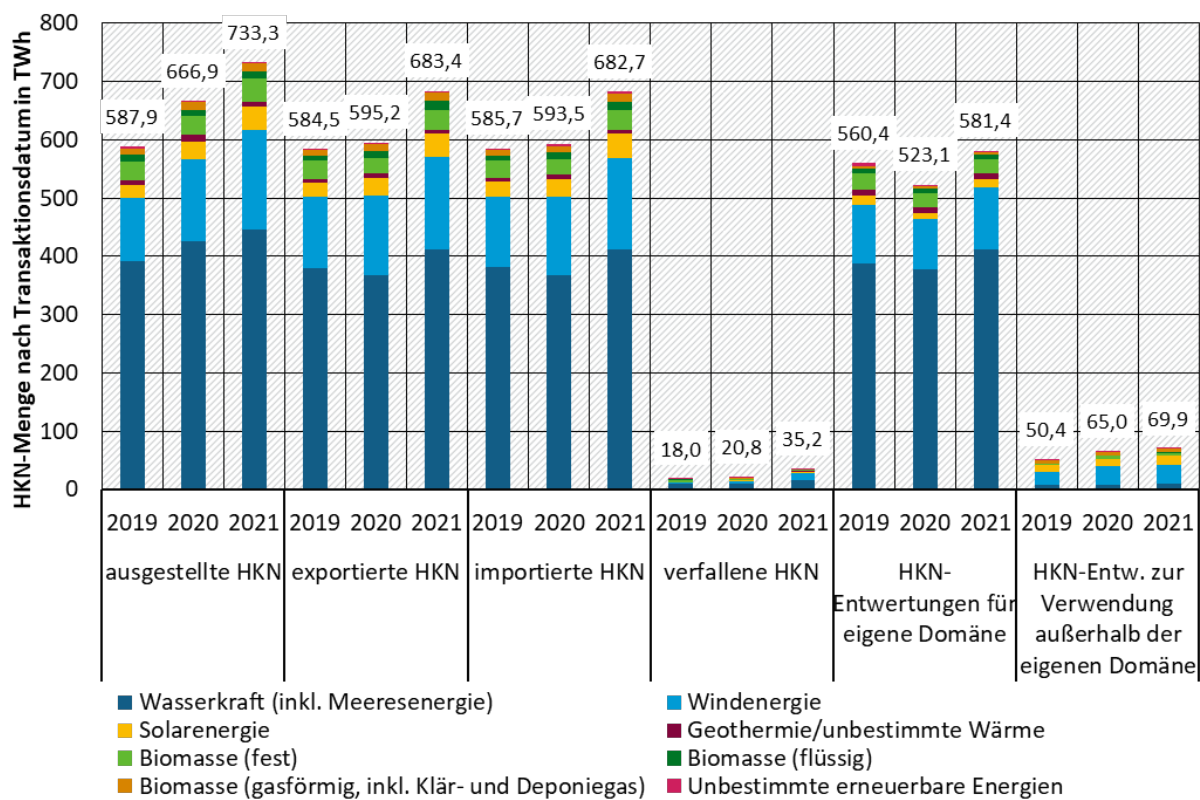
Hinsichtlich der **Energiequellen, für die HKN ausgestellt werden**, dominiert im EECS-HKN-Markt die Wasserkraft – allerdings gehen Anteile an der HKN-Ausstellung und Entwertung zurück (siehe Tabelle 3). Stattdessen steigt der Anteil von Wind-HKN und – ausgehend von einem deutlich niedrigeren Niveau – Solarenergie-HKN.

Tabelle 3: Anteile verschiedener erneuerbarer Energiequellen an HKN-Ausstellung und -Entwertung im EECS-Markt (in Prozent, nach Jahr der Stromproduktion)

Erneuerbare Energiequelle	Anteil an HKN-Ausstellung			Anteil an HKN-Entwertung		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Wasserkraft	65,6%	63,7%	60,0%	66,9%	64,5%	60,1%
Windenergie	19,3%	21,5%	23,4%	19,1%	21,2%	23,5%
Solarenergie	3,7%	4,6%	5,8%	3,5%	4,4%	5,7%
Geothermie/ unbestimmte Wärme	1,9%	1,6%	1,5%	1,9%	1,7%	1,5%
Biomasse (fest)	5,5%	4,9%	5,6%	4,8%	4,6%	5,4%
Biomasse (flüssig)	1,7%	1,5%	1,5%	1,6%	1,5%	1,5%
Biomasse (gasförmig)	2,0%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%
Unbestimmte EE	0,4%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%	0,3%

Quelle: auf Basis der Daten von AIB 2022b, Activity statistics (Annual Fuel-Level 2), Stand November 2022.

Abbildung 2 zeigt ergänzend auf, wie sich die **Transaktionsmengen von HKN-Ausstellung, -Entwertung und -Verfall** im Jahresverlauf entwickeln. In 2021 beantragte HKN-Ausstellungen können sich dabei noch auf Stromproduktionszeiträume, die ganz oder teilweise in 2020 gelegen haben, beziehen. Auch in 2021 durchgeführte Entwertungen können sich auf das SKZ-Jahr 2020 beziehen (da z. B. in Deutschland die SKZ für ein Kalenderjahr erst zum 1. November des Folgejahres veröffentlicht werden muss, siehe 2.1). Die Transaktionsstatistik zeigt die **bedeutende Rolle des HKN-Handels zwischen AIB-Mitgliedsländern** auf, wobei auch unterschiedliche Qualitäten von HKN im- und exportiert werden. Norwegen ist der größte Exporteur im EECS-HKN-Markt, 2021 folgten mit Abstand Schweden, Italien und Frankreich (AIB 2022d). Norwegen importierte ebenfalls in großem Umfang HKN, wobei zu beachten ist, dass das norwegische Register NECS von HKN-Händlern teils als Aufbewahrungsort für HKN genutzt wird, u. a. aufgrund niedriger Transaktionskosten (vgl. Greenfact 2021a). Weitere Hauptimporteure von HKN waren im Jahr 2021 Deutschland, die Niederlande und die weiteren Nordischen Staaten (AIB 2022d). Abbildung 2 zeigt außerdem, dass ca. 90 % der HKN-Entwertungen für die eigene Domäne der HKN-Register durchgeführt wurden. In einigen EECS-HKN-Systemen sind auch Entwertungen zur Verwendung außerhalb der eigenen Domäne möglich. Für 2021 wies die AIB-Statistik für EE-HKN insgesamt Ex-Domänen-Entwertungen in Höhe von 69,9 TWh aus (wobei 68,2 TWh der Ex-Domänen-Entwertungen auf Norwegen entfielen, vgl. AIB 2022b).

Abbildung 2: Transaktionen, inkl. Im- und Exporte, mit EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in AIB-Mitgliedsländern (in TWh, nach Transaktionsdatum)

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2022b, Activity statistics (Annual Fuel-Level 2), Stand November 2022.

Im **nationalen Vergleich** stellten nach Angaben der AIB (2022c) Norwegen, Italien, Schweden und die Niederlande im Jahr 2021 die meisten EECS-HKN aus (inkl. HKN für nicht-erneuerbare Energiequellen). Die mengenmäßig wichtigsten Nachfrager sind Deutschland, die Niederlande, Norwegen und Italien. Auch Spanien gehört zu den mengenmäßig relevanten HKN-Ausstellern und -Entwertern – da bei einem Export von HKN allerdings der Förderanspruch für die EE-Stromerzeugung entfällt, zählen entsprechende „nationale“ HKN für geförderte Stromerzeugung nicht mehr als EECS-HKN und werden in den Jahren ab 2020 nicht mehr von der AIB-Statistik erfasst (vgl. AIB 2022b).

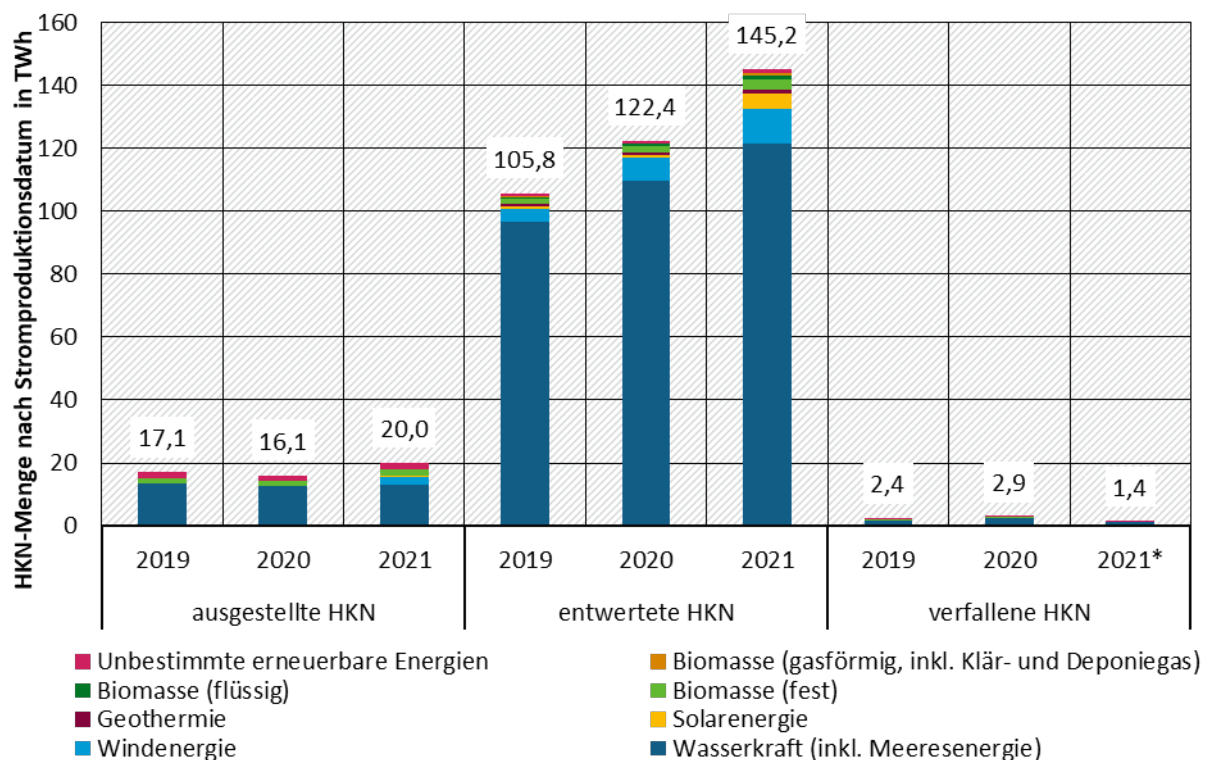
4.1.2 Entwicklung von HKN-Angebot und Nachfrage in Deutschland

Deutschland ist einer der wichtigsten Nachfrager auf dem HKN-Markt, mit den höchsten Netto-HKN-Importen unter den AIB-Mitgliedern (gefolgt, mit einigem Abstand, von den Niederlanden, siehe AIB 2022d). Für das Stromkennzeichnungsjahr 2021 wurden in Deutschland 145,2 TWh an EECS-HKN entwertet, was 20,5 % der Nachfrage nach EECS-HKN für EE mit dem Jahrgang 2021 ausmachte (vgl. AIB 2022b, Abbildung 3). **Der Anteil in Deutschland ausgestellter HKN am EECS-Angebot ist derzeit hingegen vergleichsweise gering:** Die HKN-Ausstellung für 2021 erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien belief sich auf 20,0 TWh, was 2,7 % des EECS-Angebots an EE-HKN mit Jahrgang 2021 ausmachte. Der Grund für niedrige HKN-Ausstellungsmengen liegt im Doppelvermarktungsverbot von EEG-geförderten Strommengen, bei dem die grünen Eigenschaften der EEG-geförderten Stromproduktion den EEG-Umlagezahler*innen zugeordnet werden (bzw. künftig, nach Abschaffung der EEG-Umlage, allen Stromkund*innen).

Für 2021 ist ein Anstieg bei der HKN-Ausstellung für nicht-geförderte Strommengen auf 20 TWh zu verzeichnen. Im Vergleich zu 16,1 TWh im Jahr 2020 entspricht dies einem Anstieg um 24 %. Dies lässt sich dadurch erklären, dass zunehmend Anlagen nach Ablauf ihrer 20-jährigen Förderdauer aus der EEG-Förderung ausscheiden. Zudem wird es angesichts hoher Strompreisniveaus (vgl. Çam et al. 2022) für Anlagenbetreiber lohnender, zeitweise in die ungeförderte, sonstige Direktvermarktung zu wechseln und statt der Inanspruchnahme der Marktprämie eine HKN-Ausstellung zu beantragen. In den kommenden Jahren ist zu erwarten, dass zunehmend vor allem PV-Freiflächenanlagen und ab 2024 Offshore-Windparks in Betrieb genommen werden, die ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung vermarktet werden (vgl. r2b energy consulting 2021). Im Vergleich zu Entwertungen in Deutschland bleibt das inländische HKN-Angebot aus ungeförderten EE-Anlagen dennoch auf absehbare Zeit gering (siehe Sakhel et al. 2022a).

Der Umfang an Entwertungen stieg in Deutschland zwischen 2020 und 2021 um 19 %. Entsprechend lässt sich ein weiterer **Anstieg der HKN-Nachfrage** feststellen.

Abbildung 3: Ausstellung, Entwertung und Verfall von EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in Deutschland (in TWh, nach Jahr der Stromproduktion)



*vorläufige Zahlen, Stand: November 2022. Daten für den HKN-Verfall in 2021 sind noch nicht final, da HKN für das Stromproduktionsjahr 2021 aufgrund der 18-monatigen Lebensdauer von HKN noch im Jahr 2023 verfallen können. Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2022b, Activity statistics (Annual Fuel-Level 2), Stand November 2022.

Hinsichtlich der **eingesetzten Energiequellen** dominiert bei den in Deutschland ausgestellten HKN für ungeförderten EE-Strom Wasserkraft (insbesondere aus Laufwasserkraftwerken). 2021 hatte sie an den HKN-Ausstellungen aber nur noch einen Anteil von 64 %, nach 78 % in den Vorjahren (siehe **Tabelle 4**). Stattdessen stieg der Anteil von Wind (13 % in 2021) und Solarenergie (3 % in 2021), gegenüber Anteilen von weniger als einem Prozent in den Vorjahren. Des Weiteren werden in Deutschland HKN vor allem für feste Biomasse (insb. Biomasseverbrennung in Müllheizkraftwerken) und unspezifizierte sonstige erneuerbare

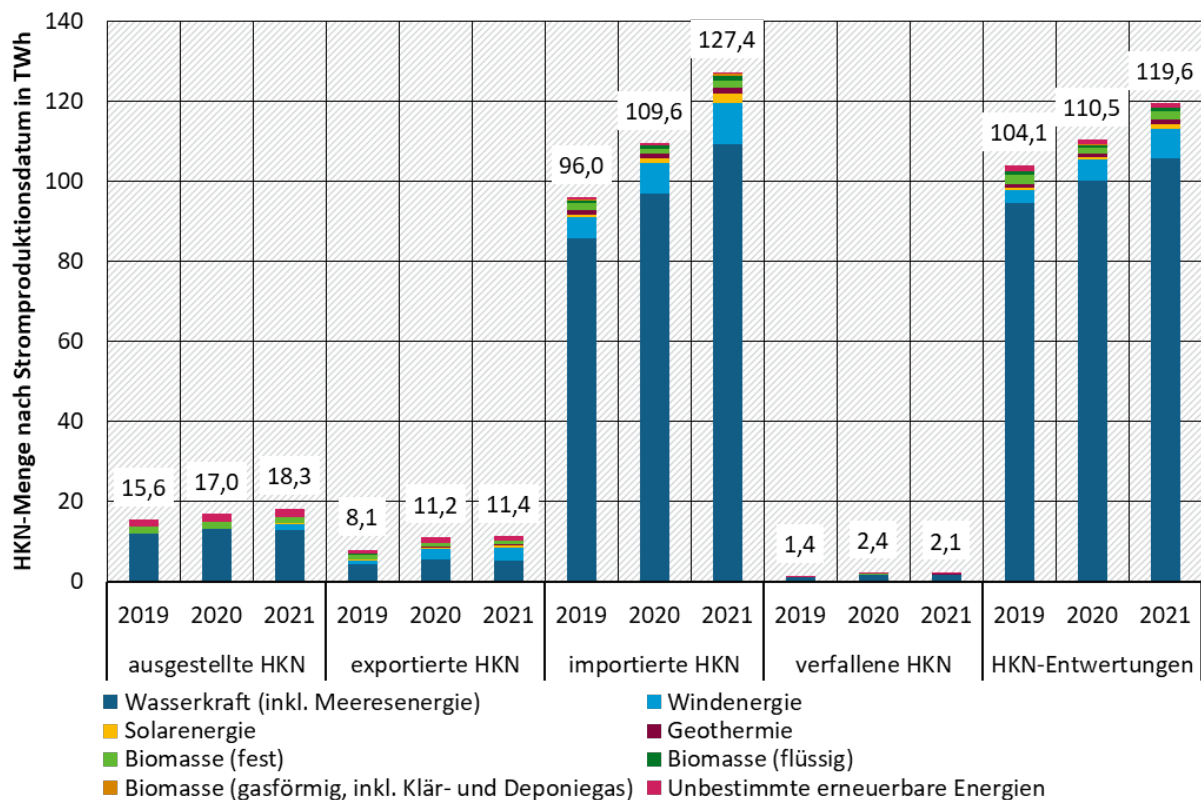
Energien ausgestellt (siehe auch Güldenberg et al. 2019, S. 204). Bei den Entwertungen für 2021 entfallen bislang 84 % auf Wasserkraft, nach Werten um 90 % in den Vorjahren. Auch hier ist bei HKN aus Wind- und Solarenergie ein Anstieg festzustellen.

Tabelle 4: Anteile verschiedener erneuerbarer Energiequellen an HKN-Ausstellung und -Entwertung in Deutschland (in Prozent, nach Jahr der Stromproduktion)

Erneuerbare Energiequelle	Anteil an HKN-Ausstellung			Anteil an HKN-Entwertung		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Wasserkraft	78,0%	77,8%	64,4%	91,3%	89,6%	83,8%
Windenergie	0,1%	0,1%	12,8%	4,1%	5,9%	7,4%
Solarenergie	0,0%	0,5%	3,3%	0,6%	0,8%	3,4%
Geothermie/ unbestimmte Wärme	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,7%	0,8%
Biomasse (fest)	10,5%	9,4%	9,4%	1,4%	1,5%	2,4%
Biomasse (flüssig)	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,5%	0,8%
Biomasse (gasförmig)	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,1%	0,5%
Unbestimmte EE	11,4%	12,3%	10%	1,0%	0,8%	0,8%

Quelle: auf Basis der Daten von AIB 2022b, Activity statistics (Annual Fuel-Level 2), Stand November 2022.

Eine detaillierte **Untersuchung der HKN-Herkunftsländer** wurde zuletzt 2019 im Auftrag des Umweltbundesamts im Rahmen der Marktanalyse Ökostrom II durchgeführt (Güldenberg et al. 2019, S. 201). Demnach stammten in den Jahren 2013-2017 knapp die Hälfte der jährlich in Deutschland entwerteten HKN-Mengen aus Norwegen, insbesondere aus norwegischer Wasserkraft. Auch in der Transaktionsstatistik wird der hohe Anteil importierter Wasserkraft-HKN deutlich, wobei ihr Anteil auch hier allmählich zu Gunsten von HKN aus Wind- und Solarenergie zurückgeht (Abbildung 4). Ein wichtiges Kriterium bei den nach Deutschland importierten HKN ist zudem, dass Anlagen keine Förderung erhalten – dies war in den Jahren 2013 bis 2017 bei zwischen 97 % und 90 % der entwerteten HKN der Fall. Dieser Fokus auf nicht geförderten Ökostrom wird v. a. durch entsprechende Kriterien von Gütesiegeln für Ökostromprodukte angereizt. Allerdings stammten im Jahr 2017 noch 95 % der entwerteten HKN-Mengen ohne Förderung aus Anlagen, die zum Zeitpunkt der Entwertung mindestens zehn Jahre alt waren (Güldenberg et al. 2019). Eine hohe Nachfrage nach HKN aus ungeforderten Anlagen bedeutet also nicht zwangsläufig, dass HKN-Erlöse zum Zubau neuer Anlagen beitragen würden – gleichwohl können sie einen Beitrag dazu leisten, den Weiterbetrieb von Altanlagen bzw. Instandhaltungs- und Erweiterungsinvestitionen lohnender zu machen (siehe auch Styles et al. 2021c).

Abbildung 4: Transaktionen, inkl. Im- und Exporte, mit EECS-Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien in Deutschland (in TWh, nach Transaktionsdatum)

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Daten von AIB 2022b, Activity statistics (Annual Fuel-Level 2), Stand November 2022.

4.1.3 Vergleich von HKN-Ausstellung und Stromerzeugung aus EE in Europa

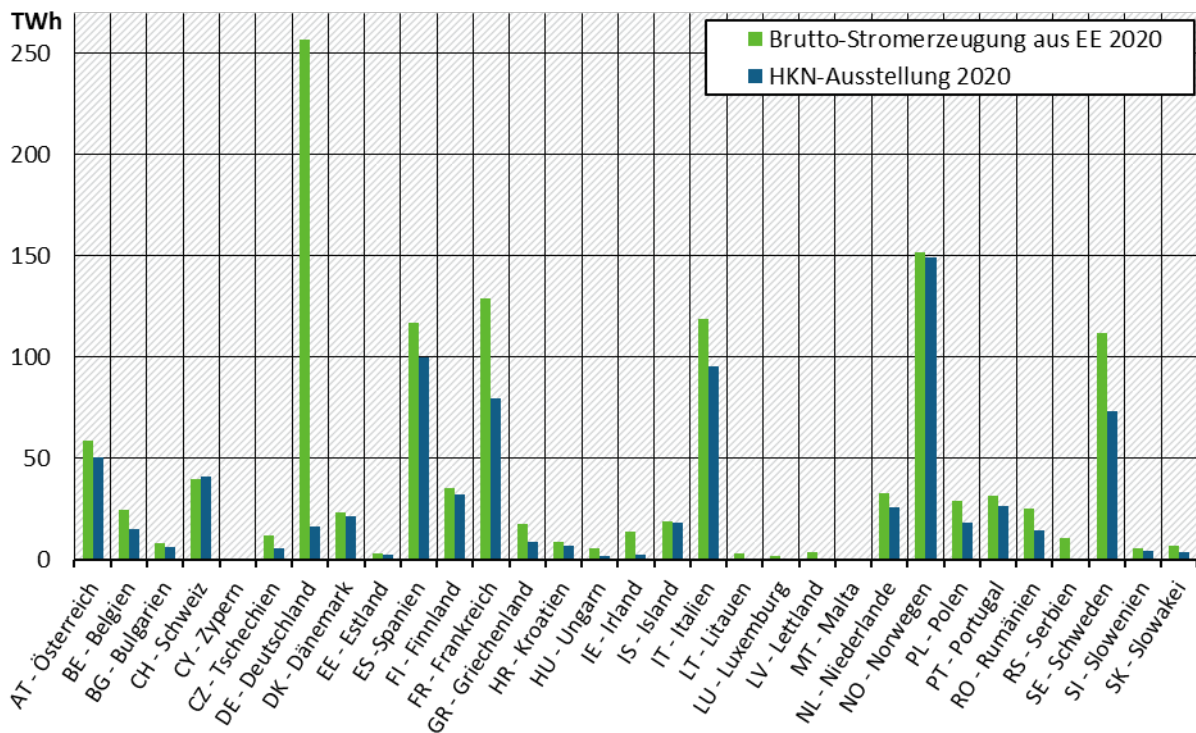
Um einen Gesamtüberblick über den europäischen HKN-Markt zu erhalten, werden im Folgenden **HKN-Ausstellungsmengen in AIB-Mitgliedsländern sowie weiteren Mitgliedsstaaten der EU, die keine AIB-Mitglieder sind**, dargestellt (HKN für nicht-erneuerbare Energiequellen werden weiterhin nicht berücksichtigt). Zudem werden **Ausstellungsmengen mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verglichen, um einen Eindruck von HKN-Herausgabequoten in den entsprechenden Ländern zu erlangen**. Niedrige Herausgabequoten können auf einen Verzicht von Mitgliedsstaaten, HKN für geförderte Anlagen auszustellen, zurückzuführen sein, was insbesondere in Deutschland, Irland, Litauen und Serbien der Fall ist (vgl. David und Feng 2019; AIB 2022a). Aber auch ein hoher Anteil von Kleinanlagen, für welche die Teilnahme am HKN-System mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten im Vergleich zu erzielbaren Erlösen verbunden ist, kann in geringeren Herausgabequoten resultieren. Beispielsweise wurden im europäischen HKN-Markt 2018 nur für durchschnittlich 29 % der Stromproduktion aus Solaranlagen HKN ausgestellt (David und Feng 2019). **Prinzipiell bilden bislang nicht-ausgestellte HKN eine „stille Reserve“, die bei Änderungen in HKN-Systemen oder HKN-Preissteigerungen erschlossen werden könnte**. Die Auswirkung einer zusätzlichen Nachfrage im HKN-Markt, wie sie potenziell durch die Einführung eines UN-ER in Deutschland entstehen könnte, könnte durch diesen Effekt gedämpft werden.

Abbildung 5 stellt für das Jahr 2020 EE-Stromerzeugungsmengen in AIB- und weiteren EU-Mitgliedsstaaten und HKN-Ausstellungsmengen im Vergleich dar. Abbildung 6 bildet die sich hieraus ergebenden Anteile der ausgestellten HKN an der EE-Stromerzeugung ab. HKN-

Ausstellungsmengen in Nicht-AIB-Staaten wurden über nationale Registerwebseiten recherchiert, wobei keine Aussagen zur Vollständigkeit der veröffentlichten Daten getroffen werden können (Malta wird in der Darstellung mangels öffentlich verfügbarer Daten vernachlässigt). Zu beachten ist, dass es sich um einen **annäherungsweisen Vergleich** handelt, da eine einheitliche Datenbasis für die Stromerzeugung für EE in den EU-Staaten nur für die Bruttostromerzeugung verfügbar ist (Eurostat 2022a). Eine HKN-Ausstellung ist nach EECS- und EN 16325-Regeln hingegen nur für die Nettostromerzeugung von Stromerzeugungsanlagen möglich. Auch für Eigenversorgung wird eine HKN-Ausstellung nicht in allen Staaten angeboten, da eine Kennzeichnung der Eigenversorgung über den in Art. 19 RED II definierten Einsatzzweck von HKN hinausgeht (vgl. Kap. 2.1). EE-Strommengen, die für eine HKN-Ausstellung in Frage kommen, fallen daher tendenziell niedriger aus als in Abbildung 5 dargestellt. Anteile der HKN-Ausstellung an der zur HKN-Ausstellung berechtigten Stromerzeugung aus EE sollten entsprechend etwas höher liegen als in Abbildung 6 abgebildet.

Dennoch ergeben Abbildung 5 und 6 für einige Staaten **sehr hohe EE-HKN-Herausgabequoten von über 90 %** (die Schweiz, Dänemark, Finnland, Island und Norwegen). Für die Schweiz ergibt sich rechnerisch eine HKN-Herausgabequote von knapp über 100 %. Eine mögliche Erklärung könnte sich ergeben, falls in der nationalen Stromerzeugungsstatistik und der AIB-HKN-Statistik unterschiedliche Definitionen von EE verwendet werden (z. B. in Bezug auf den biogenen Anteil von Abfall). Eine hohe Herausgabequote ist aber auch aufgrund des Schweizer Vollkennzeichnungssystems zu erwarten. Für Norwegen und Island ergeben sich Herausgabequoten über 95 %: In beiden Ländern spielt Wasserkraft eine wichtige Rolle bei der EE-Erzeugung, wo hohe Herausgabequoten angenommen werden können. In den Nordischen Staaten spielt zudem Solarenergie bei der Stromerzeugung eine untergeordnete Rolle, wo insbesondere im Klein- bzw. Dachanlagensegment Herausgabequoten tendenziell niedrig sind (vgl. David und Feng 2019).

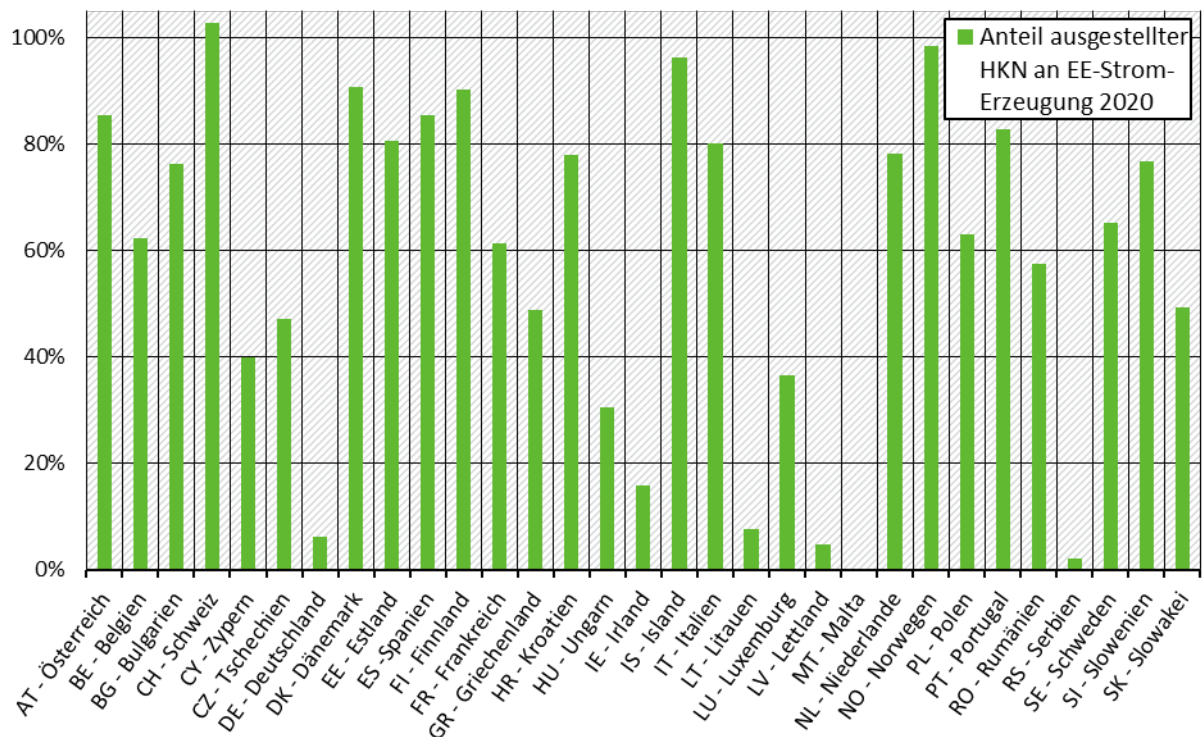
Herausgabequoten von über 75 % ergeben sich außerdem für Österreich, Bulgarien, Estland, Spanien, Kroatien, Italien, die Niederlande, Portugal und Slowenien. Mit Österreich und den Niederlanden sind hier zwei weitere Staaten mit einer Vollkennzeichnungspflicht vertreten. Für Spanien wurden sowohl EECS-HKN als auch nationale HKN für geförderten Strom in die Auswertung einbezogen (auf Basis von CNMC 2022; AIB 2022b). EECS-HKN für ungeforderte Stromerzeugung stehen potenziell für einen Export zur Verfügung, machten 2020 aber nur ca. 23 % der gesamten HKN-Ausstellung in Spanien aus. **Insgesamt ergeben sich für 19 der 30 betrachteten Staaten HKN-Herausgabequoten über 50 %, sechs weitere Staaten liegen zwischen 30 % und 50 %. In vier Staaten wurden Herausgabequoten unter 10 % ermittelt** – neben Lettland, das erst seit Ende 2020 EECS-HKN ausstellt – sind dies Deutschland, Litauen und Serbien, wo keine HKN für geförderte Stromerzeugung ausgestellt werden. Irland, wo dies ebenfalls der Fall ist, liegt bei einer Herausgabequote von 16 %.

Abbildung 5: Vergleich der EE-Stromerzeugungsmengen und HKN-Ausstellungsmengen in AIB-Mitgliedstaaten und weiteren EU-Staaten 2020 (in TWh)

Anm.: Datengrundlage für die EE-Stromerzeugung ist aus Verfügbarkeitsgründen die Bruttostromerzeugung, die auch von Stromerzeugungsanlagen verbrauchten Hilfsstrom sowie zur Eigenversorgung selbst produzierten und verbrauchten Strom enthält. HKN werden für die Nettostromerzeugung von Anlagen ausgestellt (abzüglich Hilfsstrom). Eine HKN-Ausstellung für Eigenversorgung findet nur in einzelnen HKN-Systemen statt. Es handelt sich daher nur um einen annäherungsweise Vergleich von EE-Strom-Erzeugung und HKN-Ausstellung. Zudem könnten der Zuordnung von Energiequellen zur Gruppe der „Erneuerbaren“ unterschiedliche Definitionen zugrunde liegen.

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis folgender Datenquellen:

Stromerzeugung: Eurostat 2022a; BFS 2021. HKN-Ausstellung: AIB 2022b für AIB-Mitgliedsländer (Stand Juli 2022); weitere: Agency for Sustainable Energy Development 2022; ANRE 2021; CMO.grexel 2022; CNMC 2022; DAPEEP 2022; LITGRID 2020; Ministry of Economics Republic of Latvia 2021; OKTE 2022; Regulator for Energy and Water Services 2022, REN 2022, TGE 2022.

Abbildung 6: Anteil der ausgestellten HKN an der Bruttostromerzeugung aus EE in AIB-Mitgliedstaaten und weiteren EU-Staaten 2020 (in Prozent)

Anm.: Siehe Abbildung 5

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis folgender Datenquellen:

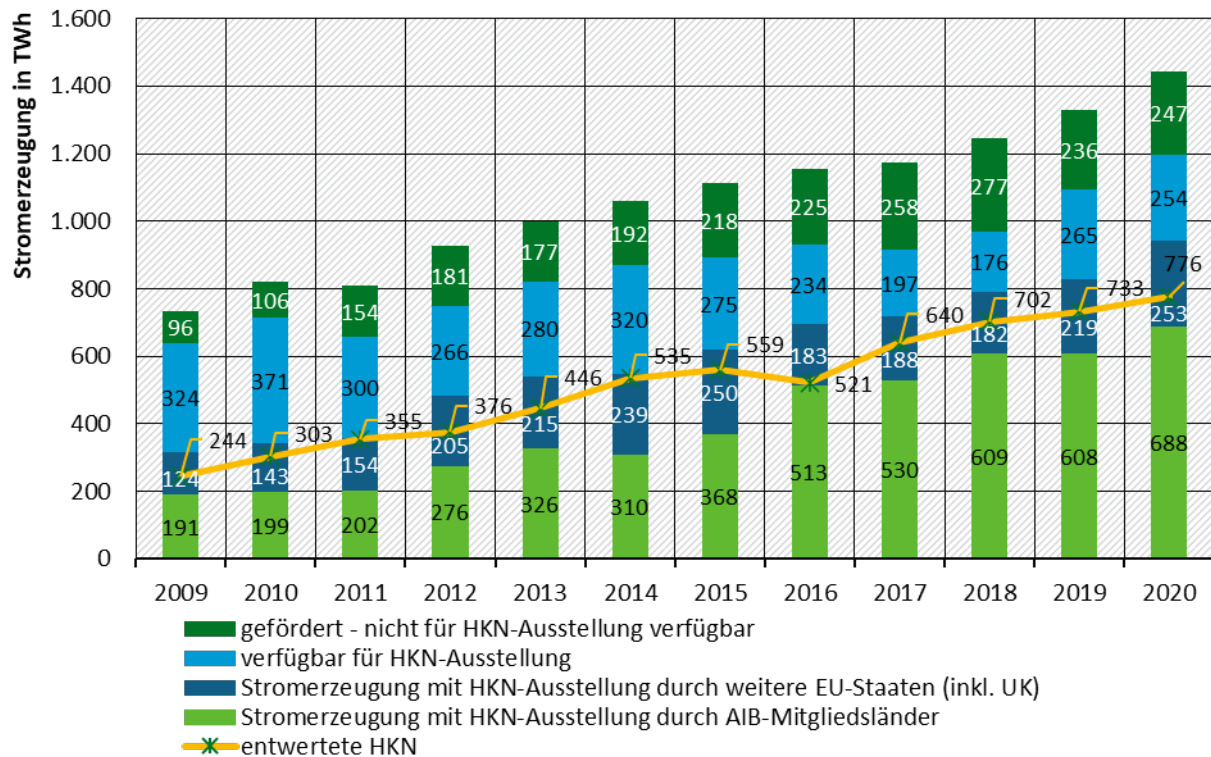
Stromerzeugung: Eurostat 2022a; BFS 2021. HKN-Ausstellung: AIB 2022b für AIB-Mitgliedsländer (Stand Juli 2022); weitere: Agency for Sustainable Energy Development 2022; ANRE 2021; CMO.grexel 2022; CNMC 2022; DAPEEP 2022; LITGRID 2020; Ministry of Economics Republic of Latvia 2021; OKTE 2022; Regulator for Energy and Water Services 2022, REN 2022, TGE 2022.

Für die AIB- und weiteren EU-Mitgliedsstaaten insgesamt ergibt sich eine rechnerische HKN-Herausgabequote von knapp unter 60 %. **Es kann also noch von einer stillen Reserve in relevanter Größenordnung ausgegangen werden.** Beachtenswert ist allerdings auch, dass die elf Staaten mit HKN-Herausgabequoten oberhalb von 75 % zusammen insgesamt ca. 59 % des europäischen HKN-Angebots im Jahr 2020 aufbrachten (AIB und weitere EU-Staaten, 485 TWh von insg. 819 TWh Gesamtangebot an EECS- und Nicht-EECS-HKN). Gegebenenfalls könnten daher insbesondere in Staaten, die bei der HKN-Ausstellung besonders aktiv sind, einer weiteren Steigerung der Herausgabequoten Grenzen gesetzt sein. Potenziell könnten weitere Angebotspotenziale über eine Erleichterung der Marktteilnahme für Kleinanlagen (z. B. über Aggregatoren oder granulare HKN) erreicht werden. Mengenmäßig besonders relevante zusätzliche Angebotspotenziale könnten bei einer weiteren Öffnung der HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen in den Markt kommen, wobei hier insbesondere die deutschen EEG-Strommengen Marktrelevanz hätten (vgl. Abbildung 5).

Dies wird auch bei einer **Betrachtung des europäischen Gesamtangebots an HKN im Zeitablauf** deutlich (siehe Abbildung 7). Geförderte EE-Stromerzeugungsmengen, die nicht für die HKN-Ausstellung zur Verfügung stehen, werden seit 2019 wesentlich durch Deutschland geprägt (2019 beliefen sich geförderte EEG-Strommengen auf 212 TWh, 2020 auf 222 TWh, siehe 50Hertz et al. 2022). Noch 2018 zählten auch Frankreich, Kroatien und Portugal zu den Staaten, die keine HKN für staatlich geförderte Anlagen ausstellten (David und Feng 2019). Sie

führten zwischenzeitlich allerdings Auktionen für HKN aus staatlich geförderten Anlagen ein. Portugal stellt nach einem Neustart des HKN-Systems erst seit 2020 wieder EECS-HKN aus.

Abbildung 7: Entwicklung der EE-Stromerzeugung mit und ohne Ausstellung von Herkunftsnachweisen in AIB-Mitgliedsstaaten und weiteren EU-Staaten (in TWh)



Anm.: Zeitreihendaten bis 2020 schließen HKN-Ausstellung und Entwertung im Vereinigten Königreich ein (2019 und 2020 allerdings nur Entwertungen für inländische HKN). Zudem wird Griechenland zu den AIB-Staaten gerechnet, auch wenn es, aufgrund einer fehlenden Hub-Verbindung, nicht in die offiziellen Statistiken der AIB eingeht. Zwischen 2018 und 2019 kann ein Wechsel in der Datengrundlage für Nicht-AIB-Mitgliedsländer die Vergleichbarkeit der Daten einschränken. Daten zu HKN-Entwertungen beziehen sich aufgrund einer höheren Datenvollständigkeit vor 2018 i. d. R. auf die Transaktionsstatistik; in einzelnen Nicht-AIB-Mitgliedsländern stammen Entwertungsdaten aus der Produktionsstatistik. Für Irland, Litauen und Serbien wurde ab 2019 vereinfachend die gesamte Stromerzeugung, für die keine HKN-Ausstellung erfolgte, als gefördert markiert.

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, bis 2018 auf Basis der Daten von David und Feng 2019, GO Monitoring Report 2018, RECS und VaasaETT; AIB 2021b, Monthly activity statistics. Datengrundlage ab 2019: Stromerzeugung: Eurostat 2022a; BFS 2021; GOV.UK 2021. HKN-Ausstellung: AIB 2022b für AIB-Mitgliedsländer (Stand Juli 2022); weitere: Agency for Sustainable Energy Development 2022; ANRE 2021; CMO.grexel 2022; CNMC 2022; DAPEEP 2022; LITGRID 2020; Ministry of Economics Republic of Latvia 2021; Ofgem 2022; OKTE 2022; Regulator for Energy and Water Services 2022, REN 2022, TGE 2022.

4.1.4 Ausblick auf angebots- und nachfrageseitige Trends im HKN-Markt

Die Entwicklungen auf dem deutschen sowie dem europäischen HKN-Markt sind über das letzte Jahrzehnt sehr dynamisch verlaufen. Dennoch zeichnen sich einige angebots- sowie nachfrageseitige Trends ab.

In Bezug auf das **HKN-Angebot auf dem deutschen sowie europäischen Markt** lässt sich feststellen, dass die Entwicklung maßgeblich von der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen abhängig ist. Hierbei sind EE-Erzeugungsmengen jedoch keinesfalls mit dem HKN-Angebot gleichzusetzen, da die Ausstellung von HKN freiwillig veranlasst werden kann. Zusätzlich werden bspw. in Deutschland bislang keine HKN für EE-Strom aus geförderten

Anlagen ausgestellt. Zur Betrachtung der Angebotsentwicklungen auf dem deutschen und europäischen HKN-Markt sind neben den verfügbaren EE-Mengen also auch immer mögliche HKN-Herausgabequoten und die durch diese entstehenden „stillen Reserven“ zu betrachten (siehe 4.1.3).

In den AIB-Staaten wird eine stetig steigende Zahl der installierten EE-Kapazitäten und eine hiermit zusammenhängende Steigerung des HKN-Angebotes erwartet (IEA 2022; Greenfact 2022a). Die derzeitige globale Energiekrise hat die Dringlichkeit des EE-Zubaus nochmals verdeutlicht (siehe z. B. IEA 2022). In Deutschland ließ sich im Jahr 2021 ein Zuwachs von 5,7 GW bei den Solaranlagen feststellen (BMWK 2022b; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2022). Beim Nettoausbau der Windenergieanlagen an Land war mit 1,6 GW im Vergleich zu 1,2 GW im Jahr 2020 ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Der Bereich Windenergie auf See stagnierte im Jahr 2021 (BMWK 2022b; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2022).

Regelungen wie der EU-Green Deal oder das novellierte Klimaschutzgesetz 2021 in Deutschland lassen weiterhin verstärkte EE-Ausbauanstrengungen erwarten. Eine signifikante Erweiterung des HKN-Angebotes wäre zudem zu erwarten, wenn auch Deutschland HKN für geförderte Anlagen ausstellen würde (siehe Abbildung 7). Diese Diskussion wurde durch den Mitte Juli 2021 veröffentlichten **EU-Kommissionsvorschlag zur RED III** intensiviert, der u. a. vorsieht, dass es den **EU-Staaten nicht mehr möglich sein soll, keine HKN für geförderte Anlagen auszustellen**. Beweggrund ist die Stärkung von PPAs zwischen Anlagenbetreibern und Stromabnehmer*innen. Es soll sichergestellt werden, dass mit den Strommengen auch entsprechende HKN-Mengen übertragen werden können. Nach der Parlamentsposition zur RED III vom 14. September 2022 soll die Möglichkeit, keine HKN für geförderte Anlagen auszustellen, hingegen erhalten bleiben.²⁰

Eine **mögliche Änderung der Behandlung von EEG-Mengen hätte eine erhebliche Relevanz für den deutschen sowie den europäischen Strommarkt**. Im Jahr 2021 wurden 199 TWh an EE-Strom in Deutschland finanziell gefördert (vgl. 50Hertz et al. 2022). Eine Ausstellung von HKN für sämtliche EEG-Strommengen könnte das HKN-Angebot in Deutschland erheblich erhöhen und somit auch den europäischen HKN-Markt beeinflussen. Ohne einen gleichzeitigen, starken Anstieg der HKN-Nachfrage könnte sich ein Preisverfall bei HKN ergeben. Es ist jedoch zu bedenken, dass **resultierende HKN-Herausgabequoten und damit der Umfang von Marktauswirkungen stark von der Ausgestaltung einer solchen, möglichen Neuerung abhängen** (siehe Kap. 3). Die mengenmäßig größten Auswirkungen auf den HKN-Markt wären zu erwarten, wenn HKN aus allen geförderten Anlagen über Auktionen veräußert würden. Erlöse könnten zur Teilfinanzierung der Förderbedarfe verwendet werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass HKN-Erlöse in Kombination mit den Förderregelungen den EE-Ausbau anregen sollten, da sonst kein Zubau, sondern lediglich eine Umverteilung der Förderkosten stattfinden würde; weg von den Zahlenden der EEG-Kosten hin zu den Ökostrombeziehenden (Kahl und Kahles 2020).

Die Kostendegression von EE-Technologien könnte zudem zum **vermehrten Bau nichtgeförderter Neuanlagen** führen. Auch die steigenden CO₂-Preise im EU ETS, die zu höheren Börsenstrompreisen führen, bedingen diesen Mechanismus noch und **verbessern die Refinanzierungsperspektive neuer EE-Anlagen** (Maaß et al. 2019). Dies gilt auch für höhere

²⁰ Amendments adopted by the European Parliament on 14 September 2022 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652 (COM(2021)0557 – C9-0329/2021 – 2021/0218(COD))(1).

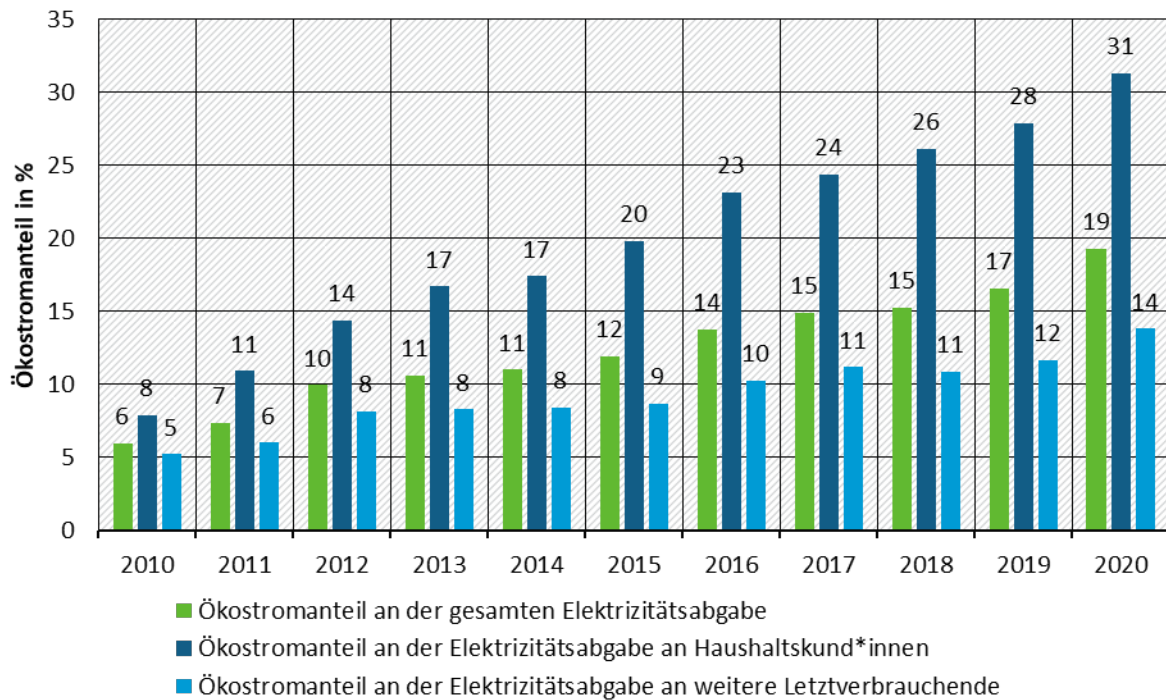
Beschaffungskosten für fossile Energieträger allgemein, wie aktuell Gas, wobei Investitionen in ungeforderte EE-Anlagen mit hohem Kapitalbedarf allerdings eine hohe Planbarkeit der zu erwartenden Erlösströme erfordern.

Bei- sowie Austritte aus der AIB und somit dem EECS-System haben ebenfalls einen **Einfluss auf die Angebotsentwicklungen auf dem europäischen HKN-Markt**. Während die neusten Beitritte, wie bspw. der des ungarischen HKN-Registers, innerhalb der AIB kaum relevante HKN-Mengen freisetzen und den Markt somit nicht erheblich beeinflussen, **könnte der mögliche Austritt Norwegens aus dem EECS erhebliche Auswirkungen auf das Angebot auf dem europäischen HKN-Markt haben** (AIB 2022d; ECOHZ 2021). Die norwegische Regierung hatte vorgeschlagen das HKN-System in Norwegen auszusetzen, um die Ökostrombedarfe der heimischen Industrie zu priorisieren (Greenfact 2021a). Mit dem Austritt Norwegens könnten netto 120 TWh an HKN vom Markt genommen werden. (Greenfact 2021b). Deutschland als größter Importeur norwegischer HKN wäre von dieser Entwicklung besonders betroffen (AIB 2022b).

Da die AIB-Mitgliedschaft nicht nur auf EU-Mitgliedsstaaten begrenzt ist, sondern nach entsprechenden Prüfungen auch den EFTA-Staaten sowie den Staaten, die der Energy Community beigetreten sind, ermöglicht wird (AIB 2022d), **sind die angebotsseitigen Auswirkungen durch mögliche Beitritte Osteuropäischer Staaten abzuwarten**. Staaten wie Albanien, Bosnien und Herzegowina, Georgien, Moldawien, die Ukraine oder der Kosovo haben mit ihrem Beitritt zur Energy Community u. a. das Ziel verbunden, die jeweiligen nationalen HKN-Systeme an das EECS-Regelwerk anzupassen (S&P Global 2022). Serbien trat im Jahr 2021 als erstes Mitglied der Energy Community auch der AIB bei, Montenegro sowie Bosnien und Herzegowina sollen bald folgen (AIB 2022d). Für eine Anerkennung entsprechender HKN im europäischen Markt sind allerdings die Voraussetzungen von Art. 19 Abs. 11 RED II und ggf. die Ergebnisse nationaler Anerkennungsprüfungen zu beachten.

Nicht nur die verfügbaren EE-Kapazitäten, sondern auch auf dieser Basis realisierbare EE-Mengen beeinflussen das Angebot auf dem HKN-Markt. **Die Wetterabhängigkeit der EE-Produktion kann sich durchaus auch auf dem HKN-Markt widerspiegeln** (Greenfact 2021b). Aufgrund des großen Anteils an HKN aus Wasserkraft am gesamten europäischen HKN-Angebot ist dieses besonders abhängig von den Füllständen der europäischen Wasserreservoirs (ECOHZ 2019). Während die Füllstände Anfang 2021 in ganz Europa noch hoch waren und das Angebot an HKN aus Wasserkraft einen steigenden Trend aufwies (Commerg 2021b), so waren die Füllstände im Sommer 2022 sowohl in den nordischen Staaten als auch in der Alpenregion niedrig. Es ließ sich also ein negativer Trend bzgl. der Verfügbarkeit von HKN aus Wasserkraft verzeichnen. Dies deutet zusätzlich auf einen Preisanstieg für HKN in den Wintermonaten hin (Commerg 2022a).

Um einer Übersättigung des HKN-Marktes vorzubeugen, müsste die Nachfrage nach HKN ebenfalls rasant steigen (RECS 2021b). Das nachfrageseitige Wachstum des HKN-Marktes wird maßgeblich durch die kundenseitige Nachfrage nach Ökostromprodukten getrieben. Abbildung 8 stellt basierend auf der Lieferantenbefragung der Bundesnetzagentur (2022) die Ökostromabgabe an Letztverbraucher in Deutschland dar. Der Anteil von Ökostrom an der Elektrizitätsabgabe an Haushaltkund*innen hat sich im letzten Jahrzehnt von 7,9 % im Jahr 2010 auf 31,3 % im Jahr 2020 mehr als vervierfacht. Bei der Belieferung von Nicht-Haushaltkund*innen (d. h. Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie weitere Wirtschaftszweige und öffentliche Hand) hat sich der Ökostromanteil mehr als verdoppelt, von 5,2 % im Jahr 2010 auf 13,8 % im Jahr 2020. Da die Nicht-Haushaltkund*innen viel höhere Strommengen beziehen liegt der Gesamtanteil von Ökostrom an den gelieferten Strommengen bei 19,3 %, was eine gute Verdreifachung im Vergleich zum Jahr 2010 ausmacht.

Abbildung 8: Anteil von Ökostrom an der Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher in Deutschland (in Prozent)

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Daten von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringberichte 2011-2021.

Basis: Lieferantenbefragung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts. Die Berechnung der Ökostromanteile basiert auf Angaben befragter Lieferanten zur in gesonderten Ökostromtarifen vermarkteten Strommenge (2020: 73,4 TWh) sowie zur gesamten an Letztverbraucher abgegebenen Strommenge (2020: 380,9 TWh). 2020 gaben befragte Lieferanten 37,2 TWh Ökostrom an Haushaltkunden ab (gesamt: 118,8 TWh), 36,3 TWh an weitere Letztverbraucher (gesamt: 262,2 TWh).

Es ist im letzten Jahrzehnt also ein deutlich positiver Nachfragetrend bzgl. des Ökostrombezuges zu beobachten. Auch die Befragten der 17. E&M Ökostromumfrage können diese Trendrichtung bestätigen und erwarten eine weiter steigende Nachfrage nach Ökostrom sowohl seitens privater, aber auch gewerblicher Kund*innen (E&M 2022). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass beide Studien nur auf den Angaben der Befragten basieren und keine Aussagen zur Repräsentativität dieser Ergebnisse gemacht werden können.

Der zu beobachtende **steigende Nachfragetrend auf dem HKN-Markt** kann laut Gülkenberg et al. (2019) durch folgende Faktoren erklärt werden:

- ▶ Verpflichtung von Unternehmen zur Umsetzung von Nachhaltigkeits- und Klimastrategien
- ▶ Verstärkter Stromeinsatz im Wärme- und Mobilitätsbereich mit Fokus auf den Einsatz von Ökostrom
- ▶ Steigende Erwartungshaltung von Endkund*innen mit Ökostrom beliefert zu werden
- ▶ Als Reaktion auf diese Nachfragefaktoren lässt sich eine zunehmende Umstellung der Beschaffungsportfolios von Stromanbietern auf Ökostrom beobachten, wobei auch die Zahl der Unternehmen, die ausschließlich Ökostrom anbieten, steigt (E&M 2022).

Besonders **Unternehmen sind aktuell und werden auch zukünftig ein wichtiger Treiber der Nachfrage nach HKN** sowohl auf dem deutschen als auch auf dem europäischen Markt sein

(AIB 2022d; Commerg 2021a; E&M 2022; ECOHZ 2019; Greenfact 2021b). **Im Rahmen der Umsetzung von Nachhaltigkeits- oder Klimastrategien** ist der Bezug von Ökostrom mit entsprechendem Nachweis unabdingbar. Global agierende Initiativen wie das Carbon Disclosure Project (CDP), das GHG Protocol oder auch die RE100 betonen die Bedeutung von erneuerbaren Energien für die Erreichung der Klimaziele. In Orientierung an die RED II werden in der EU **zum Nachweis der Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Quellen insbesondere HKN verwendet** (siehe 2.2.1). Hierbei lässt sich vermehrt auch eine Nachfrage nach HKN für kürzere Berichtsperioden (z. B. monatlich statt jährlich) feststellen, was die zeitliche Dynamik der HKN-Nachfrage beeinflusst (ECOHZ 2021a).

Für Unternehmen aus der Grundstoffindustrie, die häufig hohe Energieverbräuche aufweisen, ist ein Bezug von Ökostrom von besonderem Interesse. Diese setzen sich auch vor dem Hintergrund der Hemmnis abbauenden Regulatorik im Bereich Sektorenkopplung sowie Power-to-X vermehrt mit dem Thema Ökostrom auseinander (E&M 2022). **Die künftig verstärkte Kopplung des Stromsektors mit Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektoren wird zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs beitragen.** Dies bedeutet **auch einen Anstieg der HKN-Nachfrage**, wenn der wachsende Strombedarf zumindest anteilig über Ökostrom gedeckt wird (Güldenbergs et al. 2019). Schon jetzt erlangen die Elektromobilitäts- sowie Wärmepumpentarife größere Bedeutung (E&M 2022). Im Bereich Power-to-X – v.a. in Bezug auf strombasierte Kraftstoffe – könnten HKN künftig eine Rolle beim Nachweis der grünen Eigenschaft von Strom in entsprechenden Power-to-X-Anwendungen spielen (siehe 3.1.2). Auch für Ladesäulen-Betreiber könnte die Nutzung eines UN-ER relevant sein. Nach einer von Fraunhofer ISI durchgeführten Studie (Wietschel et al. 2022) ist bereits heute der Anteil von **Ökostromverträgen für das Beladen von Elektrofahrzeugen** sehr hoch (>75 % für alle Ladeorte, d. h. zu Hause, am Arbeitsplatz und an öffentlichen Ladesäulen für Plug-in electric vehicles). Für öffentliche Normalladepunkte in Deutschland ergab sich für 2020 ein EE-Stromanteil von mindestens 84 %, bei öffentlichen Schnellladepunkten waren es mindestens 75 %. Die Beschaffung bestimmter HKN-Qualitäten am HKN-Markt oder der Einsatz von PPAs könnte hier zukünftig ein relevantes Wettbewerbskriterium für Ladesäulenbetreiber werden.

Nachfrageseitig zeichnet sich außerdem **ein steigendes Interesse ab PPAs einzugehen** (Commerg 2021b). Global stieg der Abschluss von PPAs von 0,1 GW im Jahr 2010 auf 23,7 GW im Jahr 2020 (BloombergNEF 2021). Besonders verbreitet ist diese Vertragsform in den USA, doch der PPA-Markt wächst ebenfalls in anderen Regionen. Besonders der europäische PPA-Markt entwickelt sich mit einem Kapazitätswachstum von 42 % seit 2018 stetig weiter. Im Jahr 2021 wurden PPAs über 11,2 GW künftig zu installierende EE-Kapazitäten abgeschlossen. Die stetig steigende Nachfrage zeigt, dass immer mehr Unternehmen PPAs als einen bewährten, relativ schnellen und effektiven Weg zur Dekarbonisierung eines Teils der Lieferkette oder des Betriebes wahrnehmen (Pexapark 2022).

Ein weiterer **Aspekt, der zu einem Anstieg der Nachfrage auf dem europäischen HKN-Markt beigetragen hat, ist die Einführung von Vollkennzeichnungssystemen** in Ländern wie bspw. den Niederlanden, Österreich und der Schweiz (ECOHZ 2021a; RECS 2021b).

Private Endkund*innen legen zudem mehr Wert auf die Regionalität des gelieferten Ökostroms (Mundt et al. 2021). Erste Stromliefernde bieten bereits Regionalstromprodukte an, diese sollen die Akzeptanz des regionalen EE-Ausbaus fördern. Nachgewiesen wird die Regionalität zwar über einen Regionalstromnachweis, dennoch muss die erneuerbare Eigenschaft zusätzlich über HKN nachgewiesen werden. Die steigende Nachfrage nach Regionalstromprodukten schlägt sich also auch in der Nachfrage nach HKN nieder.

Die genannten nachfragesteigernden Entwicklungen ziehen teilweise auch **mögliche strukturelle Veränderungen der zukünftigen Nachfrage nach HKN mit sich**. Vor allem vor dem Hintergrund der vermehrten Nachfrage nach PPAs **erhält beispielsweise die vertragliche Kopplung von HKN- und Stromlieferungen eine neue Bedeutung**, da im Rahmen eines PPA-Abschlusses sowohl Strommengen- als auch Eigenschaftslieferungen vertraglich geregelt werden können (Güldenbergs et al. 2019).

Im Rahmen der Nutzung von HKN zum Nachweis der erneuerbaren Eigenschaft des Stromverbrauches bei der Klimabilanzierung von Unternehmen steigt die Nachfrage nach einer stärkeren Granularität. Der HKN-Markt bewegt sich also **weg vom jährlichen hin zu einem monatlichen oder sogar täglichen Markt**. Da es kürzere „Matching periods“ gibt, in denen Käufer mit den passenden Angeboten zusammengebracht werden können, steigt hierdurch auch die Komplexität des Marktes (ECOHZ 2021a). Eine mögliche Ausgestaltung eines granularen HKN-Marktes und das Zusammenspiel mit den bereits etablierten Marktstrukturen wird bspw. durch die Initiative EnergyTag untersucht (EnergyTag 2021).

Vor dem Hintergrund der Umsetzung von Nachhaltigkeits- und Klimastrategien ist ebenfalls eine **Veränderung der Nachfrage nach der Qualität von HKN zu beobachten**. Unternehmen mit ambitionierten Klimazielen bemühen sich zunehmend um die Beschaffung von HKN aus Anlagen, die in besonderem Maße zum Voranschreiten der Energiewende beitragen (mit ungeförderten Neuanlagen als Premium-Segment, siehe Güldenbergs et al. 2019).

Der HKN-Handel wird meist als Over the Counter (OTC)-Geschäft abgewickelt, was die **Preistransparenz des Marktes** einschränkt. HKN-Nachfrager können Preisinformationen von Händlern erfragen. Darüber hinaus gibt es Informationsdienste und Handelsplattformen, die Preisinformationen bzgl. HKN (teils kostenpflichtig) zugänglich machen (z. B. Greenfact 2022b; Montel 2022; Commerger 2022b). Die Herausforderung für einen zentralen Handel von HKN besteht darin, dass HKN kein homogenes Gut sind, sondern über verschiedenartige Transaktionen mit niedrigeren Volumina gehandelt werden. So ist es schwierig Skalierungseffekte zu erzielen und somit eine Handelsplattform wirtschaftlich zu betreiben. Die EEX führte bis 2018 ein HKN-Segment, ab 2015 wurden jedoch bereits keine HKN mehr gehandelt. Im September 2022 wurde an der EPEX allerdings eine neue Lösung für europäische Spot-Auktionen für EE-HKN aus ausgewählten EECS-Ländern eingeführt, welche eine Differenzierung zwischen ausgewählten HKN-Eigenschaften ermöglicht (EPEX 2022a). Ergebnisse für die jeweils aktuellste HKN-Auktion sind öffentlich einsehbar. In der Vergangenheit wurde häufig der Preis der Wasser-HKN aus Norwegen als HKN-Basispreis angesehen, mit Aufschlägen für spezifische Qualitäten. Der Einfluss neuer HKN-Handelsmechanismen auf die Preisbildung bleibt noch zu untersuchen. Die höchsten Preise konnten bisher tendenziell niederländische Wind-HKN realisieren (RECS 2021b).

4.2 Analyse der HKN-Entwertungspraxis in AIB-Mitgliedsländern

Ergänzend zur Analyse der Angebots- und Nachfrageentwicklungen wird im Folgenden vertiefend untersucht, in welchen europäischen Ländern HKN-Systeme bereits eine Entwertung durch Unternehmen oder andere Akteure, die keine EVU sind, zulassen. Dies ermöglicht eine erste Einschätzung, inwiefern die Möglichkeit der Nutzung dieser Option bereits in den Marktdaten widerspiegelt wird, selbst wenn eine quantitative Abgrenzung nur mit größerem empirischen Forschungsaufwand und Beteiligung der entsprechenden Registerbetreiber möglich wäre. Wer HKN entwerten kann ist weder durch das EECS-System noch den europäischen HKN-Standard EN 16325 normiert, sodass sich deutliche Unterschiede zwischen HKN-Systemen ergeben können. Eine strukturierte Auswertung der verfügbaren Informationen wird auf Basis der EECS-Domänen-Protokolle (verfügbar unter AIB 2022a) vorgenommen, die

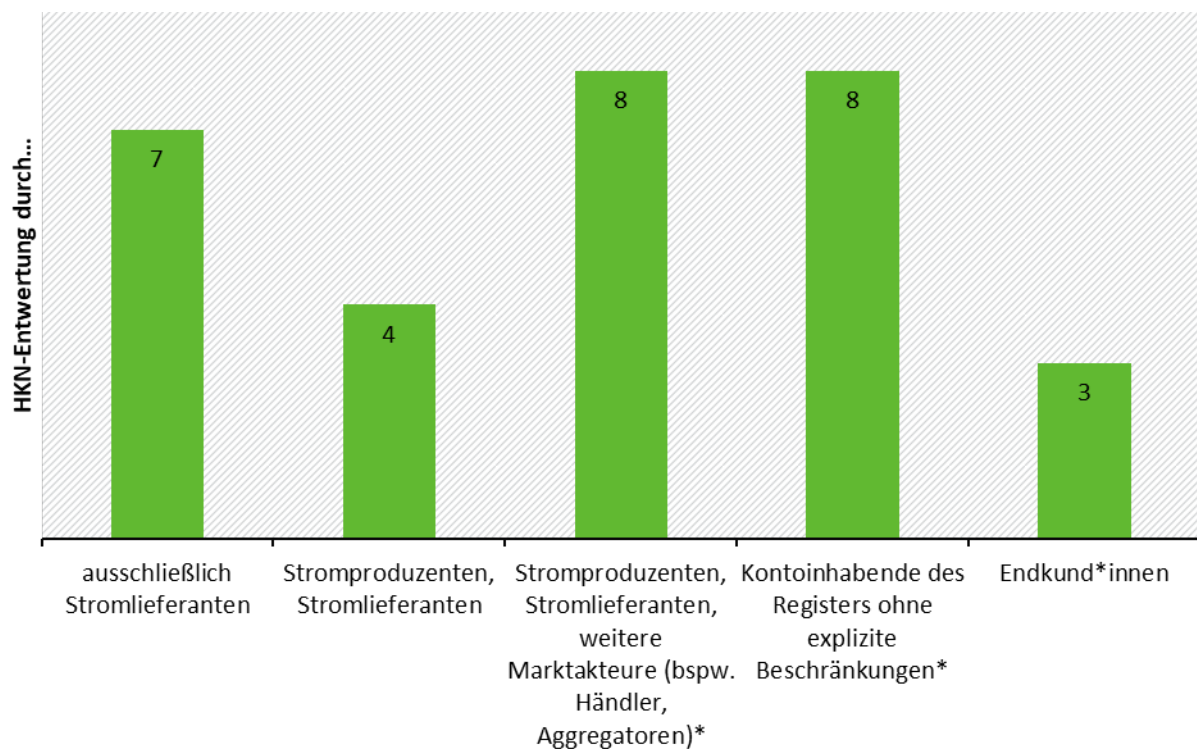
darlegen, wie die EECS-Regeln in den einzelnen (nationalen bzw. im Fall von Belgien regionalen) Domänen für Strom-HKN umgesetzt werden. Es ist hierbei zu beachten, dass die Domänen-Protokolle auf unterschiedlichen Aktualisierungsständen sind (vgl. AIB 2022a). Ergänzend werden daher auch die Webseiten von Issuing Bodies sowie die Ergebnisse der Experteninterviews zur Entwertungspraxis in anderen EU-Staaten zur Auswertung herangezogen. Die Ergebnisse der Experteninterviews mit ausgewählten für die Ausstellung von HKN verantwortlichen Stellen werden vertieft unter 4.2.2 als Praxisbeispiele dargestellt.

4.2.1 Auswertung der Domänen-Protokolle

Abbildung 9 stellt die Ergebnisse der Auswertung im Überblick dar. Im Rahmen der Analyse der EECS-Domänen-Protokolle der 30 bei der AIB registrierten HKN-Register (einschließlich dem deutschen HKNR) ließen sich fünf unterschiedliche Ansätze zur Regelung des Entwertungsrechtes feststellen (vgl. AIB 2022a). In sieben HKN-Registern (einschließlich dem deutschen HKNR) können **HKN nur durch EVU zum Zweck der Stromkennzeichnung entwertet werden. In anderen europäischen HKN-Registern können jedoch auch Akteure, die keine EVU sind, Herkunftsnachweise entwerten.** In vier HKN-Registern können neben Stromlieferanten auch Stromproduzenten HKN entwerten. In weiteren acht HKN-Registern ist das Entwertungsrecht auch für weitere Marktakteure – jedoch nicht explizit für Letztverbraucher – geöffnet. Hierzu zählen bspw. Händler oder auch Aggregatoren, die verschiedene Marktakteure (z. B. mehrere Kleinanlagen oder kleinteilige Kapazitäten mehrerer Verbraucher) zusammenbringen, um deren Energieproduktion oder -nutzung zu optimieren und gebündelt am Markt anbieten bzw. nachfragen zu können. Abhängig von der genauen Ausgestaltung der Entwertungsregelungen im jeweiligen Land kann dies jedoch implizit eine Entwertungsmöglichkeit für Unternehmen einschließen (z. B. bei Registrierung als Händler im HKN-System).

In knapp über einem Drittel der Register ist laut Domänen-Protokollen auch eine HKN-Entwertung durch Letztverbraucher zulässig. In acht HKN-Registern ist es demnach allen Kontoinhaber*innen erlaubt, HKN zu entwerten. Hier scheint es zusätzlich keine Beschränkungen zu geben, wer zur Eröffnung eines Kontos im entsprechenden HKN-Register berechtigt ist. Daraus lässt sich schließen, dass auch Unternehmen ein Konto eröffnen und somit HKN entwerten können. In drei weiteren Registern werden explizit Endkund*innen bzw. Letztverbraucher als zur HKN-Entwertung berechtigte Akteure genannt.

Zusammenfassend macht die Auswertung die **Vielzahl möglicher Regelungen zum HKN-Entwertungsrecht** deutlich. Definitive Aussagen zum HKN-Entwertungsrecht in einzelnen HKN-Registern würden in vielen Fällen tiefergehende Analysen nationaler (oder, im Fall von Belgien, regionaler) gesetzlicher Grundlagen zum Herkunftsnachweis- und Stromkennzeichnungsrecht erfordern. Im Rahmen des Gutachtens wurde daher eine kleine Auswahl von nationalen HKN-Systemen getroffen, deren Entwertungsregeln im Rahmen von Experteninterviews näher betrachtet werden. Diese werden unter 4.2.2 als Praxisbeispiele dargestellt. Zunächst werden die Ergebnisse der Domänen-Protokoll-Recherche ausführlicher beschrieben.

Abbildung 9: Zur HKN-Entwertung berechnete Akteure in den HKN-Registern der AIB-Staaten

*Dies kann – abhängig von der genauen Ausgestaltung der Entwertungsregelungen im jeweiligen Land – eine Entwertungsmöglichkeit für Unternehmen einschließen (z. B. bei Registrierung als Händler oder als Kontoinhaber*in).
Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der AIB-Domänen-Protokolle (verfügbar unter AIB 2022a).

4.2.1.1 HKN-Entwertung ausschließlich durch Stromlieferanten

In **Deutschland** können **Herkunftsnachweise nur von EVU zum Zweck der Stromkennzeichnung entwertet** werden. Dies trifft nicht nur auf das deutsche HKNR zu, sondern ist auch in sechs weiteren AIB-Mitgliedsstaaten etablierte Praxis. Zu diesen zählen **Irland, Italien, Griechenland oder Österreich**. Auch das **wallonische HKN-Register** sowie das der **Belgischen Region Brüssel** erlauben es nur EVU HKN zu entwerten.

4.2.1.2 HKN-Entwertung durch Stromproduzenten sowie Stromlieferanten

Aus den Domänen-Protokollen der jeweiligen HKN-Register in **Spanien, Zypern und Flandern** geht hervor, dass **neben Stromlieferanten auch Stromproduzenten HKN entwerten** können. Auch in **Serbien** ist dies laut Domänen-Protokoll der Fall. Die öffentlich zugänglichen Informationen sind hier jedoch weniger eindeutig formuliert. Im Domänen-Protokoll werden zunächst alle Kontoinhaber*innen des Registers dazu berechtigt HKN zu entwerten, die Kontoeröffnung wird dann jedoch auf lizenzierte Stromproduzenten sowie -lieferanten beschränkt.

Insofern die nationalen Bestimmungen dies vorsehen, könnten Unternehmen in diesen Registern als Stromproduzenten eine HKN-Entwertung für den Eigenverbrauch durchführen. Da dieser Anwendungsfall nicht im Fokus des Gutachtens steht, wird an dieser Stelle hierzu keine vertiefte Untersuchung vorgenommen.

4.2.1.3 HKN-Entwertung durch Stromproduzenten und -lieferanten sowie andere Marktakteure

In **anderen AIB-Ländern** werden **zusätzlich zu Lieferanten und Produzenten weitere am Strommarkt agierende Akteure dazu berechtigt, HKN zu entwerten**. In **Kroatien und Island** können laut Domänen-Protokoll bspw. alle natürlichen oder juristischen Personen, die entweder

Stromproduzent oder -lieferant, Aggregator oder Händler sind, ein Konto eröffnen und somit HKN entwerten. In der **Schweiz** ist Stromproduzenten und -lieferanten, Händlern, Auditoren²¹, Übertragungsnetzbetreibern sowie Anbietern von Energiedatenmanagement-Dienstleistungen eine HKN-Entwertung gestattet (vgl. auch AIB 2022d). Es lässt sich vermuten, dass es für gewerbliche Stromverbraucher möglich wäre HKN zu entwerten, wenn sich diese bspw. als Händler in den entsprechenden HKN-Registern registrieren würden. Um im Einzelfall zu klären, ob eine entsprechende Registrierung im Rahmen der nationalen Bestimmungen zulässig ist, wären eingehendere Analysen der jeweiligen HKN-Systeme erforderlich.

Auch in der **Tschechischen Republik** sind neben Stromproduzenten und -lieferanten ebenfalls Stromhändler dazu berechtigt ein Konto im HKN-Register zu eröffnen und HKN-Entwertungen vorzunehmen. Hier ist eine entsprechende **Lizensierung jedoch Voraussetzung zur Kontoeröffnung**. Ebenso ist das Entwertungsrecht in der **Slowakei** sowie in **Slowenien** ausgestaltet (vgl. auch Agencija za energijo 2022). Eine Registrierung eines gewerblichen Stromverbrauchers als Händler scheint somit in diesen Fällen eher unwahrscheinlich. Ob über den Händlerstatus eine Entwertungsmöglichkeit für Unternehmen vorliegt oder nicht, ist anhand der verfügbaren Informationen jedoch nicht eindeutig bewertbar. Um eine klare Aussage darüber treffen zu können, ob Unternehmen sich als Händler registrieren und so letztendlich HKN entwerten könnten und zu welchem Zweck eine solche Entwertung gestattet wäre, bedarf es weitreichenderer Recherchen.

Die verfügbaren Informationen zum **französischen HKN-Register** lassen zunächst auf ein UN-ER in Frankreich schließen. Es werden keine konkreten zur HKN-Entwertung berechtigten Akteure genannt, es wird lediglich von relevanten Kontoinhaber*innen gesprochen, welche zur Entwertung von HKN berechtigt sind. Welche Kontoinhaber*innen als relevant klassifiziert werden, geht aus dem französischen Domänen-Protokoll allerdings nicht hervor. Auch Restriktionen, wer ein Konto eröffnen kann, lassen sich diesem nicht entnehmen. Auf der Website des HKN-Registers selbst, welches von der EEX geführt wird, wird jedoch spezifiziert, dass nur EVU oder spezialisierte Unternehmen HKN im Rahmen der Stromkennzeichnung entwerten dürfen (EEX 2022a). Ein Blick auf die Liste der Kontoinhaber*innen bei EEX bestätigt, dass bisher keine gewerblichen Stromverbraucher im französischen HKN-Register registriert sind. Die Gesamtheit der Registrierten beschränkt sich auf Produzenten, Lieferanten sowie Händler (EEX 2022b). Auch hier könnte vermutet werden, dass Unternehmen über eine Registrierung als Händler prinzipiell HKN entwerten könnten. Dies scheint aber keine gelebte Praxis zu sein. HKN-Händler können jedoch zugunsten von Letztverbrauchenden HKN entwerten.

Ein Beispiel für ein HKN-Register in dem Unternehmen die Möglichkeit haben sich als Händler zu registrieren und so HKN zu entwerten, ist das von CertiQ betriebene Register **der Niederlande**. In den Niederlanden können alle diejenigen HKN-Entwertungen durchführen, die über einen „Trader Account“ verfügen (CertiQ 2022a). Zur Eröffnung eines solchen sind alle juristischen Personen berechtigt. Tatsächlich lassen sich in der Liste der Handelnden im CertiQ-Register bereits Unternehmen wie bspw. Heineken, Phillips, Tata Steel oder IKEA wiederfinden (CertiQ 2022b). Die Entwertungsregelungen der niederländischen Domäne schließen also über die Registrierung als Händler implizit eine Entwertungsmöglichkeit für Unternehmen mit ein.

²¹ Laut dem schweizerischen Domänen-Protokoll ist ein Auditor „eine für diesen Fachbereich akkreditierte Konformitätsbewertungsstelle. Der Auditor ist für die Beglaubigung von Anlagen mit einer Anschlussleistung von grösser als 30 kVA und für die Beglaubigung von Anlagen bis und mit 30 kVA, bei denen der Anlagenbetreiber vom Verteilnetzbetreiber nicht rechtlich entkoppelt ist, verantwortlich. Die Produktionsdatenmeldung kann über den Auditor geschehen. In diesem Fall ist er verpflichtet, die Produktionsdaten fortdauernd über das Unternehmenskonto des HKN-Systems zu erfassen“ (Pronovo 2018, S. 69).

4.2.1.4 HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen der HKN-Register

In acht der bei der AIB registrierten HKN-Register kann **jede juristische** – in einigen Fällen auch jede natürliche – **Person ein Konto im HKN-Register eröffnen und somit HKN entwerten**. Die Möglichkeit ein Konto zu eröffnen ist in diesen Fällen nicht auf bestimmte Akteure beschränkt. Juristische Personen, die selber Mitglied der AIB sind (HKN-Ausstellungsstellen) oder mit dieser verbunden sind (bspw. registerbetreibende Unternehmen), sind allerdings von einer Kontoeröffnung ausgeschlossen. **Hier kann zunächst von einem vorliegenden UN-ER ausgegangen werden**. Laut den öffentlich verfügbaren Informationen ist dies der Fall im **bundesweiten Register Belgiens, in Dänemark, Ungarn, Norwegen, Finnland und Schweden sowie in Estland und Luxemburg** (vgl. auch AIB 2022d).

Die Verfügbarkeit von Daten hinsichtlich der registrierten Nutzer und ihrer Rollen im jeweiligen HKN-Register unterscheidet sich in Hinblick auf die acht genannten AIB-Mitglieder sehr. Hierbei ist zu beachten, dass Informationen zudem oft nur in der Landessprache verfügbar sind. Öffentlich verfügbare Informationen lassen daher nur in wenigen Fällen Rückschlüsse zu, inwiefern das HKN-Entwertungsrecht aktiv von gewerblichen Stromverbrauchern genutzt wird.

4.2.1.5 HKN-Entwertung durch Letztverbrauchende

Drei der analysierten HKN-Register **weisen ein eindeutiges UN-ER für gewerbliche Stromverbraucher auf**. In den öffentlich zugänglichen Informationen bzgl. der HKN-Systeme **Portugals, Litauens sowie Lettlands** ist klar definiert, **dass auch Letztverbrauchende HKN entwerten dürfen**.

4.2.2 Praxisbeispiele ausgewählter HKN-Register

4.2.2.1 Portugal (HKN-Entwertung auch durch Letztverbrauchende)

Der Übertragungsnetzbetreiber **Rede Eléctrica Nacional (REN)** wurde durch das Gesetz Nr. 71/2018 vom 31. Dezember 2018 zur Änderung des Gesetzesdekrets Nr. 23/2010 vom 25. März 2010 und des Gesetzesdekrets Nr. 141/2010 vom 31. Dezember 2010 zur für die Ausstellung von HKN verantwortlichen Stelle (EEGO – Entidade Emissora de Garantias de Origem) sowie zum Betreiber des portugiesischen HKN-Registers ernannt (REN 2020). Für die Stromkennzeichnung sowie die Berechnung des Restenergiemix ist die portugiesische Regulierungsbehörde ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços energéticos) zuständig (REN 2022a, Experteninterview).

Seit dem Start des Registers im Jahr 2019 ist es möglich, über das EEGO-Portal Strom-HKN ausstellen zu lassen, zu handeln sowie zu entwerten. **Die Entwertung der HKN ist entweder zugunsten von Letztverbrauchenden oder im Rahmen der Stromkennzeichnung möglich**. Sobald HKN für einen speziellen Letztverbrauchenden entwertet werden, kann ein EVU diese nicht mehr im Rahmen der Stromkennzeichnung zum Nachweis des EE-Stromanteils im Unternehmensmix nutzen (REN 2022a, Experteninterview).

HKN-Entwertungen zugunsten von Letztverbrauchenden können von jedem Kontoinhabenden vorgenommen werden. Dabei bestehen hier keine Beschränkungen, welche Akteurstypen ein Konto im Register eröffnen können (REN 2022a, Experteninterview). Im Domänen-Protokoll wird explizit beschrieben, dass u. a. Stromlieferanten, Stromproduzenten, HKN-Händler sowie Letztverbrauchende ein Konto im portugiesischen Register eröffnen können. Die Registrierung für ein Konto kann direkt elektronisch über das EEGO-System erfolgen. Zur eindeutigen Identifizierung müssen entsprechende Dokumente

hochgeladen werden (z. B. Handelsregisterauszug, Kopie von Ausweisdokumenten). Falls notwendig werden zusätzliche Dokumente angefordert (REN 2020).

Sollen HKN im Rahmen der Stromkennzeichnung verwendet werden, so muss die Entwertung von einem Stromlieferanten vorgenommen werden. Im Rahmen der HKN-Entwertung muss kein Entwertungszweck angegeben werden. Welche Funktion der/die Kontoinhaber*in innehat und ob HKN für Letztverbraucher oder im Rahmen der Stromkennzeichnung entwertet werden, lässt sich dem entsprechenden Entwertungsnachweis entnehmen (REN 2022a, Experteninterview). Diese können über das EEGO-Portal anhand ihrer Kennung auf ihre Richtigkeit geprüft werden, um der Fälschung von Entwertungsnachweisen vorzubeugen (REN 2022b).

Obwohl somit ein Unternehmensentwertungsrecht vorliegt, haben sich laut REN bisher keine gewerblichen Stromverbraucher im portugiesischen HKN-Register registriert und HKN entwertet. Vorwiegend sind es EVU, welche Kontoinhaber im Register sind und HKN entwerten. Hinzu kommen vereinzelt HKN-Entwertungen durch Händler, die zugunsten ihrer Kund*innen entwerten. Es wird vermutet, dass die Registergebühren eine Eintrittsbarriere für kleinere gewerbliche Stromverbraucher darstellen könnten. **Dennoch wird festgestellt, dass in erheblichem Umfang Entwertungen zugunsten von gewerblichen Stromverbrauchern von einem EVU oder auch von einem Händler durchgeführt werden** (REN 2022, Experteninterview).

Ein Unternehmensentwertungsrecht wird von REN daher als der richtige Schritt angesehen. Auch vor dem Hintergrund, dass es sich bei dem portugiesischen Strom-HKN-Markt bisher noch um **einen sich entwickelnden Markt** handelt, werden die entsprechenden Regelungen des portugiesischen HKN-Registers als vorteilhaft angesehen. Diese würden die Marktentwicklungen nicht beschränken. Es wird damit gerechnet, dass sich mehr und mehr Unternehmen mit der HKN-Beschaffung detaillierter auseinandersetzen. Der aktuell von großen Geschäftskunden angetriebene Markt wird eine Nachfragedifferenzierung erfahren und es wird damit gerechnet, dass neben mehr und mehr gewerblichen Stromverbrauchern auch sozial- und umweltbewusste Privatkund*innen einen Teil der Nachfrage am Strom-HKN-Markt darstellen werden. REN engagiert sich im Rahmen mehrerer Initiativen²², um die Wissenslücke bzgl. der Nachweisführung erneuerbarer Energien sowie der dazugehörigen Systeme im unternehmerischen sowie privaten Umfeld zu schließen (REN 2022a, Experteninterview).

4.2.2.2 Niederlande (HKN-Entwertung durch Stromlieferanten sowie andere Marktakteure)

Das Niederländische HKN-Register stellt zusammen mit denen der Schweiz sowie Österreichs aufgrund der **verpflichtenden Vollkennzeichnung für Strom**, bei der Stromversorger gegenüber ihren Kund*innen die Anteile aller eingesetzten Energieträger unter Einsatz von HKN ausweisen müssen, eine Besonderheit dar (Güldenberget al. 2019; RECS 2020). Hierzu wird im Rahmen des niederländischen Nachweissystems zwischen „Guarantee of Origin“ (Herkunftsnachweis) als Nachweis für erneuerbaren Strom und „Certificate of Origin“ (Herkunftszeugnis) als Nachweis für Strom aus fossilen Quellen unterschieden. **CertiQ** ist für die Ausstellung sowie die Registerführung für diese Strom-Nachweise sowie für HKN für thermische Energie aus erneuerbaren Quellen zuständig (für Nachweise für grünes Gas und grünes

²² Siehe z.B. Video zur Funktionsweise von HKN: <https://www.youtube.com/watch?v=maj3zE0ukSU>.

Wasserstoff ist Vertogas zuständig). Die Überwachung der Stromkennzeichnung erfolgt durch die Authority for Consumers & Markets.

Für gewerbliche Stromverbraucher sind im von CertiQ geführten Register zwei Kontoarten relevant. Mit einem „**Trading-Account**“ (**Handelskonto**) ist es Kontoinhabenden möglich HKN zu handeln und zu entwerten. Seit 2012 ermöglicht es der „**End-user Account**“ (**Endkundenkonto**) Endkunden, HKN-Entwertungen zu ihren Gunsten einzusehen und auszuwerten. Dieser Kontotyp hat also lediglich eine Informationsfunktion, es können keine HKN gehandelt oder entwertet werden (CertiQ 2022a, Experteninterview; 2022b). Im Jahr 2021 führte das CertiQ-Register 253 Handelskonten und 2.353 Endkundenkonten (CertiQ 2022c).

Ein Handelskonto können im niederländischen HKN-Register alle juristischen Personen eröffnen, wenn sie nicht Mitglied der AIB oder ein mit der AIB verbundenes Unternehmen sind, sowie über eine niederländische Niederlassung verfügen. Die Identität von Unternehmen wird mittels eines „Know Your Customer“-Fragebogens verifiziert (CertiQ 2022b). Eine Ausnahme existiert für den Übertragungsnetzbetreiber TenneT, dem es erlaubt ist ein Konto zu eröffnen und HKN für Netzverluste zu beschaffen und zu entwerten. Als Mutterkonzern von CertiQ gilt dieser eigentlich als mit der AIB verbunden und wäre somit von einer Kontoeröffnung im niederländischen HKN-Register ausgeschlossen. Ursprünglich wurde TenneT durch das niederländische Wirtschaftsministerium das Mandat zur Verwaltung des niederländischen HKN-Systems übertragen, welches der Übertragungsnetzbetreiber wiederum an das Tochterunternehmen CertiQ weitergegeben hat (CertiQ 2018; 2022a, Experteninterview).

Diese Regelungen implizieren, dass es auch gewerblichen Stromverbrauchern ermöglicht wird neben einem Endkundenkonto ein Handelskonto zu eröffnen und selber HKN zu handeln und zu entwerten. Tatsächlich lassen sich in der Liste der Handelnden im CertiQ-Register bereits Unternehmen wie bspw. Heineken, Phillips, Tata Steel oder IKEA wiederfinden (CertiQ 2022d). Es ist jedoch zu beachten, dass es nur mit einer bestimmten Lizenz möglich ist Letztverbraucher mit für niedrige Leistungsstufen skalierten Netzanschlüssen zu beliefern. Das bedeutet, dass hier immer EVU auf traditionelle Weise involviert werden müssen. Für größere Netzanschlüsse ist eine solche Genehmigung nicht notwendig. **Das heißt, dass es nur für größere gewerbliche Stromverbraucher relevant ist, unabhängig von einem EVU HKN zu beschaffen und zu entwerten.** In den Jahren 2020 sowie 2021 wurden ca. ein Drittel der HKN zugunsten von Letztverbrauchenden entwertet (CertiQ 2022c). Angesichts der **deutlich größeren Zahl von Endkundenkonten im Vergleich zu Handelskonten** kann davon ausgegangen werden, dass viele Letztverbraucher für die HKN-Entwertung den Weg über Stromlieferanten oder Händler gehen, statt diese selbst zu entwerten.

Der **Entwertungszweck für Strom-HKN** im niederländischen Nachweissystem war bis zum 1. Oktober 2022 auf die Stromkennzeichnung begrenzt. Dies schließt auch die Ausstellung und Entwertung von HKN für Anlagen ein, die nicht mit dem Netz verbunden sind, sofern Verbraucher über eine direkte Verbindung zur Anlage verfügen. Die Entwertung entsprechender HKN ist hier nur für direkt angeschlossene Verbraucher möglich. Die neuen Regelungen zu Herkunftsnachweisen und Herkunftszuzeugnissen²³ vom 1. Oktober 2022 erweitern den Entwertungszweck von HKN zunächst auf die Entwertung von Strom-HKN zu Konversionszwecken, um die Stromherkunft in Wasserstoff-Elektrolyse-Prozessen zu belegen.

²³ Regeling garanties van oorsprong en certificaten van oorsprong vom 01.10.2022, <https://wetten.overheid.nl/BWBR0035971/2022-10-01#Paragraaf6>.

Entsprechende Regelungen zu Wärme/Kälte- sowie Gas-HKN sind ebenfalls in Vorbereitung (CertiQ 2022a, Experteninterview).

4.2.2.3 Finnland (HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen des HKN-Registers)

Finextra ist die hundertprozentige Tochter des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid und wurde per Gesetz zur Ausstellungsstelle für Strom-HKN in Finnland ernannt. Seit 2014 betreibt sie das finnische HKN-Register. Der Registerbetrieb wird von der finnischen Energiebehörde überwacht, die auch für die Kontrolle der Stromkennzeichnung zuständig ist (Finextra 2022; Fingrid 2022a, Experteninterview). Im Rahmen des finnischen Verbraucherschutzgesetzes²⁴ überwacht der Verbraucher-Ombudsmann die Rechtmäßigkeit des Marketings im Zusammenhang mit der Vermarktung von Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme oder Kälte an Verbrauchende.

Finnland stellt vor dem Hintergrund der untersuchten Entwertungsregelungen eine Besonderheit dar. In der finnischen Gesetzgebung zu Herkunftsnachweisen für Energie ist, wie in den meisten anderen AIB-Mitgliedsstaaten auch, festgelegt, dass **Herkunftsnachweise von Stromlieferanten im Rahmen der Stromkennzeichnung entwertet werden müssen**. Diese Kennzeichnungspflicht betrifft in Finnland auch nukleare Strommengen. **Zusätzlich werden zwei weitere Fälle unterschieden, die zu einer HKN-Entwertung verpflichten:**

- ▶ Verwendet ein Stromerzeuger selbst erzeugten Strom aus EE in einem anderen Geschäftsfeld als der Elektrizitätsversorgung und wirbt in diesem gegenüber der Kundschaft mit den erneuerbaren Eigenschaften des verwendeten Stroms, so ist dieser dazu verpflichtet entsprechende Mengen an HKN zu entwerten (aufgenommen in die Gesetzgebung im Dezember 2021).
- ▶ Verwenden Stromverbrauchende den Ökostromanteil des eigenen Strombezuges zu Marketingzwecken, so muss sichergestellt sein, dass eine entsprechende Menge an HKN entwertet werden.²⁵

Des Weiteren ist in Finnland eine HKN-Entwertung im Rahmen der Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, Gas, Wärme oder Kälte vorgesehen (AIB 2022a; 2022d).

Die entsprechende Entwertung von HKN können in der finnischen Domäne alle Kontoinhaber*innen vornehmen. In Bezug auf die Registrierung gibt es keine Beschränkungen, alle juristischen Personen, die nicht Mitglied der AIB oder mit dieser verbunden sind, können ein Konto im finnischen HKN-Register eröffnen und somit HKN entwerten. Zur Bestätigung der Identität ist das Ausfüllen eines Know Your Customer-Formulars erforderlich (Fingrid 2022a, Experteninterview; Finextra 2022).

Ein Blick auf die Liste der Kontoinhabenden zeigt, dass **vorwiegend Stromlieferanten sowie -produzenten** im finnischen Register registriert sind (Fingrid 2022b). Auch einige **HKN-Händler** sind registriert. **Gewerbliche Stromverbraucher** haben sich nur in geringer Zahl direkt im Register als Kontoinhabende angemeldet, dabei handelt es sich vorrangig um große Industrieverbraucher. Dies könnte laut Fingrid daran liegen, dass eine jährliche Gebühr zu errichten ist, welche eine Registerbeteiligung für kleinere Unternehmen unwirtschaftlich machen könnte. Daher kann es für kleinere Akteure kosteneffizienter sein, sich über einen Aggregator im finnischen Register vertreten zu lassen. Dies wird umgesetzt, indem einem Kontoinhaber (z. B. EVU, HKN-Händler oder Dienstleister) eine Vollmacht ausgestellt wird. Eine eigenständige

²⁴ Kuluttajansuojalaki (38/1978) vom 20.01.1978, <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1978/19780038>.

²⁵ Siehe Act on Guarantees of Origin for Energy (1050/2021), Translation from Finnish, <https://www.finlex.fi/en/laki/kaannokset/2021/en20211050.pdf>.

Teilnahme mit eigenem Registerkonto könnte primär für große Unternehmen interessant sein (Fingrid 2022a, Experteninterview). Eine HKN-Entwertung für gewerblichen Stromverbrauch kann dabei von jeder/jedem Kontoinhaber*in durchgeführt werden, d. h. von dem Unternehmen selbst, von einem Stromlieferanten, einem HKN-Händler oder sonstigen Dienstleister.

4.2.2.4 Norwegen (HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen des HKN-Registers)

In Norwegen ist **Statnett** die autorisierte Ausstellungsstelle für HKN und betreibt auch das norwegische HKN-Register NECS (Norwegian Energy Certificate System). Das norwegische Register ist gerade unter HKN-Händlern aufgrund der Funktionalität sowie der Einfachheit des Systems an sich besonders beliebt (Statnett 2022, Experteninterview). Für die Stromkennzeichnung ist die norwegische Energieaufsichtsbehörde (NVE) zuständig. Die NVE hat Zugang zum NECS.

In Norwegen kann jede juristische Person, die nicht Mitglied der AIB oder ein verbundenes Unternehmen dieser ist, ein Konto im HKN-Register eröffnen und HKN entwerten. Hierzu informieren Antragstellende Statnett über die grundlegenden Unternehmens- und Personendaten. Im Falle von Antragstellenden, die nicht in Norwegen ansässig sind, muss ein Know Your Customer-Formular zur Identifikation ausgefüllt werden (Statnett 2018).

Der Entwertungszweck ist im norwegischen System nicht auf die Entwertung im Rahmen der Stromkennzeichnung limitiert. Laut Statnett können alle Kontoinhabende HKN zum jeweiligen individuellen Einsatzzweck entwerten. Dieser kann z. B. die Entwertung im Rahmen der Stromkennzeichnung eines EVU sein, oder auch die Entwertung im Rahmen der Verbrauchskennzeichnung von Letztverbrauchenden. Im Rahmen der Entwertung muss kein Einsatzzweck angegeben werden, dieser kann jedoch auf dem Entwertungsnachweis vermerkt werden (bspw. im Rahmen einer Entwertung für ein bestimmtes Produkt). Diese Regelungen schließen die Ausstellung von HKN für die Eigenproduktion von erneuerbarem Strom sowie die Entwertung dieser für den eigenen Konsum ein (Statnett 2022, Experteninterview).

Obwohl aufgrund der Entwertungsregeln auch **gewerbliche Stromverbraucher** HKN entwerten können, sind jedoch nur wenige von ihnen tatsächlich im norwegischen Register NECS registriert. **Die Mehrzahl der Registernutzer sind Stromlieferanten oder Händler.** Die Unternehmen, die sich im Register finden lassen, sind in vielen Fällen auch selber Stromproduzenten. Auch hier wird angenommen, dass die Registergebühren von NOK 25.000 pro Jahr (ca. EUR 2.400)²⁶ eine Eintrittsbarriere für viele gewerbliche Stromverbraucher darstellen (Statnett 2022, Experteninterview).

Die norwegische Energieaufsichtsbehörde (NVE) ist für die Zulassung von Produktionsanlagen sowie die Stromkennzeichnung zuständig. Zudem prüft die NVE, ob die Bestimmungen der Verordnungen zu Herkunftsnachweisen eingehalten werden. Statnett wiederum prüft und genehmigt die Angaben der Kontoinhabenden und registriert die zugelassenen Produktionsanlagen.

²⁶ Am 14.10.2022, umgerechnet unter der Verwendung des Währungsrechners Oanda, URL: <https://www.oanda.com/currency-converter>.

4.2.2.5 Schweden (HKN-Entwertung durch alle Kontoinhaber*innen des HKN-Registers)

Die autorisierte Stelle zur Ausstellung von HKN in Schweden ist seit 2015 die **Swedish Energy Agency**. Sie betreibt das HKN-Register „Cesar“. Die Überwachung der Stromkennzeichnung erfolgt durch das Energy Market Inspectorate (Swedish Energy Agency 2019).

Wie auch im norwegischen Register ist es im schwedischen HKN-Register **allen Kontoinhabenden erlaubt, HKN im eigenen Namen oder zugunsten anderer zu entwerten**. Jede juristische Person, die nicht Mitglied der AIB oder ein verbundenes Unternehmen dieser ist, ist in Schweden zunächst dazu berechtigt eine Kontoeröffnung im Register zu beantragen. Antragsteller, die nicht auch Stromproduzenten sind, müssen dabei ein weiteres Know Your Customer-Formular ausfüllen und werden nur dann zum Register zugelassen, wenn die Angaben zufriedenstellend sind. Dieses Verfahren soll Betrug im Register verhindern (Swedish Energy Agency 2022a, Experteninterview; 2019).

Die Registerteilnahme ist mit entsprechenden Gebühren verbunden. Neben Gebühren für einzelne HKN-Transaktionen, werden auch Kontoführungsgebühren erhoben, die je nach Nutzergruppe bis zu ca. EUR 450²⁷ jährlich betragen können (Swedish Energy Agency 2022b).

Die nationalen Bestimmungen in Schweden legen fest, dass eine **HKN-Entwertung nur zum Zweck der Stromkennzeichnung** zulässig ist. Außerdem ist es innerhalb des schwedischen HKN-Registers erlaubt HKN für eigenproduzierten Strom zu beantragen sowie diese für den eigenen Stromverbrauch zu entwerten (Swedish Energy Agency 2022a, Experteninterview). Diese Regelungen sind mit der Verordnung über Herkunftsnachweise für Strom vom 23. Juni 2010²⁸ etabliert und über die Jahre nur minimal angepasst worden.

Eine Kurzprüfung der Liste der Kontoinhabenden zeigt, dass **überwiegend Stromlieferanten und Stromproduzenten** ein Konto im schwedischen HKN-Register führen, sowie eine **verhältnismäßig deutlich kleinere Zahl gewerblicher Stromverbraucher** (vgl. Swedish Energy Agency 2022c).

²⁷ Am 19.10.2022, umgerechnet unter der Verwendung des Währungsrechners Oanda, URL: <https://www.oanda.com/currency-converter>.

²⁸ Förordning (2010:853) om ursprungsgarantier för el vom 23.06.2010. URL: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2010853-om-ursprungsgarantier-for-el_sfs-2010-853.

5 Motive für die Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts

5.1 Ergebnisse der Stakeholderinterviews

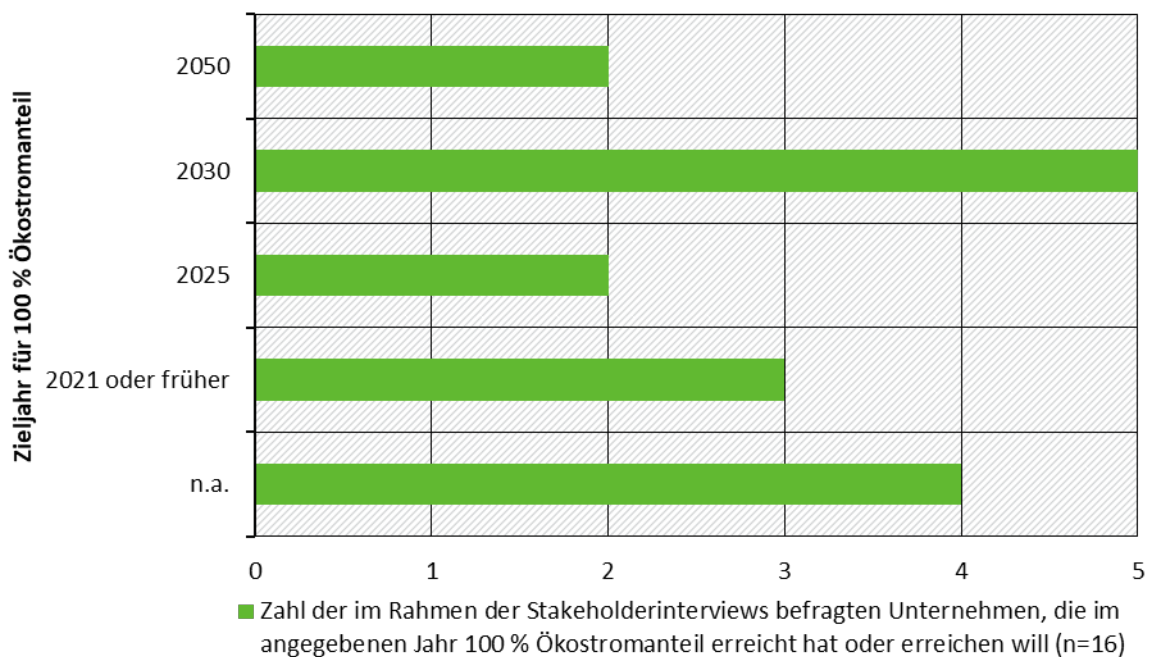
Wie in Kap. 3.2 beschrieben, wurden im Rahmen der Stakeholderinterviews **sechzehn Gespräche mit Großunternehmen sowie drei Gespräche mit Verbänden bzw. Kammern** durchgeführt (BDI, VEA sowie DIHK). Ein Bias in der Unternehmensauswahl (u. a. aus Workshopteilnahmen bekanntes Interesse an der HKN-Thematik, Verbandsvorschläge sowie deutsche Mitgliedsunternehmen von RE100 oder der SBTi) sicherte die Auskunftsfähigkeit zum hochspezialisierten Thema des UN-ER. Zu beachten ist aber, dass sich aus den Interviews **keine für die Gesamtheit aller Unternehmen repräsentativen Aussagen** ableiten lassen. Ziel ist vielmehr ein **besseres Verständnis von Motiven der Nutzung eines UN-ER und möglichen Veränderungen in der Organisation der Ökostrombeschaffung** bei Unternehmen, die sich bereits intensiv mit dem Thema Ökostrombeschaffung auseinandergesetzt haben. Tabelle 5 bietet einen Überblick über die Branchen bzw. Arten der befragten Organisationen.

Tabelle 5: Übersicht zu befragten Branchen bzw. Organisationsarten

Organisationsart	Anzahl der Stakeholderinterviews
Großunternehmen nach Branche	
Chemische Industrie	4
Metallindustrie (Herstellung & Verarbeitung)	3
Weitere Branchen des verarbeitenden Gewerbes	4
Handel	3
Öffentliche Beschaffungsstellen	2
Verbände/Kammern	3
Gesamt	19

5.1.1 Status quo von Ökostromzielen und Ökostrombeschaffung

Um mögliche Änderungen in der Ökostrombeschaffung, die sich durch die Einführung eines UN-ER ergeben könnten, beurteilen zu können, wurden Unternehmensstakeholder zum Status quo von Ökostromzielen und Ökostrombeschaffung befragt. Zwei Drittel der sechzehn befragten Unternehmen haben spezifische Ziele für die Beschaffung von 100 % Ökostrom formuliert, wobei 2030 das am häufigsten genannte Zieljahr war (siehe Abbildung 10). Drei der befragten Unternehmen beziehen bereits 100 % Ökostrom. Vier Unternehmen haben aktuell keine spezifischen, quantifizierten Ökostromziele, teils aber Emissionsreduktionsziele für Treibhausgase. Teils befindet sich die Formulierung eines Zieljahrs für 100 % Ökostrombezug in Vorbereitung, teils wird der Fokus auf Emissionsreduktionsziele gelegt, da im Rahmen von Klimastrategien zunächst andere Aktivitäten im Vordergrund stehen (z. B. Reduktion von Scope 1-Emissionen) oder Flexibilität beim Erreichen von Emissionsreduktionen gewahrt bleiben soll. Die **insgesamt hohe Relevanz von quantifizierten Ökostrom- und/oder THG-Emissionsreduktionszielen bei interviewten Unternehmen** ergibt sich dabei aus der Auswahl von Interviewpartnern, ausgerichtet an einem bekannten Interesse an HKN-Themen und RE100- oder SBTi-Engagement.

Abbildung 10: Ökostromziele der befragten Unternehmen (Zieljahr für 100 %, n=16)

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

An **übergreifenden Trends** beobachteten befragte Verbände bzw. Kammern, dass immer mehr Unternehmen in Beschaffungsprozessen Ökostrom und HKN ausschreiben (siehe auch 5.2.2). Dabei lassen sich teils branchenspezifische Schwerpunkte beobachten: Beispielsweise werden an Zulieferer für die Automobilbranche oder die Metallindustrie zunehmend kundenseitige Anforderungen oder Anfragen bezüglich der THG-Intensität des Strombezugs gestellt. Auch bei öffentlichen Strombeschaffungsstellen werden hohe Ökostromanteile beobachtet, da hier die Ökostrombeschaffung als Teil der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand realisiert wird.

5.1.2 Organisation des Stromeinkaufs und der Ökostrombeschaffung

Auf Basis der Stakeholderinterviews mit Unternehmen und Verbänden bzw. Kammern zeigt sich ein sehr diverses Bild der Organisation der Strom- und Ökostrombeschaffung. **Gerade bei großen Unternehmen kann die Strombeschaffung im Allgemeinen und Ökostrombeschaffung im Speziellen vielfältig ausfallen:** Viele der befragten Unternehmen kombinieren mehrere Beschaffungskanäle. Die Balance zwischen verschiedenen Beschaffungskanälen ist dabei abhängig von strategischen Zielsetzungen einzelner Unternehmen aber auch Faktoren wie der Struktur und Höhe des Strombedarfs. So wurde in mehreren Interviews die Einschätzung geäußert, dass Corporate PPAs primär für Unternehmen mit vergleichsweise hohem Strombedarf lohnend sein können. Der Einkauf von Strom (Scope 2) wird zudem teils durch Eigenversorgungsanlagen ergänzt (Scope 1), die i. d. R. jedoch nur einen Teil des unternehmenseigenen Strombedarfs decken können. Im Folgenden werden die in Interviews genannten **Beschaffungskanäle für eingekauften Strom (Scope 2)** überblicksartig dargestellt.

5.1.2.1 Strombezug über EVU als langfristige Vertragspartner

Teils beauftragen Unternehmen ein EVU, das Stromlieferungen zu allen Produktionsstandorten in Deutschland zentral bündelt, teils auch mehrere EVU, die verschiedene Produktionsstandorte beliefern (z. B. lokale Stadtwerke). In diesen Fällen wird die **Beschaffung von Ökostrom direkt mit den EVU vereinbart**. Die Berücksichtigung von Qualitätsanforderungen an HKN kann über

Vereinbarungen mit EVU adressiert werden, bei denen vertraglich festgehalten wird, dass zugunsten des Unternehmens bestimmte HKN entwertet werden (z. B. aus bestimmten Herkunftsländern, mit bestimmten Anteilen von HKN aus ungeforderten Anlagen, oder sogar HKN aus bestimmten Anlagen im Portfolio des EVU). Verbreitet ist zudem die Nachfrage nach Ökostromprodukten, die von unabhängigen Zertifizierungsstellen ein Qualitätslabel erhalten.

Der Ökostrombezug von EVU wurde als typische Versorgungslösung für kleinere Unternehmen beschrieben, aber auch von einigen der interviewten Großunternehmen genutzt (z. T. in Verbindung mit einer Strombeschaffung über weitere Kanäle). Auch wenn kein reines Ökostromprodukt bezogen wird, kann der im Produktmix der Stromkennzeichnung ausgewiesene EE-Anteil im Rahmen der Nachhaltigkeitsberichterstattung genutzt werden.

5.1.2.2 Periodische Ausschreibung von zu beschaffenden Strommengen für festgelegte Vertragszeiträume

Dieses Verfahren wird z. B. von Stellen der öffentlichen Hand unter Beachtung vergaberechtlicher Grundlagen genutzt, aber auch von weiteren Unternehmen. Auf Online-Vergabepattformen werden dabei Fahrplanlieferungen von Strommengen für einen festgelegten (i. d. R. mehrjährigen) Zeitraum zu definierten Konditionen ausgeschrieben. Hierauf bewerben sich EVU bzw. Stromlieferanten, die unter die Stromkennzeichnungspflicht fallen. **Beschaffungsstellen können dabei festlegen, ob sie ausgeschriebene Strommengen komplett oder anteilig als Ökostrom beschaffen möchten.** Weitergehende Qualitätskriterien an HKN, mit denen die Ökostromeigenschaft belegt wird, können dabei ebenfalls formuliert werden.

5.1.2.3 Getrennte Beschaffung von Strommengen und HKN

HKN werden hierbei separat zu Stromlieferungen über spezialisierte Händler bezogen oder über eigene Ausschreibungen beschafft. Dieser Fall wurde in Interviews primär für größere Kunden als relevanter Fall angesehen. Hierfür werden **Öffnungsklauseln in Verträgen mit Stromlieferanten vereinbart, die eine HKN-Beistellung durch Unternehmen oder deren Dienstleister erlauben** (mit HKN-Entwertung durch Stromlieferanten als Dienstleistung). Eigene Ausschreibungen für HKN ermöglichen beispielsweise unterschiedliche Laufzeiten von Rahmenverträgen über Strom- und HKN-Beschaffung und eine HKN-Beschaffung in kleineren Tranchen, was als Vorteil in Bezug auf die Verfügbarkeit von HKN in gewünschten Qualitäten sowie die Kosten der HKN-Beschaffung gesehen wurde. Auch für die Nutzung spezialisierter HKN-Händler stellt der zielgerichtete Einkauf bestimmter Qualitäten mit höherer Preistransparenz für das Unternehmen ein verbreitetes Motiv dar. Qualitätsanforderungen an beschaffte HKN können hierbei unternehmensindividuell oder in Orientierung an Beschaffungsleitfäden formuliert werden.

5.1.2.4 Strombeschaffung über ein eigenes, rechtlich selbstständiges EVU

In einzelnen Fällen hatten Befragte rechtlich selbstständige EVU ausgegründet, welche für das Mutterunternehmen den Direkteinkauf von Strom über den Spotmarkt und OTC-Geschäfte, die HKN-Beschaffung (i. d. R. OTC), den Abschluss großer PPAs sowie Realisierung und Betrieb von eigenen EE-Stromerzeugungsanlagen mit Übertragung entsprechender HKN organisieren. **Sofern EVU und das belieferte Unternehmen unterschiedliche juristische Personen sind, handelt es sich um stromkennzeichnungspflichtige Lieferungen,** sodass das EVU eine HKN-Entwertung vornehmen kann.

Zudem wurde in einzelnen Interviews beschrieben, dass **EE-Anlagen durch ein eigenständiges Tochterunternehmen in Kooperation mit einem EVU** realisiert wurden. HKN aus den entsprechenden Anlagen können durch beteiligte EVU für den Stromverbrauch des Mutterunternehmens entwertet werden.

5.1.2.5 Beschaffung von Strom über einen Inhouse-Energieversorger

Von der Ausgründung eines rechtlich selbstständigen EVU sind Fälle abzugrenzen, in denen eine Beschaffung von Strom inhouse organisiert wird. Wenn Unternehmen den von ihnen selbst verbrauchten Strom unmittelbar und zeitgleich an einer Strombörse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschaffen, liegt nach Definition der Bundesnetzagentur ein sogenannter „sonstiger nicht selbsterzeugter Letztverbrauch“ vor (Bundesnetzagentur 2016; 2018). Hier gibt es keinen Stromlieferanten, dem die letztverbrauchten Strommengen zugeordnet werden können. Die unmittelbar an einer Börse oder über OTC-Geschäfte selbst beschafften Strommengen werden dabei direkt in den eigenen Bilanzkreis des Letztverbrauchers gebucht. Hierbei ist auch der Fall denkbar, dass ein Dienstleister mit dem Management des Bilanzkreises des Letztverbrauchers beauftragt wird und den Strom im Auftrag des Letztverbrauchers an der Börse oder über OTC-Geschäfte beschafft. Als Herausforderung für die HKN-Beschaffung und -Entwertung stellt sich hierbei dar, dass **Stromeinkäufe am Strommarkt durch Inhouse-Energieversorger oder deren Dienstleister, die keine EVU sind, nicht unter stromkennzeichnungspflichtige Stromlieferungen fallen**. Stattdessen greift die Informationspflicht nach § 42 Abs. 6 EnWG, der u. a. Erzeuger ohne Stromlieferung an Letztverbrauchende, Vorlieferanten von Elektrizität, Händler ohne Stromlieferung an Letztverbrauchende oder Strombörsen als reine Handelsplattformen unterliegen (im letzten Fall nur soweit Daten vorliegen) (BDEW 2022). Eine HKN-Entwertung ist jedoch nur im Rahmen der verpflichtenden Stromkennzeichnung durch Stromlieferanten möglich (siehe 2.1).

Es kann dabei der Fall eintreten, dass Inhouse-Energieversorger gegenüber juristisch abgrenzbaren Organisationen als stromkennzeichnungspflichtiges EVU auftreten. In diesem Fall ist eine Registrierung im HKNR als EVU vorhanden, HKN dürfen aber nur für Stromlieferungen an solche anderen Letztverbrauchende entwertet werden, nicht für Stromlieferungen im Innenverhältnis.

5.1.2.6 Stromeinkauf über PPAs als Teil der Strombeschaffung

Stromlieferungen über PPAs mit EE-Anlagen werden i. d. R. nicht als alleiniger Strombezugskanal genutzt, sondern in Verbindung mit anderen Organisationsformen der Strombeschaffung eingesetzt (z. B. Stromlieferung über EVU, Stromeinkauf an der Börse). Von einigen interviewten Unternehmen werden PPAs zumindest perspektivisch als potenziell relevant angesehen, um Risiken bezüglich der Mengen und Preise von Stromlieferungen und HKN zu minimieren. Für andere stellen PPAs keine relevante Organisationsform für die eigene Strombeschaffung dar. Betont wurde beispielsweise, dass sich aus PPAs eigene Risiken sowie Herausforderungen der Vertragsgestaltung ergeben, sowie Kosten aus der Angebotsstrukturierung. **Bei physischen PPAs sind i. d. R. EVU, welche Stromangebote aus einzelnen Anlagen strukturieren, beteiligt**. In diesem Fall können EVU die HKN-Entwertung zugunsten der Stromverbrauchenden übernehmen. **Grundsätzlich können aber auch Anlagenbetreiber selbst als Stromlieferanten HKN entwerten, sofern sie eine andere juristische Person als das stromverbrauchende Unternehmen sind**.

5.1.2.7 Definition von spezifischen Qualitätsanforderungen an Ökostrom bzw. HKN

Unabhängig von der Organisationsform der Ökostrombeschaffung gaben neun der befragten sechzehn Unternehmen an, bereits **spezifische Anforderungen an die Eigenschaften des beschafften Ökostroms bzw. der für das Unternehmen entwerteten HKN** zu stellen. Neben einer Orientierung an den Kriterien von Ökostromlabels wurde der Beschaffungsleitfaden „Ökostrom Next Generation“ des WWF sowie die vom Umweltbundesamt veröffentlichte Arbeitshilfe für die öffentliche Beschaffung von Ökostrom als Quellen für Qualitätskriterien genannt (siehe Tabelle 6).

Bei einer **Orientierung an Kriterienkatalogen** wird teils auf einzelne Kriterien verzichtet, falls hierdurch eine zu starke Einschränkung des Angebots am Markt erwartet wird. Mehrfach genannt wurden beispielsweise ökologische Anforderungen an Wasserkraftanlagen – Informationen hierzu sind nicht Teil der RED II-Anforderungen an den Mindestinhalt von HKN und werden, sofern erfasst, beim Transfer von HKN an Register im Ausland gelöscht (siehe § 16 Abs. 2 S. 4 HkRNDV). Auch innerhalb des deutschen HKN-Systems sind entsprechende Angaben freiwillig und erfordern eine Bestätigung durch Umweltgutachter, sodass Anlagenbetreiber nicht notwendigerweise eine entsprechende Eintragung auf HKN beantragen, selbst wenn entsprechende Zusatzanforderungen eingehalten werden. Der Nachweis entsprechender Nachhaltigkeitsanforderungen bei der Ökostrombeschaffung gewinnt allerdings auch international an Bedeutung. So gibt etwa das im Herbst 2022 (nach Durchführung der Interviews) erschienene Update der RE100-Kriterien vor, dass im Rahmen der Initiative Strom aus Biomasse und Wasserkraft nur dann auf Ziele angerechnet werden kann, wenn die Nachhaltigkeit der jeweiligen Anlagen und Einsatzstoffe gegeben ist (RE100 2022a). Als Nachhaltigkeitsnachweis wird eine Zertifizierung durch unabhängige Stellen empfohlen. Weitere Vorgaben beziehen sich u. a. darauf, dass Ökostrom aus Anlagen stammen muss, die weniger als 15 Jahre alt sind (wobei Ausnahmen für max. 15 % des gesamten Stromverbrauchs des Unternehmens möglich sind und diese Regel nicht für Eigenversorgungsanlagen und langfristige, projektspezifische Verträge wie z. B. PPAs gilt). Zudem müssen Ökostrom bzw. HKN als Nachweise aus Ländern stammen, die sowohl Teil des europäischen Binnenmarkts als auch AIB-Mitglied sind und über eine Netzanbindung an ein Land verfügen, dass die beiden ersten Vorgaben erfüllt.

Andere Unternehmen **gestalten Kriterien an die Eigenschaften entwerteter HKN unternehmensindividuell** aus und legen unterschiedliche Schwerpunkte auf Anlagenalter (mit Präferenz für Neuanlagen die z. B. nicht älter als 6, 7 oder 10 Jahre sind), den Förderstatus von Anlagen (mit Präferenz für ungeforderte Anlagen), die eingesetzte EE-Erzeugungstechnologie (mit Präferenz für Wind und Solar), oder Herkunftsländer (mit Präferenz für HKN aus dem Land, in dem der Stromverbrauch stattfindet, mit Sondersituation Deutschlands aufgrund der geringen Verfügbarkeit inländischer HKN). Dabei wird häufig die **Zusätzlichkeit bzw. der Beitrag der Herkunftsanlagen zur Energiewende** als relevantes Kriterium für die Gestaltung des Ökostrombezugs genannt. Bei Unternehmen, die in verschiedenen Ländern tätig sind, werden Qualitätsanforderungen dabei teils an verschiedene Produktionsstandorte angepasst, um national oder regional unterschiedliche Kundenpräferenzen zu berücksichtigen.

Tabelle 6: Qualitätskriterien zur Ökostrombeschaffung nach Leitfäden des Umweltbundesamts und des WWF

Qualitätskriterium	Beschaffungsleitlinien Umweltbundesamt	„Ökostrom next generation“ - WWF
Anlagenalter	<ul style="list-style-type: none"> • Stromlieferung aus Neuanlagen ist optional. • Neuanlagen sind alle Stromerzeugungsanlagen, die bis zu vier Jahre vor dem Beginn der Stromlieferung bei Einsatz der EE Windenergie, Energie aus Biomasse, solare Strahlungsenergie bzw. bis zu sechs Jahre vor dem Beginn der Stromlieferung bei Einsatz der EE Wasserkraft und Geothermie in Betrieb genommen wurden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens ein Drittel (33 %) aus neu errichteten, aber nicht-geförderten Anlagen, die nicht vor mehr als sechs Jahren in Betrieb genommen wurden. • Maximal ein Drittel (33 %) aus Anlagen, die staatlich gefördert werden UND nicht vor 2020 und ab 2026 nicht vor mehr als sechs Jahren in Betrieb genommen wurden UND deren erzielten Erlöse aus den HKN demjenigen zugutekommen, der die Förderung finanziert. • Maximal 33 % aus ausgeförderten Bestandsanlagen, die keine Anschlussförderung in Anspruch nehmen.
Förderung	<ul style="list-style-type: none"> • Ökostrom, der eine Erzeugungs- oder Verbrauchsförderung erhält, ist von Ausschreibungen auszuschließen. • Ökostrom aus Anlagen, die in der Vergangenheit eine Förderung erhalten haben und deren Förderung bereits ausgelaufen ist (Bestandsanlagen), kann zugelassen werden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Möglichst hoher und alle zwei Jahre steigender Anteil an Photovoltaik und/oder Windenergie, wahlweise ergänzt um Strom aus Geothermie. Bis 2035 soll ein Anteil von 90 % erreicht werden. • Maximaler Wasserkraftanteil von 10 % ab 2036.
Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Keine speziellen Anforderungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Möglichst hoher und alle zwei Jahre steigender Anteil an Photovoltaik und/oder Windenergie, wahlweise ergänzt um Strom aus Geothermie. Bis 2035 soll ein Anteil von 90 % erreicht werden. • Maximaler Wasserkraftanteil von 10 % ab 2036.
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Durchgängigkeit von Fluss- und Ausleitungskraftwerken • Mindestwasserabfluss von Ausleitungs-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken • Schwell- und Sunkbetrieb von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken • Feststoffmanagement von Fluss-, Ausleitungs-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken • Besondere Anforderungen an Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserkraftwerke in Europa müssen ab 2027 die Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie erfüllen, der WWF schätzt dies jedoch als nicht wahrscheinlich ein. Daher soll der maximale Wasserkraftanteil ab 2036 bei 10 % liegen.
Regionalität	<ul style="list-style-type: none"> • Optionale Lieferung von Regionalstrom 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine speziellen Anforderungen

Quelle: Umweltbundesamt 2022c und WWF 2021.

Als Nachweis, dass HKN in zutreffender Höhe und – sofern zutreffend – nach den vereinbarten Qualitäten entwertet wurden, ist die **Nutzung von Entwertungsnachweisen des Umweltbundesamts** verbreitet. Mit den Entwertungsnachweisen weisen Stromlieferanten

nach, welche HKN zugunsten eines/r bestimmten Stromverbraucher*in oder eines Stromprodukts entwertet wurden. Teils regeln Unternehmen vertraglich mit Stromlieferanten, dass Entwertungsnachweise deutlich vor Ablauf der gesetzlichen Stromkennzeichnungsfrist zum 1. November des auf das Stromverbrauchsjahr folgenden Kalenderjahres vorgelegt werden. **Dies ist insbesondere notwendig, wenn Nachhaltigkeitsberichte von externen Gutachtern geprüft werden, wobei auch Entwertungsnachweise in das Audit einbezogen werden.**

5.1.3 Mögliche Vorteile der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts

Auf Basis der Stakeholderinterviews lassen sich **drei übergeordnete Vorteile ableiten, die Unternehmen mit der Nutzung eines UN-ER verbinden**: Die Ermöglichung der HKN-Entwertung für Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern und eigenem Bilanzkreis, bei denen unmittelbar an der Börse und im OTC-Markt getätigte Stromeinkäufe derzeit nicht unter die Stromkennzeichnungspflicht fallen; die Möglichkeit einer direkteren Kontrolle über entwertete HKN im Vergleich zu einer HKN-Entwertung durch Stromlieferanten; sowie Vorteile einer Kennzeichnung des eigenen Stromverbrauchs gegenüber der Verwendung der jährlichen Stromkennzeichnung von Lieferanten. Vereinzelt wurden zudem Vereinfachungen für die Abwicklung von PPAs sowie Vorteile einer stärkeren europäischen Harmonisierung des HKN-Entwertungsrechts als Motive genannt. Entsprechende, von Interviewpartner*innen erwartete Vorteile werden im Folgenden näher dargestellt.

5.1.3.1 Ermöglichung der HKN-Entwertung für Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern

Im Fall von Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern würde ein UN-ER den Einsatz von HKN und damit den nachweisbaren Einkauf von Strom aus erneuerbaren Energien erst ermöglichen. **Derzeit stellt sich die Frage der HKN-Entwertung als Frage der Grenzen von rechtlich eigenständigen Einheiten dar**: Wenn Inhouse-Energieversorger den im eigenen Unternehmen verbrauchten Strom unmittelbar an einer Strombörse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschaffen, ist keine HKN-Entwertung möglich, da es sich nicht um stromkennzeichnungspflichtige Stromlieferungen handelt. Bei Ausgründung eines rechtlich selbstständigen EVU würde die HKN-Entwertung für Stromlieferungen an das Mutterunternehmen zwar ermöglicht, da in diesem Fall eine juristische Personenverschiedenheit hergestellt würde. Ein solcher Schritt wurde in Interviews jedoch allein aufgrund der hier vorhandenen HKN-Entwertungsmöglichkeit nicht als lohnend oder zielführend betrachtet (u. a. aufgrund des hiermit verbundenen organisatorischen Aufwands, steuerrechtlicher Aspekte und personalwirtschaftlicher Aspekte, da Mitarbeitende in diesem Fall zum Wechsel in ein separates Unternehmen bereit sein müssten).

Auch für Unternehmen, die derzeit Stromlieferanten nutzen, könnte ein UN-ER in diesem Sinne eine **größere Flexibilität bei der Strombeschaffung** bedeuten. Insbesondere für Unternehmen mit großem Strombedarf kann die Umstellung auf ein Portfoliomanagement mit Bilanzkreismanagement durch einen eigenen Inhouse-Energieversorger statt durch EVU von Interesse sein. Die fehlende Möglichkeit, dies mit einem Ökostrombezug zu verbinden, wurde hier als Herausforderung bewertet. Diese Problematik ergibt sich auch, wenn zur Strombeschaffung ein Portfoliomanagement-Dienstleister eingesetzt wird, der für das Unternehmen an der Börse oder an OTC-Märkten tätig wird und das Bilanzkreismanagement übernimmt. Eine Sondersituation tritt ein, wenn ein Inhouse-Energieversorger (oder ein Portfoliobeschaffungs-Dienstleister) Stromlieferungen von verschiedenen EVU bündelt. In diesem Fall müssten Lieferbeziehungen von konkreten EVU zum stromverbrauchenden Unternehmen nachverfolgt und mehrere (Beistellungs-)Verträge über HKN-Entwertungen geschlossen werden. Aufgrund des entstehenden organisatorischen Aufwands und der Kosten für Entwertungsdienstleistungen wurde dies als nicht praktikabel bewertet.

Ähnlich ist die Lage bei **auf die Belieferung von Letztverbrauchenden ausgerichteten EVU: Diese EVU dürfen aktuell keine HKN-Entwertungen für ihren unternehmensinternen Stromverbrauch vornehmen.** Dieser Fall wurde nicht im Rahmen der durchgeführten Interviews untersucht, stellt sich in der Praxis aber ebenfalls als relevant dar. EVU dürfen zwar HKN entwerten, aber nur zur Stromkennzeichnung gegenüber Letztverbrauchenden (siehe Kapitel 2.1). Jedoch formulieren auch EVU Emissionsreduktions- oder Klimaneutralitätsziele, die es erforderlich machen, die Dekarbonisierung des eigenen, unternehmensinternen Stromverbrauchs nachweisbar voranzutreiben. Für eingekauften Strom, den das EVU selbst verbraucht, ist hier derzeit ebenfalls eine Stromkennzeichnung durch ein Zuliefer-EVU erforderlich (sofern vorhanden). Die Verpflichtung zur Stromkennzeichnung bringt das Recht der Entwertung von HKN für selbige mit sich. EVU drücken aber teils den Wunsch aus, für eingekauften, selbst verbrauchten Strom selbst HKN entwerten und nutzen zu dürfen, ohne hier auf Zuliefer-EVU angewiesen zu sein. Dies ist insbesondere auch für Stromeinkäufe relevant, die nicht von EVU geliefert werden, sondern direkt an der Börse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschafft werden und damit der Informationspflicht nach § 42 Abs. 6 EnWG aber nicht der Stromkennzeichnungspflicht unterliegen. Ein UN-ER könnte dementsprechend auch für EVU die Nachweisführung über erneuerbare Eigenschaften entsprechender Stromverbräuche erleichtern oder erst ermöglichen.

5.1.3.2 Direktere Kontrolle über HKN-Beschaffung und Entwertung

Bei Unternehmen, die von stromkennzeichnungspflichtigen EVU beliefert werden, stellt sich die direkte Kontrolle über HKN-Beschaffung und -Entwertung als zentraler, mit einem UN-ER verbundener Vorteil heraus. Entsprechende Aspekte wurden in nahezu allen geführten Interviews genannt. Einige der erwarteten Vorteile beziehen sich dabei auf die eigenständige Beschaffung von HKN, die derzeit bereits teilweise in Kombination mit einem Beistellungsvertrag mit EVU realisiert wird. Im Vergleich zu einer HKN-Beschaffung durch EVU erwarten mehrere der befragten Unternehmen, dass eine direkte Teilnahme am HKN-Markt oder die Beauftragung spezialisierter Dienstleister eine zielgerichtetere HKN-Beschaffung ermöglicht, sowohl in Bezug auf Kosten als auch Qualitäten der HKN.

Im Vergleich zu einer HKN-Beschaffung durch EVU, deren Kosten in Ökostromtarife eingepreist werden, wird so eine **verbesserte Transparenz hinsichtlich der Preise auf dem HKN-Markt erwartet** und dementsprechend auch ein verbesserter Zugang zu marktgerechten Preisen für gewünschte HKN-Qualitäten. Zudem wird eine **direktere Kontrolle über die Qualität der für das Unternehmen beschafften HKN erwartet.** Bei einer Ökostromlieferung durch EVU können zwar entsprechende Vereinbarungen getroffen werden, dies ist jedoch i. d. R. mit Verhandlungsaufwand verbunden und kann zu Preisaufschlägen führen, die in Interviews teils als intransparent kritisiert wurden. Zudem setzt es voraus, dass Stromlieferanten gefunden werden können, die zu wettbewerbsfähigen Preisen entsprechende, unternehmensspezifische Ökostromprodukte anbieten möchten. In mehreren Interviews wurde beispielsweise problematisiert, dass die Vorgabe spezifischer Ökostromlabels mit strengem Kriteriensatz in Ausschreibungen dazu führen kann, dass nur eine geringe Zahl von Stromlieferangeboten eingeht oder Angebote sogar ausbleiben. Bei langfristigen Vertragsbeziehungen sind zudem Barrieren eines Lieferantenwechsels zu beachten (z. B. Vorteile aufgebauter Vertrauensbeziehungen, aber auch Nachteile bei einer Neuverhandlung von Stromlieferpreisen). Von einer direkten HKN-Marktteilnahme oder der Beauftragung von auf den HKN-Markt spezialisierten Dienstleistern wird **insofern ein verbesserter Zugang zu spezifischen HKN-Qualitäten** erhofft.

Außerdem wird eine **größere Flexibilität bei der HKN-Beschaffung** als Vorteil angesehen. Dies schließt die Möglichkeit ein, Stromlieferverträge mit mehrjähriger Laufzeit abzuschließen,

HKN jedoch in kleineren Tranchen (z. B. mehrmals jährlich) zu beschaffen. Durch den OTC-Charakter des HKN-Markts können Anfragen zu HKN-Verfügbarkeiten bereits zu Preisänderungen für HKN-Käufe führen (siehe auch Güldenbergh et al. 2019). Falls beispielsweise ein großes Volumen an Ökostrom- oder HKN-Lieferungen ausgeschrieben wird, können resultierende Anfragen von Bietern bei HKN-Händlern zu Preisauflagen am HKN-Markt führen. Dies lässt sich durch den Einkauf kleinerer Tranchen abfedern. Auf der anderen Seite können bei der Beschaffung großer HKN-Mengen teils Preisnachlässe verhandelt werden. Mit einer eigenen HKN-Beschaffung wird insofern der Wunsch verbunden, **Beschaffungsstrategien selbst optimieren zu können** und auf Änderungen am HKN-Markt reagieren zu können. Auch die Ermöglichung **flexibler Reaktionen des Unternehmens auf Änderungen in Kundenanforderungen hinsichtlich des Ökostromeinsatzes** wurde als Vorteil einer eigenen HKN-Beschaffung genannt. Falls sich beispielsweise im Jahresverlauf die Anforderung ergäbe, dass ein Produkt für einen bestimmten Kunden mit 100 % Strom aus Windenergie hergestellt werden sollte, ließe sich dies bei einer eigenen HKN-Beschaffung einfacher abbilden als bei einer HKN-Beschaffung über EVU, wo Vertragsänderungen erforderlich würden.

Eine HKN-Beschaffung durch das Unternehmen selbst oder Dienstleister kann prinzipiell auch bei einer HKN-Entwertung durch EVU realisiert werden, in Verbindung mit einem Beistellungsvertrag. Insbesondere Unternehmen, die bereits selbst HKN beschaffen, kritisierten dies in Interviews jedoch als ineffizienten Zusatzaufwand, sowohl administrativ in Hinblick auf die nötige Vertragsaushandlung als auch in Bezug auf durch EVU erhobene Entgelte für die Entwertungsdienstleistung. Ein Vorteil eines UN-ER wurde in dieser Hinsicht in einer **größeren Unabhängigkeit von EVU, erwarteten Kostenersparnissen und einer Reduktion beim administrativen Aufwand** erwartet. Gleichzeitig bringt die Nutzung eines UN-ER eigenen Aufwand mit sich, sodass die Entscheidung, ob ein UN-ER im eigenen Unternehmen genutzt werden würde, von der Mehrzahl der Interviewpartner als eine auf Basis einer Kosten-Nutzen-Betrachtung zu klärende, offene Frage betrachtet wurde (siehe 5.1.4).

Organisatorische Vorteile eines UN-ER wurden auch von Unternehmen gesehen, bei denen verschiedene Standorte von unterschiedlichen Stromlieferanten betreut werden. Eine **zentrale HKN-Beschaffung und Entwertung** wird hier als Chance gesehen, eine zumindest für Deutschland, idealerweise europaweit homogene Beschaffungsstrategie zu implementieren. Auch im Kontext von Industrieparks wird ein UN-ER als Erleichterung genannt. Interviewpartner problematisierten, dass derzeit Anforderungen bezüglich Ökostrom mit Industrieparkbetreibern verhandelt werden müssen, die jedoch selbst keine EVU mit HKN-Entwertungsbefugnis sind. Der Bezug von Ökostrom in gewünschten Qualitäten ist demnach mit mehreren Verhandlungs- und Vertragsschritten verbunden, wobei Kosten für HKN-Entwertungen letztlich auch den Unternehmen in Rechnung gestellt werden.

5.1.3.3 Ansprüche an eine Kennzeichnung des unternehmerischen Stromverbrauchs, die durch die gegenwärtige Stromkennzeichnung nicht gedeckt werden

Andere in Interviews genannte Vorteile eines UN-ER bezogen sich auf eine **einfachere Verwendung von HKN-Informationen bei Monitoring- und Berichterstattungsprozessen** in Unternehmen. Als eine Herausforderung der Stromkennzeichnung von EVU wurde hier der zeitliche Verzug der Veröffentlichung entsprechender Informationen genannt. EVU müssen die Stromkennzeichnung für ein Kalenderjahr spätestens zum 1. November des Folgejahres veröffentlichen (§ 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG; siehe auch BDEW 2022). Für die Stromkennzeichnung eines Jahres können dabei nur entwertete HKN verwendet werden, deren zugrunde liegende Stromerzeugung im selben Jahr wie die Stromlieferung stattgefunden hat (§ 30 Abs. 4 HkRNDV). Da eine vollständige Stromkennzeichnung nach § 42 u. a. Angaben zum bundesdeutschen

Strommix enthalten muss und entsprechende Daten derzeit erst im August zur Verfügung stehen, können EVU die Stromkennzeichnung frühestens im August zur Verfügung stellen.

Da Veröffentlichungsfristen der Klima- bzw. Nachhaltigkeitsberichterstattung teils früher liegen, z. B. im Frühjahr des Folgejahres, merkten mehrere befragte Unternehmen an, dass die

Stromkennzeichnung zu spät erscheint, um für die eigene

Nachhaltigkeitsberichterstattung verwendbar zu sein. Die Mehrzahl der interviewten Unternehmen erhielten von Stromlieferanten daher **Entwertungsnachweise** zur Verfügung gestellt. Diese können im HKNR des Umweltbundesamts generiert werden, um zu belegen, welche konkreten HKN für eine/n bestimmte/n Stromverbraucher*in bzw. ein bestimmtes Stromprodukt entwertet wurden. Die Ausstellung der Entwertungsnachweise ist dabei auch unterjährig möglich – der Zeitraum, auf den sich der Nachweis bezieht, ist frei wählbar.

Entwertungsnachweise wurden von den meisten Interviewpartnern als wichtig eingeschätzt, um die zugunsten des eigenen Unternehmens entwerteten HKN zu kontrollieren. Zudem werden Entwertungsnachweise im Rahmen von Audits von Nachhaltigkeitsberichten und

Klimabilanzierung durch unabhängige Gutachter geprüft. **Für die**

Nachhaltigkeitsberichterstattung kann sich insofern das Erstellen einer

Verbrauchskennzeichnung anhand von Entwertungsnachweisen für HKN und

Informationen zu Eigenversorgung als relevanter erweisen als die Verwendung der

Stromkennzeichnung von EVU. Als „Verbrauchskennzeichnung“ wird im Kontext dieses

Berichts die Kennzeichnung der Eigenschaften des eigenen Stromverbrauchs von Unternehmen bezeichnet, in Abgrenzung zu den von EVU im Rahmen der gesetzlichen

Stromkennzeichnungspflicht veröffentlichten Informationen zu den Eigenschaften ihrer

Stromlieferungen. Letztere können dabei in eine Verbrauchskennzeichnung einfließen.

Zeitpunkt und Frequenz der Vorlage von Entwertungsnachweisen können grundsätzlich mit Stromlieferanten abgestimmt werden. Allerdings wurde auch hier in einigen Gesprächen ein UN-ER als vorteilhaft betrachtet, um möglichen Verzögerungen bei der HKN-Entwertung oder Übermittlung von Entwertungsnachweisen vorzubeugen. Von einem UN-ER wird insofern eine **verbesserte Kontrolle über den zeitlichen Verlauf des Entwertungsprozesses** erwartet, da der Zeitpunkt der HKN-Entwertung an den eigenen Zeitplan für die

Nachhaltigkeitsberichterstattung angepasst werden kann. In Einzelfällen wurde in diesem Zusammenhang auch Interesse an einer unterjährigen (monatlichen oder sogar stündlichen) HKN-Entwertung geäußert, um eine kontinuierliche Berichterstattung und eine zeitlich hoch aufgelöste Berechnung von PCF zu ermöglichen. Hinsichtlich der Informationen auf

Entwertungsnachweisen wurde Interesse geäußert, **Zugang zu allen auf HKN enthaltenen Informationen** zu haben, um spezifische Auswertungen erstellen zu können. Eine Alternative

wäre an dieser Stelle die Option ausführlicherer, bevorzugt digital einsehbarer Entwertungsnachweise.

Ein weiterer Vorteil, der mit einer HKN-Entwertung für die Kennzeichnung des eigenen Stromverbrauchs verbunden wurde, wird in der **einfacheren Herstellung eines Bezuges zwischen HKN und spezifischen Kund*innen oder Produkten** gesehen. Großes Interesse wurde in mehreren Interviews an der Kennzeichnung von EE-Anteilen an vom Unternehmen hergestellten Produkten geäußert, belegt durch HKN-Entwertungen. Dies wurde zum einen für das Marketing gegenüber Kund*innen als relevant erachtet, zum anderen für die Ermittlung von PCF. Als besonders interessant wurde eine solche Kennzeichnung von EE-Anteilen für entstehende grüne Leitmärkte z. B. für grünen Stahl oder grünen Wasserstoff eingeschätzt, wobei im letzten Fall die noch in Entwicklung befindlichen regulatorischen Rahmenbedingungen für die Definition grünen Wasserstoffs zu beachten sind. Auch Anforderungen an Zwischenprodukte, die von nachgelagerten Kund*innen in der Lieferkette gestellt werden,

wurden mehrfach als Anwendungsfall genannt. Eine entsprechende Kennzeichnung von Industrieprodukten (aber z. B. auch Dienstleistungen) könnte dabei in bestehende Produktzertifizierungen, die z. B. vom TÜV durchgeführt werden, integriert werden. Bei Nutzung eines UN-ER wurde dabei die Erwartung geäußert, produktspezifische Entwertungen durch Bildung eigener, produktspezifischer Unterkonten im HKNR einfacher nachweisen zu können, bzw. durch die Angabe von Produkten oder Projekten des Unternehmens als Teil der Entwertungsinformationen. Als weniger relevant wurde die Kennzeichnung von EE-Anteilen in Produkten von Unternehmen eingeschätzt, die bereits 100 % Ökostrombezug für das Gesamtunternehmen realisiert haben. Ein Anwendungsfall wurde aber auch hier für die **Entwertung spezifischer HKN-Qualitäten für spezifische Produkte** gesehen, um auf Kundenanforderungen zu reagieren (z. B. grüne Stahlherstellung mit 100 % Windenergieherkunft des eingesetzten Stroms).

Hinsichtlich der Ausgestaltung der Stromkennzeichnung wurde in den Interviews zudem Kritik am **Umgang mit EEG-Strommengen** geäußert. So besteht teils Unsicherheit, ob der in der Produktkennzeichnung ausgewiesene EEG-Anteil im Rahmen des marktbasierten Klimabilanzierungsansatzes verwendet werden kann oder nicht, da hierfür z. B. laut GHG Protocol eine eindeutige Zuordnung von Emissionsfaktoren eingekaufter Energie zu bestimmten Verbrauchenden Voraussetzung ist (vgl. 2.2.1; WRI und WBCSD 2015). Zudem wurde als Nachteil erachtet, dass in Deutschland für EEG-geförderte Anlagen keine HKN ausgestellt werden, was den Bezug inländischer HKN erschwert. Angesichts der hieraus resultierenden, geringen Verfügbarkeit von HKN aus Deutschland führt dies i. d. R. zu hohen Importanteilen von HKN (vgl. Kap. 4.1.2). In verschiedenen Interviews wurden unterschiedliche Einschätzungen geäußert, inwiefern dies von Kund*innen wahrgenommen oder problematisiert wird. Teils wird das Ungleichgewicht zwischen inländischer HKN-Nachfrage und -Angebot aufgrund der Nichtausstellung von HKN für geförderte Anlagen jedoch als Auslöser von Greenwashing-Debatten um HKN wahrgenommen. Die fehlende Möglichkeit, HKN für geförderte EEG-Anlagen ausstellen und übertragen zu können, wird zudem als Barriere für den Abschluss von PPAs mit entsprechenden Anlagen wahrgenommen.

5.1.3.4 Vereinfachungen bei Corporate Power Purchase Agreements

Für den **Abschluss und die Abwicklung von PPAs** wurde ein UN-ER in einem Teil der Interviews als mögliche Vereinfachung beschrieben (vgl. auch Marktoffensive Erneuerbare Energien 2021). In anderen wurde die Entscheidung, ob PPAs zwischen Unternehmen und EE-Anlagenbetreibern eingesetzt werden, als unabhängig von der Existenz eines UN-ER betrachtet. Ein Faktor hierbei ist, dass bei physischen PPAs i. d. R. ein EVU beteiligt ist, um das Angebot zu strukturieren, welches die HKN-Entwertung übernehmen kann. Eine mögliche Ausnahme stellt der Fall von Inhouse-Energieversorgern dar, hier könnten allerdings grundsätzlich Anlagenbetreiber die HKN-Entwertung übernehmen, sofern es sich um unterschiedliche juristische Personen als das versorgte Unternehmen handelt. In einzelnen Gesprächen wurde jedoch angemerkt, dass EE-Erzeuger teils einer Klassifizierung als Stromlieferant oder EVU mit Ablehnung begegnen. Welche Gründe erzeugerseitig hier eine Rolle spielen könnten, wurde im Rahmen des Gutachtens nicht näher untersucht. Ggf. könnten Informationsmaterialien für Anlagenbetreiber zur HKN-Entwertung hier Barrieren reduzieren.

Ein weiterer Sonderfall, der allerdings nicht in Interviews angesprochen wurde, betrifft **finanzielle PPAs** (auch bezeichnet als virtuelle PPAs), bei denen die gegenseitige Absicherung der Vertragsparteien gegenüber Strompreissrisiken im Vordergrund steht (Hilpert 2018; Styles et al. 2021b). Hierbei wird kein Vertrag über die Lieferung von Strommengen geschlossen: Erzeuger verkaufen Strommengen frei über Strommärkte (z. B. die Strombörse), während die verbrauchsseitige Vertragspartei über EVU oder sonstige Beschaffungskanäle Strom bezieht. Das

finanzielle PPA schließt einen Contract for Difference ein, bei dem die Vertragsparteien vereinbaren, die Differenz zwischen dem Marktpreis des verkauften Stroms und einem vertraglich festgelegten Referenzpreis auszugleichen. Der Erzeuger erhält eine Zahlung vom Vertragspartner, wenn der Marktpreis seines verkauften Stroms unter dem Referenzpreis liegt. Die verbrauchsseitige Vertragspartei erhält eine Zahlung, wenn Marktpreise über dem Referenzpreis liegen. Diese Zahlung kann genutzt werden, um entsprechend höhere Strombeschaffungskosten auszugleichen. Bei finanziellen PPAs werden demnach keine Strommengen geliefert. Entsprechende Verträge können dennoch mit einer Übertragung von HKN zwischen den Vertragsparteien kombiniert werden (siehe auch Styles et al. 2021b). Da Anlagenbetreiber jedoch nicht die Stromlieferanten des PPA-Vertragspartners sind, wären sie nicht zur Entwertung von HKN zu dessen Gunsten berechtigt.

Auch **langfristige Abnahmeverträge für HKN** ohne entsprechende Stromlieferungen und ohne Contract for Difference wären denkbar. Wie auch bei finanziellen PPAs könnten in diesem Fall allerdings, ähnlich wie bei einer eigenständigen HKN-Beschaffung, Beistellungsverträge mit Stromlieferanten zur HKN-Entwertung getroffen werden. Ausnahmen ergeben sich auch hier bei Inhouse-Energieversorgern ohne stromkennzeichnungspflichtigen Stromlieferanten.

Von den interviewten Stakeholdern wurde eine **Vereinfachung durch ein UN-ER beispielsweise für große Unternehmen mit verschiedenen PPA-Anlagen und Standorten erwartet**. In diesen Fällen könnten Unternehmen HKN aus PPAs poolen und selbst die Entwertung für verschiedene Standorte vornehmen. Bei einer Entwertung von PPA-HKN durch EVU wurden in einigen Interviews zudem verschiedene Probleme, die hinsichtlich von Beistellungsverträgen mit selbst beschafften HKN genannt werden, ebenfalls als relevant erachtet (z. B. Dienstleistungskosten, mangelnde Kontrolle über Zeitpunkt der Entwertung und Vorlage von Entwertungsnachweisen).

Selbst in Fällen, bei denen ein UN-ER als Vereinfachung für PPAs wahrgenommen wurde, ergab sich jedoch die **überwiegende Einschätzung, dass die Entscheidung für oder gegen PPAs von anderen Faktoren bestimmt wird**. Der Abschluss physischer PPAs wurde so vorrangig für Unternehmen mit hohem Stromverbrauch als lohnend erachtet. Auch kann die Vertragsgestaltung aufwändig ausfallen und entstehende Risiken (z. B. bei Ausfällen von Vertragspartnern) sind gegenüber Risiken von alternativen Strombeschaffungskanälen (z. B. Preisrisiken bei einer Beschaffung über Spot- und Terminmärkte der Strombörse oder OTC-Transaktionen) abzuwägen. In Interviews wurde zudem problematisiert, dass aktuell mitunter auch für langfristige, neue PPAs Preise gefordert werden, die sich an aktuellen hohen Börsenstrompreisen orientieren statt an Stromgestehungskosten, was als Barriere für den Neuabschluss von Verträgen gewertet wird.

5.1.3.5 Europäische Harmonisierung

Von Unternehmen, die in mehreren europäischen Ländern aktiv sind, wurde die Einführung eines UN-ER in Deutschland als **Beitrag zu einer stärkeren europäischen Harmonisierung der HKN-Systeme** gewertet. Vereinzelt nutzen interviewte Unternehmen bereits HKN-Entwertungsmöglichkeiten in anderen EU-Staaten, um die Eigenschaften der dortigen Stromverbräuche zu kennzeichnen (vgl. Kap. 4.2). Ein UN-ER in Deutschland wird dabei als Schritt in Richtung einer Vereinfachung betrachtet, der europäische Beschaffungsansätze für HKN befördern könnte. Hierbei würden HKN nach einer für alle europäischen oder sogar internationalen Standorte abgestimmten Beschaffungsstrategie eingekauft und durch zentrale Unternehmensabteilungen oder beauftragte Dienstleister entwertet (wobei es durchaus auch Teil einer internationalen Beschaffungsstrategie sein kann, dass ein Fokus auf HKN aus dem Land bzw. dem regionalen Marktkontext des Stromverbrauchs gelegt wird). Allerdings würde

die Herausforderung bestehen bleiben, dass nationale (oder im Fall von Belgien, regionale) HKN-Systeme in Sachen HKN-Entwertungsrecht unterschiedliche Verfahren anwenden. Hier wurde Bedarf für eine stärkere europäische Standardisierung des Entwertungsrechts gesehen. Auch wurde der Wunsch einer klareren, zentralen Informationsbereitstellung zu Verfahren in unterschiedlichen HKN-Domänen geäußert. Die Beauftragung von HKN-Händlern oder anderen Dienstleistern würde hier zwar helfen, aber auch dort bestünden unterschiedliche Spezialisierungen auf die HKN-Systeme und -Märkte verschiedener Länder. Teils wurde zudem Interesse an einer HKN-Entwertung in einem zentralen, europäischen Register für unterschiedliche Standorte geäußert.

5.1.4 Mögliche Herausforderungen der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts

In Interviews genannte mögliche Herausforderungen eines UN-ER fielen in drei Kategorien: der Aufwand der Nutzung eines UN-ER, der gegenüber möglichen Vorteilen abzuwägen wäre, die Ausgestaltung und Überprüfung von Kennzeichnungsregeln sowie eine mögliche Verstärkung der Konkurrenz auf dem HKN-Markt.

5.1.4.1 Aufwand der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts

Als Herausforderung der Nutzung eines UN-ER wurde in der Mehrzahl der Interviews genannt, dass hierfür unternehmensinternes Know-how aufgebaut werden müsste, was **zusätzlichen unternehmensinternen Personal- und Verwaltungsaufwand** mit sich bringt. Auch **Kontoführungsgebühren für das HKNR und Gebühren für HKN-Transaktionen** wurden als relevanter Entscheidungsfaktor genannt.²⁹ Die unter 5.1.3 genannten, erwarteten Vorteile eines UN-ER, inkl. Kosteneinsparungen bei Entwertungsdienstleistungen durch EVU, würden insofern gegen im Unternehmen entstehende, neue Kosten abgewogen werden. Von mehreren Unternehmen sowie von den befragten Verbänden und Kammern wurde die **Einschätzung geäußert, dass ein UN-ER vorwiegend von Großunternehmen in Anspruch genommen werden würde**. Besonderes Interesse wurde zudem bei Unternehmen mit Inhouse-Energieversorger und europaweit agierenden Großunternehmen erwartet.

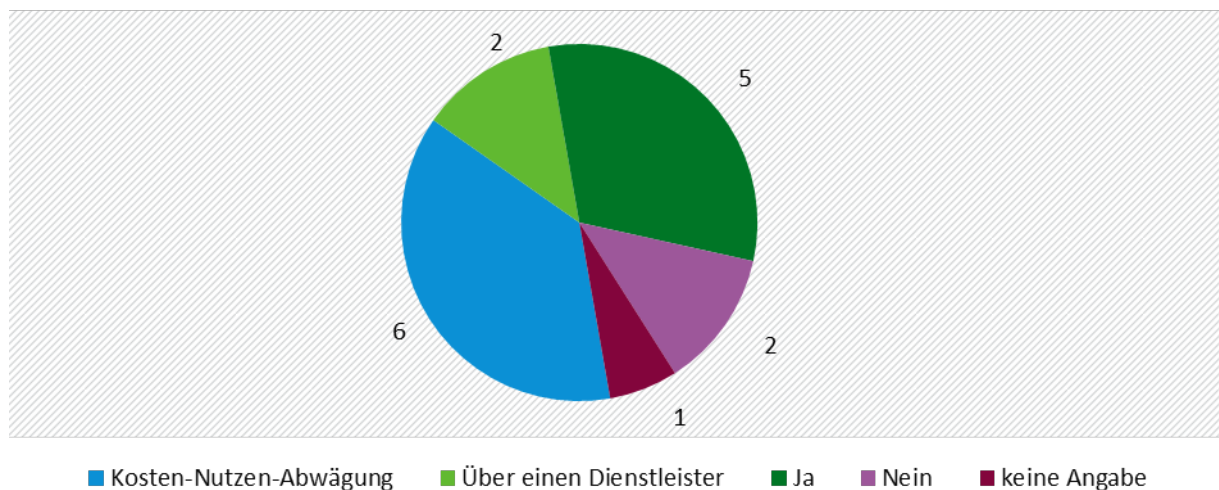
Für einen großen Teil der befragten Unternehmen stellte sich die potenzielle Nutzung eines UN-ER insofern als offene Frage dar, die auf Basis einer Kosten-Nutzen-Abwägung geklärt würde (sechs von sechzehn befragten Unternehmen, siehe Abbildung 11). Fünf Stakeholder gaben an, dass sie ein UN-ER voraussichtlich nutzen würden, zwei verneinten dies klar. Zwei weitere Stakeholder konnten sich eine HKN-Entwertung über Dienstleister vorstellen. Die Option, die **HKN-Entwertung durch einen spezialisierten Dienstleister** vornehmen zu lassen, der beispielsweise auch die HKN-Beschaffung übernimmt, wurde in mehreren Gesprächen als potenziell relevant hervorgehoben. Auch Verbände bzw. Kammern nannten dies teils als wichtige Perspektive, um die Vorteile eines UN-ER einer breiteren Zahl und insbesondere auch mittelständischen Unternehmen zugänglich zu machen.

Falls Strom und HKN über getrennte Ausschreibungen beschafft würden und nicht als Komplettpaket im Rahmen eines Rahmenlieferungsvertrags, wurde als Herausforderung betrachtet, dass der **Umfang der HKN-Beschaffung vorab zu klären** wäre. Dies würde Prognosen über den Stromverbrauch erfordern, wobei zum Erreichen eines 100 % Ökostromziels kurzfristige Nachkäufe von HKN erforderlich werden könnten. Ebenso könnte es erforderlich werden, zu viel beschaffte HKN weiterzuverkaufen. Dies kann insbesondere für öffentliche Beschaffungsstellen

²⁹ Vgl. Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung vom 17. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2703), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. August 2021 (BGBl. I S. 3730).

eine Herausforderung darstellen. Eine mögliche Alternative könnte das Einkaufen von HKN-Beschaffungsdienstleistungen als Teil einer Portfoliobeschaffung darstellen.

Abbildung 11: Antworten auf die Frage nach der potenziellen Nutzung eines UN-ER (n=16)



Anm.: Ergebnisse der Stakeholderinterviews mit Verbänden/Kammern ausgenommen.

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Ergebnisse der durchgeführten Stakeholderinterviews (2022).

5.1.4.2 Ausgestaltung und Überprüfung von Kennzeichnungsregeln

In einigen Interviews wurde angemerkt, dass ein UN-ER neue oder angepasste Regeln erfordern würde, um die **Korrektheit von Entwertungen** sicherzustellen. So müsste nicht nur überprüft werden, dass EVU für die im Rahmen von Ökostromtarifen vermarkteten Strommengen HKN entwertet haben, sondern auch, dass Unternehmen, die im Rahmen von Marketingaktivitäten oder Nachhaltigkeitsberichten Aussagen zu Ökostromanteilen tätigen, entsprechende HKN-Entwertungen durchführen. Anders als bei der im EnWG und europarechtlich verankerten Stromkennzeichnungspflicht gibt es für eine solche Kennzeichnung des Stromverbrauchs noch keine gesetzlichen Vorgaben oder standardisierten Kennzeichnungsregeln. Als wichtig wurde von Befragten angesehen, dass bei der Ausgestaltung eines UN-ER eine **hohe Glaubwürdigkeit der auf Basis entwerteter HKN gemachten Aussagen** sichergestellt wird. Zu vermeiden wäre eine Greenwashing-Debatte, die durch einzelne Missbrauchsfälle angestoßen werden könnte.

In mehreren Gesprächen wurde jedoch angeführt, dass Nachhaltigkeitsberichte und Klimabilanzierungen der entsprechenden Unternehmen bereits **unabhängigen Audits durch Wirtschaftsprüfer** unterzogen werden. Im Rahmen von Audits wird aktuell bereits der Abgleich von Stromverbrauch und HKN-Entwertungsnachweisen, die von Stromlieferanten zur Verfügung gestellt werden, durchgeführt. Auch bei Marketing-Aussagen zu EE-Anteilen in Industrieprodukten wurde auf den Einsatz unabhängiger Zertifizierungen verwiesen. In diesem Sinne wäre die Nutzung eines UN-ER und Aussagen zur Kennzeichnung des eigenen Stromverbrauchs vergleichbar mit anderen Themenbereichen, in denen Unternehmen bereits Rechenschaft ablegen.

Die Kennzeichnung des eingekauften Stroms basierend auf Entwertungsnachweisen wurde dabei in mehreren Interviews bereits im Status quo als für die Unternehmenspraxis relevanter angesehen als die Verwendung der Stromkennzeichnungen von EVU. Unter anderem wurde angemerkt, dass die Korrektheit von Stromkennzeichnungen erst nach deren Veröffentlichung vom Umweltbundesamt überprüft

wird, sodass ein deutlicher Zeitverzug zum Jahr des Stromverbrauchs entsteht.³⁰ Um die Richtigkeit der im Nachhaltigkeitsreporting verwendeten Informationen sicherzustellen, werden daher Entwertungsnachweise bereits heute als die wichtigere Informationsquelle betrachtet. Entwertungsnachweise würden aber ebenso bei Nutzung eines UN-ER bzw. einer HKN-Entwertung durch Dienstleister zur Verfügung stehen.

5.1.4.3 Verstärkung der Konkurrenz auf dem HKN-Markt

Als weitere, mögliche Herausforderung eines UN-ER wurde eine **verstärkte Konkurrenz um bestimmte HKN-Qualitäten** am HKN-Markt genannt (vgl. 5.1.5). Insbesondere die Konkurrenz um HKN aus Neuanlagen ohne Förderung könnte sich verstärken, deren Preise lägen mit Stand Sommer/Herbst 2022 bereits oberhalb von 4,50 EUR. Auf der anderen Seite wurde aber auch angeführt, dass eben eine solche Konkurrenz mit steigenden HKN-Preisen eine zubaufördernde Wirkung entfalten könnte. Mit steigendem Ausbau ungeförderter Anlagen würde sich wiederum das HKN-Angebot in diesem Qualitätssegment erweitern.

5.1.5 Einschätzungen zur Bedeutung eines Unternehmensentwertungsrechts für die Nachfrage nach Ökostrom

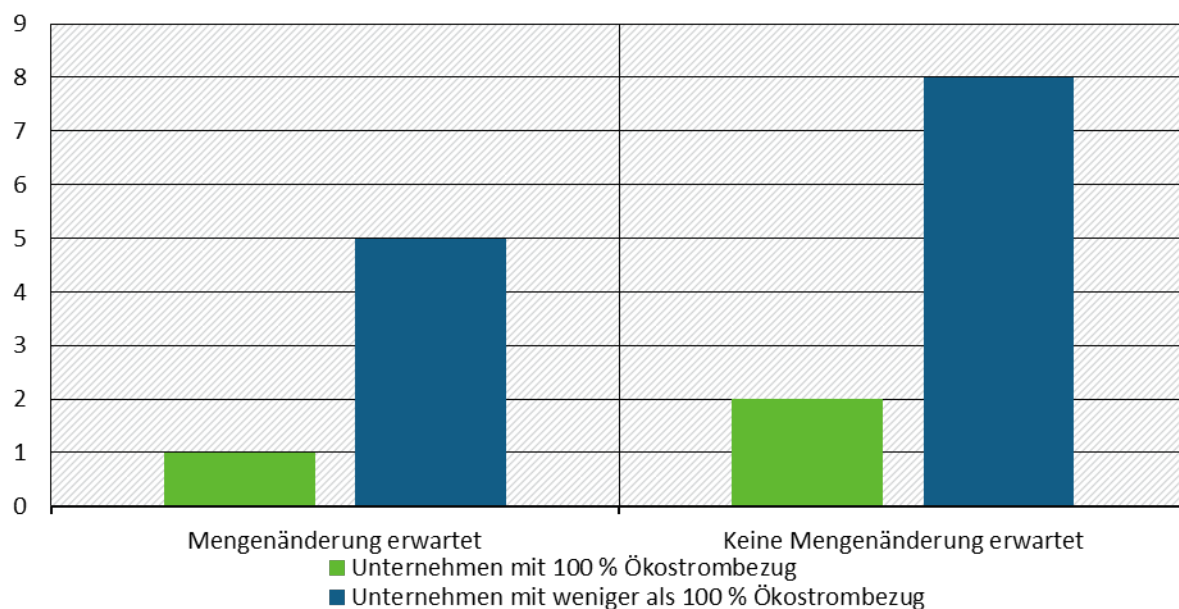
Abschließend wurden Stakeholder nach Einschätzungen hinsichtlich möglicher Veränderungen der Ökostrom- bzw. HKN-Nachfrage durch Einführung eines UN-ER gefragt. Relevant sind dabei mögliche Auswirkungen auf die Menge sowie die Qualität nachgefragter HKN.

5.1.5.1 Mögliche Auswirkungen auf die Menge nachgefragter HKN

Einschätzungen, ob ein HKN-UN-ER zu einer Änderung der mengenmäßigen Nachfrage nach zugunsten des Unternehmens entwerteten HKN führen könnte, fielen in Interviews divers aus (siehe Abbildung 12). Fünf der befragten Unternehmen, die aktuell weniger als 100 % Ökostromanteil aufwiesen, erwarten durch die Einführung eines UN-ER einen **Anstieg der eigenen Nachfrage nach HKN bzw. Ökostrom**. Eine Mengensteigerung wird insbesondere aufgrund erwarteter marktgerechterer Preise für gewünschte Qualitäten für realistisch angesehen. Auch wurde die Annahme geäußert, dass ein UN-ER zur Herausbildung eines transparenteren und differenzierteren HKN-Markts mit Angeboten, die auf gewerbliche Stromverbraucher zugeschnitten sind, führen könnte. Eine Steigerung der Verfügbarkeit z. B. qualitativ passender Angebote könnte dabei auch zu einer Steigerung der mengenmäßigen Nachfrage führen. Teils wird auch ein Einstieg in die Beschaffung von Ökostrom (oder, in einem Fall, die Aufrechterhaltung des Ökostrombezugs) von der Existenz eines UN-ER abhängig gemacht. Dies betrifft insbesondere, aber nicht ausschließlich, Fälle mit Inhouse-Energieversorgern.

Acht der befragten Unternehmen mit weniger als 100 % Ökostromanteil erwarteten hingegen keine Mengenänderung für die eigene Nachfrage. Falls eine UN-ER-Nutzung in Frage käme, würde hier eine **Verlagerung bestehender HKN-Entwertungen durch ein EVU hin zu einer eigenen HKN-Entwertung** (oder HKN-Entwertung durch Dienstleister) überwiegen. Zu beachten ist hier, dass viele der befragten Unternehmen bereits unabhängig vom UN-ER zukünftige Ziele für 100 % Ökostrom formuliert hatten, deren Erreichung nicht von einem UN-ER abhängig gemacht wurde. Allerdings wurde in diesen Fällen auch kein Vorziehen des Zieljahres durch ein UN-ER erwartet. Zwei Unternehmen, die bereits 100 % Ökostrom bezogen, erwarteten ebenfalls keine Änderung.

³⁰ Zur genaueren Darstellung des Prüfungsprozesses für Stromkennzeichnungen siehe Nitzschke und Steinborn 2020; siehe auch Kap. 7.2.2.

Abbildung 12: Antworten auf die Frage: Könnten Sie sich einen Einfluss auf die Menge des von Ihnen nachgefragten Ökostroms vorstellen? (n=16)

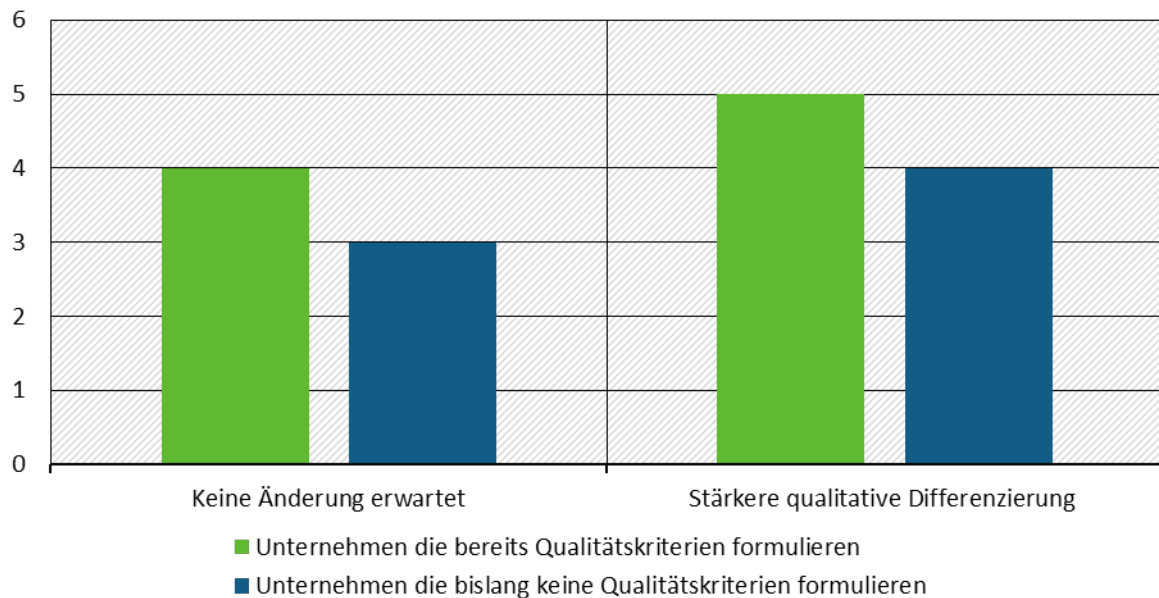
Anm.: Ergebnisse der Stakeholderinterviews mit Verbänden/Kammern ausgenommen.

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Ergebnisse der durchgeführten Stakeholderinterviews (2022).

In einigen Interviews wurde zudem angesprochen, dass ein UN-ER in Verbindung mit der **Ausstellung von HKN für Eigenversorgungsanlagen** möglicherweise Investitionsanreize für entsprechende EE-Anlagen erhöhen könnte. Dies betrifft zum einen Anlagen mit Netzanbindung auf dem Betriebsgelände, um gegenüber Stakeholdern und Investoren mittels einer HKN-Entwertung einfacher nachweisen zu können, dass grüne Eigenschaften des erzeugten Stroms vom Unternehmen selbst beansprucht wurden und keine Vermarktung von HKN an Dritte erfolgte. Als relevanter Anwendungsfall wurden zum anderen Investitionen in eigene EE-Anlagen außerhalb des Betriebsgeländes mit regulärer Einspeisung in das Stromnetz genannt. Hier wurde Interesse an einer bilanziellen Eigenversorgung verschiedener Standorte in Deutschland oder Europa durch unternehmenseigene Anlagenparks geäußert, mit HKN-Entwertung durch Unternehmen.

5.1.5.2 Mögliche Auswirkungen auf die Eigenschaften nachgefragter HKN

Einschätzungen, ob ein UN-ER zu einer Änderung der Qualität der vom Unternehmen nachgefragten HKN führen könnte, fielen ebenfalls divers aus (siehe Abbildung 13). Sieben von sechzehn befragten Unternehmen erwarteten keine Änderung in den nachgefragten Eigenschaften, während neun von einer stärkeren qualitativen Differenzierung ausgingen. Dabei wurde in Interviews ausschließlich die Realisierung ambitionierterer Qualitätskriterien als Perspektive genannt, auch wenn damit verbunden teils Preisanstiege für bestimmte Qualitäten auf dem HKN-Markt erwartet werden. Ob Unternehmen bereits Qualitätskriterien an bezogenen Ökostrom anlegen oder nicht, beeinflusst das Antwortbild dabei nicht wesentlich. Vier Unternehmen, die bereits Qualitätskriterien formulieren, erwarteten keine Änderungen durch ein UN-ER, während fünf die Realisierung anspruchsvollerer Qualitätskriterien für möglich hielten. Unter Unternehmen, die bislang keine spezifischen Anforderungen an HKN-Eigenschaften stellten, erwarteten drei keine Änderung durch ein UN-ER, vier konnten sich in diesem Kontext die Umsetzung von Qualitätskriterien vorstellen.

Abbildung 13: Antworten auf die Frage: Könnten Sie sich einen Einfluss auf die Eigenschaften des von Ihnen nachgefragten Ökostroms vorstellen? (n=16)

Anm.: Ergebnisse der Stakeholderinterviews mit Verbänden/Kammern ausgenommen.

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der Ergebnisse der durchgeführten Stakeholderinterviews (2022).

In Interviews, in denen **keine Änderungen nachgefragter Qualitäten** erwartet wurden, wurde teils bereits Ökostrom nach festgelegten Kriterienkatalogen von Beschaffungsleitfäden oder Labels bezogen. Teils wurde als Alternative zum Bezug von Ökostrom neben dem Ausbau der Eigenversorgung auch der Bezug von Graustrom bzw. des gegebenen Strommix von EVU genannt, mit Kompensation entsprechender THG-Emissionen über den Kauf von Emissionsgutschriften am freiwilligen Kohlenstoffmarkt. In einigen Gesprächen wurde es zudem als Herausforderung betrachtet, Unterschiede in der Herkunft von HKN gegenüber Kund*innen und auch innerhalb des Unternehmens zu erklären.

Allerdings wurde mehrfach die Erwartung geäußert, dass die **Möglichkeit einer direkteren Teilnahme am HKN-Markt dazu führen könnte, dass sich Unternehmen zunehmend mit der Qualität von Ökostrom beschäftigen**, was zukünftig die Bedeutung von qualitativen Kriterien und eine entsprechende Differenzierung des Markts vorantreiben könnte. Auch eine Verbesserung der Markttransparenz durch eigene Teilnahme am HKN-Markt bzw. die Beauftragung spezialisierter Dienstleister wurde als relevanter Faktor genannt. Das Motiv, gezielt am HKN-Markt bestimmte Qualitäten nachfragen zu können und Preisinformationen hierzu erhalten zu können, spielte hier eine wichtige Rolle (siehe auch 5.1.3.2).

Einige befragte Unternehmen gaben dabei an, dass **Stakeholder der Nachhaltigkeitsberichterstattung und Produktabnehmende zunehmend Anforderungen an die Eigenschaften von Ökostrom formulieren** bzw. entsprechende Informationen fordern. Auch Anforderungen, die sich aus einer Mitgliedschaft in Initiativen wie RE100 und SBTi ergeben, wurden hier als relevant genannt. Insbesondere für das **HKN-Qualitätssegment „Neuanlagen ohne Förderung“** wurde in mehreren Interviews ein Nachfrageanstieg und mögliche Preissteigerungen erwartet. Dies wurde allerdings auch als Chance begriffen, die Anreizwirkung des HKN-Markts für den marktgetriebenen EE-Ausbau zu erhöhen (auch in Verbindung mit PPAs als langfristigen Abnahmeverträgen).

In Anlehnung an Beschaffungsleitfäden wie das „Ökostrom next generation“-Konzept des WWF wurde in Verbindung mit einem UN-ER auch **eine verstärkte Differenzierung nach EE-**

Energiequellen bzw. -Technologien erwartet, weg von Wasserkraft hin zu insb. Wind- und Solarenergie. In einzelnen Gesprächen wurde dabei angemerkt, dass im Rahmen der Klimabilanzierung von Scope 3-Emissionen eine Differenzierung nach Herkunftsland und Technologie zunehmend relevant werden könnte, da hier in der Bilanzierung von Vorkettenemissionen jeweils unterschiedliche THG-Faktoren angelegt werden (u. a. mit Berücksichtigung von Transportfaktoren). Ob THG-Informationen auf HKN hierfür Hilfestellung geben könnten, wurde unterschiedlich bewertet, vor dem Hintergrund, dass verschiedene relevante regulatorische Rahmenbedingungen teils unterschiedliche Standardfaktoren und Bilanzierungsmethoden vorgeben.

Hinsichtlich des **Herkunftslandes** wurde zudem in mehreren Interviews Interesse geäußert, auch HKN aus geförderten Anlagen in Deutschland zu beziehen, falls es zukünftig zu einer HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen kommen sollte und auf diesem Weg mehr HKN aus inländischen Anlagen am Markt verfügbar wären. Teils wurde hiermit eine höhere Glaubwürdigkeit des Ökostrombezugs verbunden als bei HKN-Importen z. B. aus skandinavischer Wasserkraft.

5.2 Annahmen zur Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts für die Szenarienmodellierung

Um mögliche quantitative Auswirkungen der Einführung eines UN-ER untersuchen zu können, müssen Annahmen zu hierdurch ausgelösten, strukturellen Änderungen der HKN-Nachfrage getroffen werden. Als Herausforderung stellt sich hierbei die begrenzte Datenverfügbarkeit zur Ökostromnachfrage in Unternehmen dar. Da umfänglichere empirische Untersuchungen wie z. B. die Durchführung eines Surveys mit Hochrechnung auf die Unternehmensgesamtheit außerhalb des Projektzuschnitts lagen, wurde basierend auf den Ergebnissen der Kurzanalyse des HKN-Markts (Kap. 4) und der Stakeholderinterviews (Kap. 5.1) als Grundlage für die Szenarienmodellierung eine Abschätzung der maximalen potenziellen Stromverbräuche, für die eine Nutzung eines UN-ER in Frage käme, vorgenommen. Basierend auf einer Auswertung der Ökostromzielpfade von RE100-Unternehmen werden zudem Annahmen zur Ökostromnachfrage von Unternehmen, die ein UN-ER nutzen könnten, definiert.

5.2.1 Abschätzung potenzieller Stromverbräuche, für die eine Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts in Frage käme

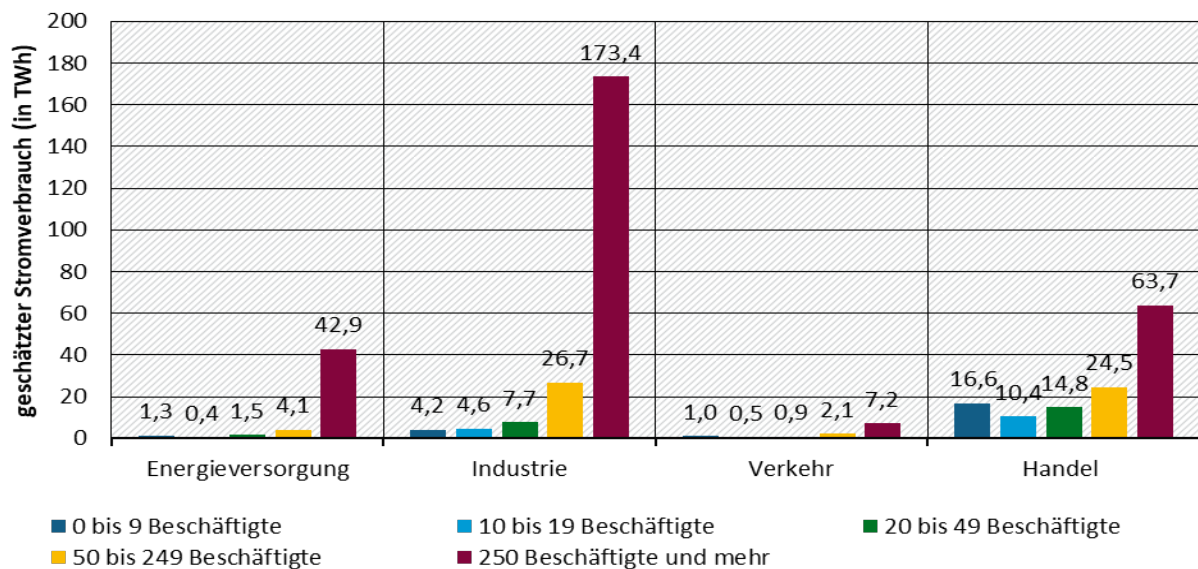
Zur Abschätzung der maximalen Stromnachfrage, die bei einer möglichen Einführung eines UN-ER Relevanz für den HKN-Markt entfalten könnte, werden die Stromverbräuche der Unternehmensgruppen untersucht, für die die Nutzung eines UN-ER in Frage käme (siehe 3.1). Da die zuvor identifizierten Gruppen nicht trennscharf voneinander abgrenzbar sind, lassen sich deren Stromverbräuche jedoch nicht zu einer Maximalnachfrage aufaddieren. Es ist zu erwarten, dass die Nutzung eines HKN-Entwertungsrechts nicht für alle Unternehmen gleichermaßen relevant sein wird. Daher wird für die Modellierung der Szenarien zur Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen angenommen, **dass Unternehmen, die einer nichtfinanziellen Berichtserstattungspflicht unterliegen, ein besonderes Interesse an einer Teilnahme am HKNR sowie HKN-Markt haben.** Die Stromverbräuche dieser Unternehmen stellen zusammen mit dem gesetzten Ambitionsniveau in Bezug auf den Ökostromanteil die Maximalnachfrage für die Modellierung der Szenarien dar.

5.2.1.1 Stromverbräuche von zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichteten Unternehmen

Nach § 289b HGB³¹ sind aktuell etwa 500 Großunternehmen zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet. Die Stromverbräuche dieser lassen sich aufgrund der schlechten Datenlage in den Nachhaltigkeitsberichten jedoch nicht eindeutig quantifizieren. **Die neue EU CSR-Richtlinie³² sieht, wie bereits in Kapitel 3.1.1 beschrieben, eine Ausweitung der nichtfinanziellen Berichtspflicht ab dem Geschäftsjahr 2024 vor.** Die Anzahl an CSR-berichtspflichtigen Unternehmen würde bis 2026 von aktuell etwa 11.700 Unternehmen in der EU und ca. 500 betroffenen Unternehmen in Deutschland auf ca. 50.000 Unternehmen in Europa und mehr als 15.000 Unternehmen in Deutschland ansteigen (BNW 2022).

Die Stromverbräuche der Unternehmen, welche unter die nichtfinanzielle Berichtspflicht nach CSRD fallen werden, lassen sich unter Verwendung von Eurostat-Daten abschätzen (wobei vereinfachend nur auf das Kriterium der Beschäftigtenzahl abgestellt wird). Auf Basis von Eurostat-Daten zum Umsatz nach Beschäftigungsgrößenklassen und Wirtschaftszweigen (WZ) sowie Daten zum Stromverbrauch einzelner Wirtschaftszweige lassen sich durchschnittliche Stromintensitäten pro Wirtschaftszweig berechnen. Auf dieser Grundlage lässt sich der **Stromverbrauch nach WZ und Beschäftigungsgrößenklasse abschätzen**.³³ In Abbildung 14 sind beispielhaft die so abgeschätzten Stromverbräuche für einzelne Wirtschaftszweige, welche sich aufgrund der Datenlage gut abgrenzen lassen, dargestellt.

Abbildung 14: Geschätzter Stromverbrauch (nach Umsatz) ausgewählter deutscher Wirtschaftszweige nach Beschäftigungsgrößenklassen im Jahr 2019 (in TWh)



Anm.: Stromverbrauch aller deutschen Wirtschaftszweige über alle Beschäftigungsgrößenklassen ohne Netzverluste (inkl. Haushalte – Wirtschaftszweig T) im Jahr 2019: 546,78 TWh.

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis von Eurostat-Daten (Eurostat 2022a-e).

³¹ Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2022 (BGBl. I S. 1146).

³² Corporate Sustainability Reporting Directive, politische Einigung zwischen dem Rat und dem Europäischen Parlament vom 30. Juni 2022, URL: <https://www.consilium.europa.eu/media/57644/st10835-xx22.pdf>.

³³ Durchschnittliche Stromintensität im WZ = Stromeinsatz im WZ/Umsatz im WZ.

Abgeschätzter Stromeinsatz nach Beschäftigungsgrößenklasse im WZ = Stromintensität im WZ x Umsatz nach Beschäftigungsgrößenklasse im WZ.

Aus Abbildung 14 wird deutlich, dass die größten Stromverbräuche der Wirtschaftszweige in der **Beschäftigungsgrößenklasse über 250 Beschäftigten** zu finden sind (bei einer Abschätzung auf Basis des Umsatzes). Im Jahr 2019 wurden in der Industrie 4.512 Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten gezählt, die geschätzte 173 TWh Strom verbrauchten. Im WZ Handel waren es 1.855 Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten und einem geschätzten Stromverbrauch von 64 TWh. Im Verkehrssektor waren es deutlich weniger Unternehmen (794) mit einem geschätzten Stromverbrauch von etwa 7 TWh. Auf Unternehmen im Bereich Energieversorgung mit mehr als 250 Beschäftigten entfielen geschätzte 43 TWh. Hierunter fällt der Stromverbrauch des Energiesektors, der zur Gewinnung der Energieträger sowie zum Betrieb von Konversionsanlagen benötigt wird. Ausgenommen sind Netzverluste sowie der Eigenverbrauch von Anlagen, der Verbrauch für Pumpspeicherung, der Verbrauch für Wärmepumpen und der Verbrauch für elektrische Heizkessel, die anderweitig bilanziert werden. Die Unternehmen mit über 250 Beschäftigten in anderen Wirtschaftszweigen wiesen deutlich geringere geschätzte Stromverbräuche für das Jahr 2019 auf (z. B. Bergbau – 0,98 TWh; Baugewerbe – 0,94 TWh). Der gesamte Stromverbrauch aller Wirtschaftszweige (inkl. Haushalte – Wirtschaftszweig T) über alle Beschäftigungsgrößenklassen hinweg lag 2019 bei 546,78 TWh (Netzverluste nicht inbegriffen).

Für das Stromkennzeichnungsjahr 2019 wurden zum Vergleich in Deutschland insgesamt HKN in Höhe von 106 TWh entwertet (alle Verbrauchenden), im EECS-Markt waren es 569 TWh (AIB 2022b, siehe 4.1). Potenziell könnten die Stromverbräuche der zukünftig zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichteten Unternehmen in Deutschland daher eine hohe Relevanz für den HKN-Markt entfalten. **Allerdings ist auf Basis der Interviewergebnisse davon auszugehen, dass nur ein Bruchteil der z. B. 4.512 Industrieunternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten künftig ein UN-ER nutzen würde** (z. B. solche mit Inhouse-Energieversorger oder solche, für die eine Kosten-Nutzen-Analyse einer eigenen HKN-Entwertung positiv ausfiel). Für weitere Unternehmen – auch solche in kleineren Beschäftigungsgrößenklassen – könnte es eine relevante Perspektive darstellen, Dienstleister mit HKN-Beschaffung und -Entwertung zu beauftragen. Als aufschlussreich erweisen sich hier auch Ergebnisse der Experteninterviews mit HKN-Ausstellungsstellen in Ländern, in denen ein UN-ER bereits umgesetzt ist (siehe 4.2.2). EVU bleiben hier die vorrangige Organisationsart, die Entwertungen durchführt. Auch Aggregatororganisationen (z. B. HKN-Händler, Dienstleister) haben eine größere Bedeutung als die direkte Registerteilnahme von Letztverbrauchenden. Der Umfang, in dem ein UN-ER tatsächlich in Deutschland genutzt werden würde, lässt sich jedoch nicht im Vorhinein quantitativ abgrenzen, zumal die genaue Ausgestaltung einer Öffnung des Entwertungsrechts hier voraussichtlich eine hohe Bedeutung hätte (z. B. hinsichtlich der Zulassung einer Entwertung über Dienstleister oder Gebühren der Registernutzung). **Die Annahme, dass sämtliche Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten ein UN-ER nutzen würden – sei es selbst oder über Dienstleister – führt insofern zu einem Maximalszenario in Bezug auf mögliche Nachfrageänderungen.**

5.2.1.2 Stromverbräuche weiterer relevanter Unternehmensgruppen

Neben den Unternehmen mit über 250 Beschäftigten, die bis spätestens 2026 unter die nichtfinanzielle Berichterstattungspflicht nach CSRD fallen werden, könnten im Rahmen der Einführung eines UN-ER auch die Stromverbräuche weiterer Unternehmensgruppen relevant für den HKN-Markt werden.

Wie unter 3.1.2 erläutert würden hierunter beispielweise **besonders energieintensive Unternehmen** fallen. Die Unternehmen mit dem höchsten Stromverbrauch in Deutschland im

Jahr 2019 sind die der **chemischen Industrie** sowie der **Metallindustrie**. Diese machen fast die Hälfte des Stromverbrauches des gesamten Wirtschaftszweiges des verarbeitenden Gewerbes aus. Der Stromverbrauch der Unternehmen, die laut Wirtschaftszweigklassifikation zu den Wirtschaftszweigen der chemischen Industrie gehören (WZ08-20 & WZ08-21)³⁴, lag bei 52,71 TWh im Jahr 2019. Für die Unternehmen der Wirtschaftszweige, welche zur Metallindustrie gehören (WZ08-24 & WZ08-25)³⁵, lag der Stromverbrauch bei 52,67 TWh im Jahr 2019. Im Vergleich hierzu verbrauchte der gesamte Wirtschaftszweig des verarbeitenden Gewerbes 222,91 TWh (Destatis 2022).

Besonders relevant für die Nutzung eines UN-ER könnten Stromverbräuche von Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern sein, die sich anhand verfügbarer Daten jedoch nicht abgrenzen lassen. Als kleine Teilmenge solcher Unternehmen können gewerbliche Stromverbraucher gelten, die als **Teilnehmer an der Strombörse** registriert sind. Gleichwohl können auch gewerbliche Stromverbraucher Dienstleistungen von Stromhändlern in Anspruch nehmen, sodass der **Stromeinkauf über die Börse auch ohne Beteiligung eines EVU und ohne direkte Börsenregistrierung möglich** ist. Angaben zum Stromverbrauch direkt an der Börse agierender gewerblicher Stromverbraucher stellen daher nur eine Ausschnittsbetrachtung dar.

An der EEX, die Produkte im Terminhandel anbietet, sind aktuell 429 Teilnehmende gelistet, etwa 80 hiervon mit Hauptsitz in Deutschland (EEX 2022c). Im Jahr 2020 waren es insgesamt 336, im Jahr 2019 sogar nur 261 registrierte Teilnehmende (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2022). Die EPEX hingegen bietet Handel im Spotmarktsegment an und verzeichnet aktuell 326 Teilnehmende (EPEX 2022b). In den Jahren 2018 bis 2020 waren es bisher nur knapp 200 Teilnehmende (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2022). **Energieversorgungsunternehmen sowie Energiehandelsunternehmen machen mehr als die Hälfte der an der EPEX registrierten Teilnehmenden aus.** Auch kommunale und regionale Stromanbieter machen einen großen Anteil an den Börsenteilnehmenden der EPEX aus (EPEX 2022b).

Der Anteil an gewerblichen Stromverbrauchern ist an beiden Börsen vergleichsweise gering. Insgesamt konnten sieben gewerbliche Stromverbraucher mit Hauptsitz in Deutschland identifiziert werden, die entweder an einer oder an beiden Börsen aktiv sind. Die Stromverbräuche dieser Unternehmen lassen sich über die entsprechenden Nachhaltigkeitsberichte nur teilweise ermitteln, da nicht alle Unternehmen konkrete Zahlen zum Stromverbrauch angeben (sondern z. B. nur zum Energieverbrauch insgesamt oder zu Emissionen). Die Stromverbräuche, die über die Nachhaltigkeitsberichte offengelegt wurden, beliefen sich für das Jahr 2021 auf insgesamt 26,41 TWh für vier Unternehmen. Die Stromnachfrage einzelner Unternehmen kann insofern durchaus nachfragerrelevant für den HKN-Markt sein. Da alle der an der EEX gelisteten Unternehmen ebenfalls unter die nichtfinanzielle Berichtspflicht nach § 289b HGB fallen, sind die entsprechenden Stromverbräuche und somit potentielle Stromnachfragen auch im Rahmen der Modellierung berücksichtigt.

Auch **Netzverluste** könnten wie unter 3.1.2 beschrieben potentiell zu berücksichtigende Stromverbräuche darstellen. Sofern dies regulatorisch zugelassen würde, können Netzbetreiber beispielsweise separate Ausschreibungen für Verlustenergiemengen (als Graustrom) und HKN vorsehen, mit eigener Entwertung von HKN über ein UN-ER. Alternativ könnten ökologische Kriterien an gelieferte Verlustenergie formuliert werden, die aktuell jedoch nicht unter die Stromkennzeichnungspflicht fällt. Insgesamt beliefen sich Netzverluste in Übertragungs- und

³⁴ WZ08-20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen; WZ08-21 Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen.

³⁵ WZ08-24 Metallerzeugung und -bearbeitung; WZ08-25 Herstellung von Metallerzeugnissen.

Verteilernetzen laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur im Jahr 2020 auf 27,2 TWh (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2022).

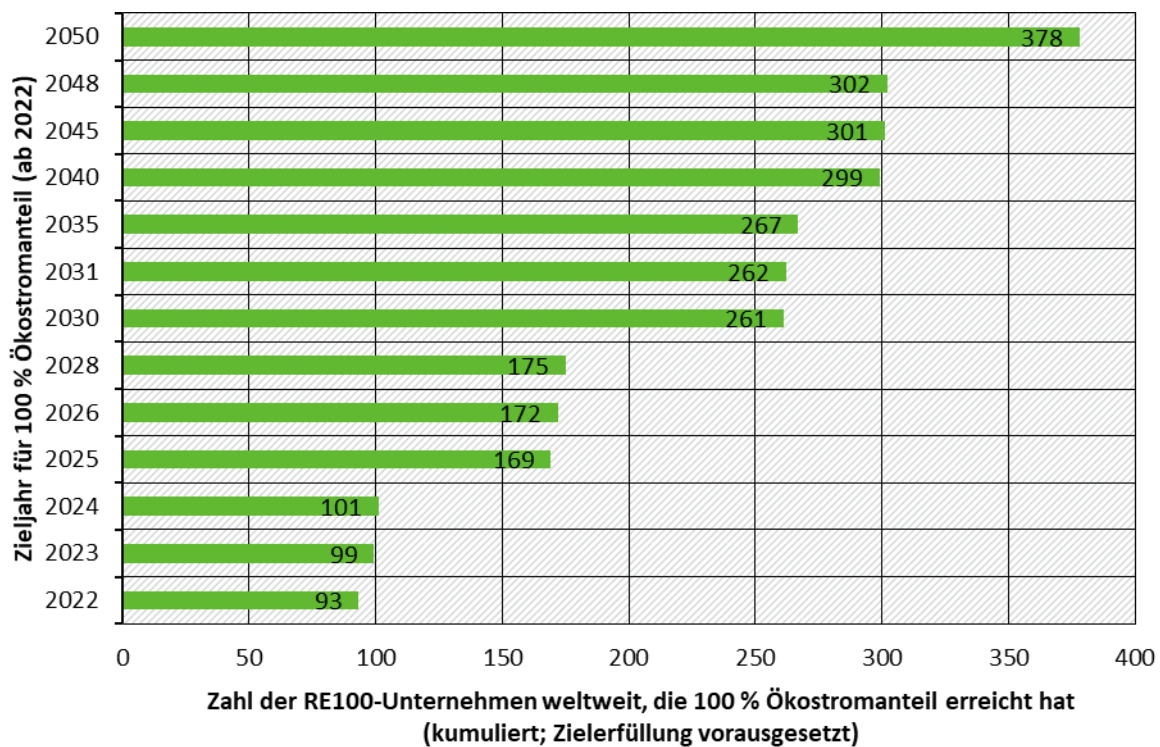
Zudem könnten die zukünftig von **Power-to-X-Anlagen benötigten Strommengen** bei Einführung eines UN-ER Relevanz für den HKN-Markt entfalten. Zwar stellen Konversionsanlagen wie Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Anlagen Stromletztverbrauchende dar, sodass Stromlieferungen grundsätzlich unter die Stromkennzeichnungspflicht fallen. Eine eigene HKN-Entwertung durch Anlagenbetreiber kann aber eine Vereinfachung bedeuten, wenn gezielt bestimmte Qualitäten von Strom-HKN beschafft und an Gas-, Wasserstoff- oder Wärme-/Kälte-HKN weitervererbt werden sollen. In dem Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ wird beispielsweise mit einem Strombedarf für die Wasserstoffherstellung von zunächst nur 2 TWh im Jahr 2025, über 30 TWh im Jahr 2030 bis hin zu 150 TWh im Zieljahr 2045 gerechnet (Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut 2021).

Die Entwicklung der Stromverbräuche dieser möglicherweise zusätzlich relevanten Unternehmensgruppen hängt von vielen weiteren Annahmen ab. **Daher wird im Rahmen der Szenarienmodellierung der Fokus allgemein auf alle Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten gesetzt, welche perspektivisch unter die nichtfinanzielle Berichterstattungspflicht fallen** – unabhängig von der Zugehörigkeit zu einer bestimmten Branche.

5.2.2 Annahmen zur Ökostromnachfrage von Unternehmen, die ein Unternehmensentwertungsrecht nutzen

Um die Maximalnachfrage für die Szenarienmodellierung des UN-ER zu bestimmen, müssen neben der Abschätzung potenzieller Stromverbräuche, die für die Nutzung eines UN-ER in Frage kämen, ebenfalls Annahmen bzgl. der Ökostromnachfrage von Unternehmen, die ein UN-ER nutzen würden, getroffen werden. Das angenommene Ambitionsniveau in Bezug auf den Ökostromanteil der abgeschätzten Stromverbräuche stellt schließlich die maximale HKN-Nachfrage für die Modellierung eines UN-ER dar. Hierzu wurden die **Zielsetzungen von Unternehmen im Rahmen ihrer Nachhaltigkeitsstrategien** untersucht.

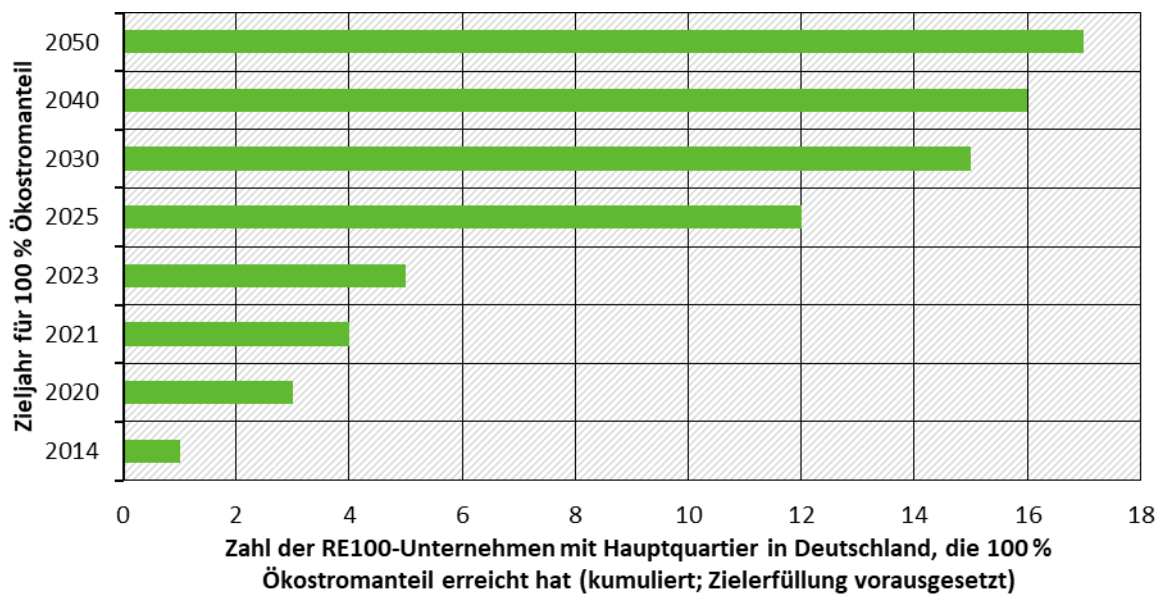
Eine öffentliche Kommunikation solcher Ziele erfolgt bspw. im Rahmen der globalen Initiative „RE100“. Unter der Leitung der Climate Group und in Zusammenarbeit mit dem CDP bringt die Initiative Unternehmen zusammen, die es sich zum Ziel gesetzt haben, den Wandel hin zu emissionsfreien Stromsystemen zu beschleunigen. Aktuell sind weltweit 384 Unternehmen Mitglied der RE100-Initiative, davon 17 Unternehmen mit deutschem Hauptsitz (RE100 2022b). Mitglieder der RE100 verpflichten sich zu ambitionierten Ökostromzielen. Ein Ökostromanteil von 100 % muss bis spätestens 2050 erreicht werden, viele Unternehmen setzen sich jedoch kurzfristigere Ziele. Wie in Abbildung 15 gezeigt, planen etwa 70 % der RE100-Unternehmen im Jahr 2030 zu 100 % Ökostrom zu beziehen.

Abbildung 15: Ambitionsniveau der RE100-Unternehmen weltweit

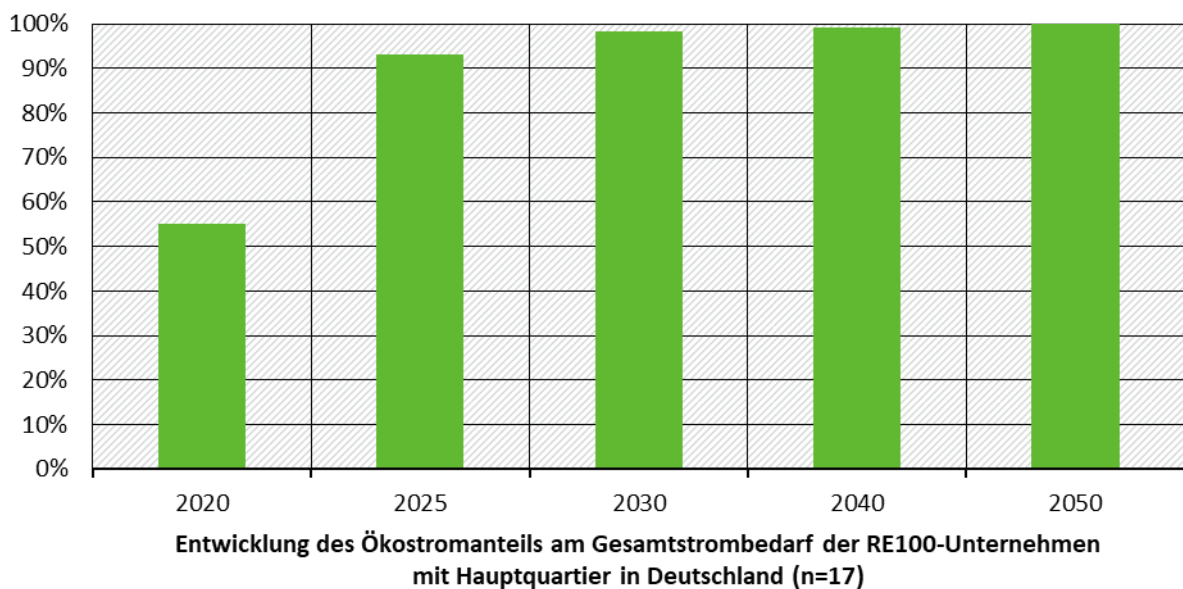
Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis von RE100-Daten (RE100 2022c).

Abbildung 16 zeigt die **Zielsetzungen der 17 RE100-Unternehmen mit Hauptsitz in Deutschland**. Zwar werden nur fünf der 17 in Deutschland ansässigen Unternehmen kurzfristig (bis 2023) das Ziel von 100 % erneuerbarem Strom erreichen. Insgesamt 15 Unternehmen wollen jedoch bis 2030 zu 100 % Ökostrom beziehen, zwölf davon schon bis 2025. Zwei der der RE100-Initiative beigetretenen deutschen Unternehmen planen eine vollständige Ökostrombeschaffung erst im Jahr 2040 bzw. 2050.

Auf Basis der in Nachhaltigkeitsberichten veröffentlichten Angaben zum Stromverbrauch im Jahr 2020 wurde abgeschätzt, wie sich der **Ökostromanteil am Stromverbrauch der 17 RE100-Unternehmen mit Hauptsitz in Deutschland insgesamt** entwickelt (siehe Abbildung 17). Dabei zeigt sich ab 2025 ein deutlicher Sprung bzgl. der Ökostromnachfrage, da immer mehr Unternehmen – und insbesondere Unternehmen mit vergleichsweise hohem Strombedarf – ihr 100 %-Ökostromziel erreichen bzw. auf die Zielerreichung im Jahr 2030 hinarbeiten. Diese Annahmen setzen voraus, dass die gesetzten Ziele bzgl. des Bezuges von Ökostrom einerseits zum entsprechenden Zeitpunkt erreicht werden und der Ökostromanteil zur Erreichung des unternehmensindividuellen Ziels linear ansteigt.

Abbildung 16: Ambitionsniveau der RE100-Unternehmen mit Hauptsitz in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis der RE100-Daten (RE100 2022c).

Abbildung 17: Entwicklung des Ökostromanteils der deutschen RE100-Unternehmen

Annahme: Gleichbleibender Strombedarf und linear ansteigender Ökostrombedarf zwischen 2020 und dem Zieljahr des jeweiligen Unternehmens.

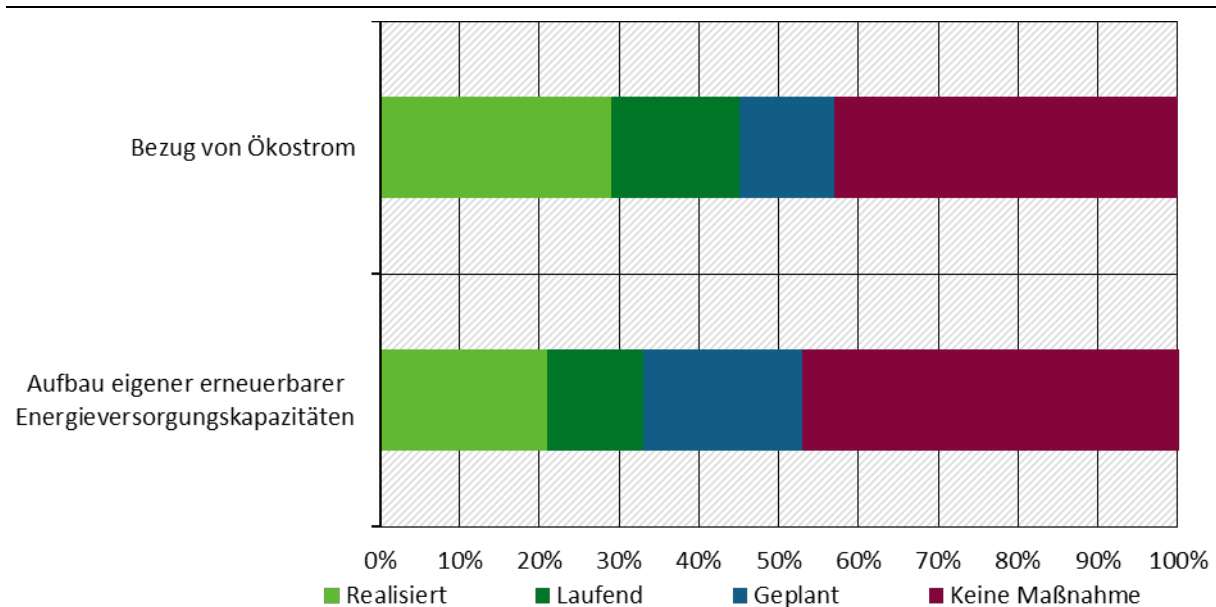
Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis von RE100-Daten (RE100 2022c) und den Nachhaltigkeitsberichten der deutschen RE100 Unternehmen.

Auch die „**Science Based Targets initiative**“ (SBTi), eine Kooperation zwischen CDP, World Resources Institute (WRI), World Wide Fund for Nature (WWF), und United Nations Global Compact (UNGC), vereint weltweit Unternehmen mit ambitionierten Klimaschutzzielen. Unternehmen setzen sich im Rahmen einer SBTi-Mitgliedschaft wissenschaftsbasierte Emissionsreduktionsziele (SBTi 2022a). Die verpflichtende Kommunikation dieser Ziele dient als weiterer Anhaltspunkt zur Bewertung der Klimaschutzambitionen von Unternehmen und den mit diesen einhergehenden Auswirkungen auf die Ökostromnachfrage. Unternehmen, die sich SBTi-Ziele setzen, müssen ihre Treibhausgasemissionen bis spätestens 2030 halbieren und

bis 2050 klimaneutral sein (SBTi 2022a). Ein Drittel der 48 deutschen Unternehmen, die sich im Rahmen der SBTi zu wissenschaftsbasierten Zielen verpflichtet haben, planen 2030 bereits mehr als die Hälfte ihrer Treibhausgasemissionen reduziert zu haben. Zwölf von diesen haben sich zu Reduktionen von 80 bis 100 % der Basisemissionslevel verpflichtet (SBTi 2022b). Aus diesen Zielsetzungen in Bezug auf die gesamten Treibhausgasemissionen der jeweiligen Unternehmen kann abgeleitet werden, dass diese mit ähnlich ambitionierten Anstrengungen bzgl. der Ökostrombeschaffung einhergehen, um Scope 2-Emissionen zu reduzieren.

Eine empirische Basis zur Beurteilung der **aktuellen Ökostrombeschaffung durch Unternehmen in Deutschland** bietet insbesondere das **Energiewende-Barometer der Industrie- und Handelskammerorganisation**, an deren Onlineumfrage 2021 sich 2.589 Mitgliedsunternehmen beteiligten (DIHK 2021, siehe Abbildung 18). 29 % der Unternehmen gaben an, dass sie bereits Ökostrom beziehen. Für weitere 16 % befand sich der Bezug von Ökostrom in der Umsetzung, bei weiteren 12 % in der Planung. Darüber hinaus hatten 21 % der antwortenden Unternehmen den Aufbau eigener erneuerbarer Energieversorgungskapazitäten realisiert (mit weiteren 12 % mit laufenden Maßnahmen hierzu und 20 % mit Maßnahmen in Planung). Zudem gaben 51 Prozent der befragten Betriebe an, dass sie für zertifizierten deutschen Grünstrom bereit wären mehr auszugeben als für konventionellen Graustrom; für zertifizierten regionalen Grünstrom traf dies auf 56 Prozent der Unternehmen zu. 2014 erklärten nur 30 Prozent der Betriebe eine entsprechend erhöhte Zahlungsbereitschaft.

Abbildung 18: Ökostrombeschaffung von Unternehmen – Energiewende-Barometer 2021 der DIHK



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, auf Basis des IHK-Energiewende-Barometers 2021 (DIHK 2022).

Als Teil des IHK-Energiewende-Barometers wird zudem die **Existenz von Klimaneutralitätszielen** abgefragt. Hier hatte sich 2021 bereits die Hälfte der Unternehmen zum Ziel gesetzt, bis 2040 oder einem früheren Zieljahr klimaneutral zu wirtschaften. Etwas mehr als ein Viertel plante die Zielerreichung bis 2030 oder früher. Inwiefern die aktuelle Energiekrise Auswirkungen auf diese Planungen hat, bleibt abzuwarten. Hinsichtlich der Analyse der eigenen Klimabilanz ergab das IHK-Energiewendebarometer 2021, dass 38 % der antwortenden Unternehmen Scope 1-Emissionen erfassen, an der Erfassung arbeiten oder sie zumindest planen. Für Scope 1 und 2-Emissionen war dies für 34 % der Unternehmen der Fall, die Erfassung der Scopes 1-3 wurde von 30 % der Unternehmen vorgesehen oder geplant. Der

Anteil von Unternehmen, die eine Scope 1-3-Erfassung bereits realisiert hatten, war mit 7 % allerdings deutlich geringer als Scope 1 und 2 (13 %) oder Scope 1 (16 %). In mehreren der Stakeholderinterviews zum UN-ER wurde die Einschätzung geäußert, dass Energieeffizienzmaßnahmen, die Umstellung eigener Energieerzeugungsanlagen und Ökostrombezug zu den ersten Maßnahmen gehören, die Unternehmen zur Reduktion von Scope 1- und Scope 2-Emissionen umsetzen. Dies bestätigt die These, dass Ökostrombeschaffung im Rahmen von Klimabilanzierung und Nachhaltigkeitsberichterstattung an Bedeutung gewinnen wird. Verbands- und kammerseitig wurde dabei die Einschätzung geäußert, dass kleinere Unternehmen meist direkt Ökostromverträge abschließen, ohne vorher Ziele zu definieren, wohingegen größere Unternehmen konkrete Zielsetzungen vornehmen und gegenüber der Öffentlichkeit kommunizieren.

Auf Basis der Untersuchung zu Zielsetzungen bzgl. der Ökostrombeschaffung von Unternehmen können Annahmen für die Szenarienmodellierung abgeleitet werden.

Hierzu wird sich an der Ökostromnachfrage der deutschen RE100-Unternehmen als Maximalnachfrage orientiert. Vereinfachend wird daher im Rahmen der Szenarienanalyse angenommen, dass alle Unternehmen mit über 250 Beschäftigten, die zukünftig potenziell zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet sein könnten und das UN-ER nutzen könnten, besonders ambitionierte Ökostrombeschaffungsziele formulieren und bis 2030 einen Ökostromanteil von 100 % realisieren. In Orientierung an Abbildung 17 wird dabei unterstellt, dass bereits 2025 ein deutlicher Sprung in der Zielerreichung stattfindet. Betont werden hierbei muss, dass es sich **nicht um die Prognose einer realistisch zu erwartenden Entwicklung handelt, sondern um ein Maximalszenario, mit dem maximal zu erwartende Veränderungen der HKN-Nachfrage, die sich im Zusammenhang mit einem UN-ER ergeben könnten, sichtbar gemacht werden sollen.** Für alle weiteren Unternehmen wird als Referenz ein ebenfalls deutlicher Anstieg des Ökostromanteils am Stromverbrauch auf 80 % bis 2030 angenommen (siehe Kap. 6). Ein entsprechender Anstieg würde einen deutlichen Zuwachs gegenüber dem Status quo in 2020 bedeuten (siehe 4.1.4), ist aber mit den Ergebnissen des Energiewendebarmometers zu konkreten Planungen zur Umstellung auf Ökostrom konsistent. Auch vor dem Hintergrund des fortschreitenden Ausbaus der EE-Erzeugung in Deutschland und der EU erscheint ein entsprechender Anstieg plausibel.

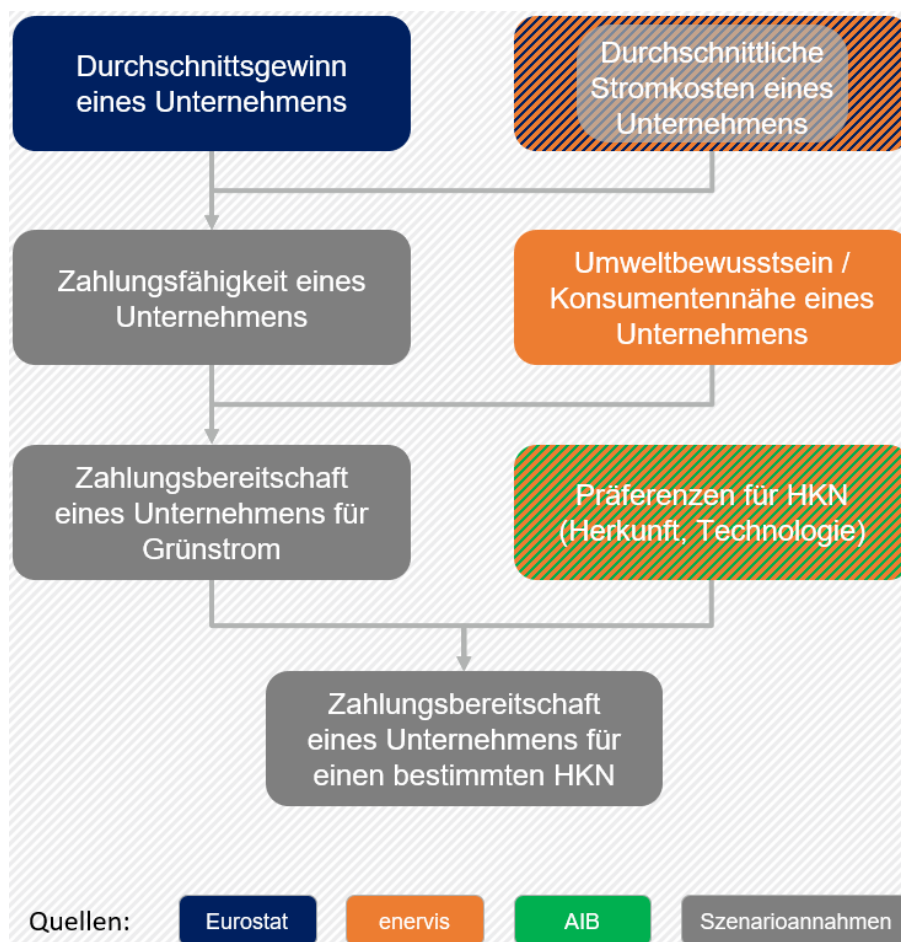
Änderungen könnten sich ergeben, falls Unternehmen zukünftig auf eine aktive Ökostrombeschaffung verzichten und stattdessen den nationalen Netzmix für die Klimabilanzierung verwenden (laut den im Rahmen des Koalitionsvertrages beschlossenen Zielen der Bundesregierung (2022) soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 % angehoben werden). Im Kontext dieses Gutachtens wird jedoch von der Annahme ausgegangen, dass, u. a. ausgehend von der in der RED II und in den RED III-Entwürfen vorgesehenen Stärkung von HKN als Nachweisverfahren, die Bedeutung einer eindeutigen Zuordnung von EE-Eigenschaften zu Verbrauchenden zukünftig weiter steigt.

6 Modellierung der Szenarien zur Öffnung der HKN-Entwertung für Unternehmen

6.1 Funktion des Modells

Für die Berechnung der Szenarien kommt bei enervis das **EECS Preisprognosemodell für Herkunftsnachweise** zum Einsatz. Das HKN-Modell von enervis basiert auf einer umfangreichen **Datenbank der Nachfragesektoren**. Hierbei wird insbesondere der Industriesektor entlang der NACE-Systematik (Klassifikation der Wirtschaftszweige) hochaufgelöst in Bezug auf Stromnachfrage aber auch Zahlungsbereitschaft und Zahlungsfähigkeit für hunderte Unternehmens-Cluster pro EECS-Land abgebildet. Diese Systematik und die jeweiligen Datenquellen sind nachfolgend dargestellt:

Abbildung 19: Systematik der Modellierung der Zahlungsbereitschaft im enervis HKN-Modell



Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Das HKN-Modell setzt sich aus einer **Datenbank von HKN-Anbietern** (Anlagenbetreibern von EE-Anlagen welche HKN erzeugen dürfen) **und HKN-Nachfragern** (Unternehmenszweige und Haushalte) zusammen. Dabei sind die HKN differenziert nach Herkunftsland, Technologie und Produktionsjahr. Die Nachfrager können anhand ihres NACE-Sektors (inkl. Haushalte), ihrer Herkunft und ihrer Größe (nach Beschäftigungsgrößenklassen) klassifiziert werden. **Jedem Nachfrager und jedem Anbieter ist eine HKN-Menge zugeordnet**. Nachfrageseitig wurde eine Präferenz bezüglich des Herkunftslands des HKN implementiert. Dabei hat ein Nachfrager

aus einem spezifischen Land die höchste Präferenz für HKN aus dem eigenen Land, und je weiter das Herkunftsland entfernt ist, desto geringer wird die Präferenz. Diese Präferenz (mit Werten zwischen 0 und 1) wird mit den Zahlungsmöglichkeiten (*Ability to Pay*) eines Nachfragers multipliziert um die Zahlungsbereitschaft (*Willingness to Pay*) zu erhalten.

Mit Berechnung der Zahlungsbereitschaft kann man die Nachfrager sortieren. **Der Nachfrager mit der höchsten Zahlungsbereitschaft kann als erstes seinen HKN-Bedarf decken.** Dabei wird davon ausgegangen, dass jeder Nachfrager seine gesamte Ökostromnachfrage decken möchte. Erst wenn der Nachfrager mit der höchsten Zahlungsbereitschaft seine Nachfrage gedeckt hat, ist es dem Nachfrager mit der nächstniedrigeren Zahlungsbereitschaft möglich, HKN zu erwerben.

Durch die Sortierung der Nachfrager anhand ihrer Zahlungsbereitschaft für verschiedene HKN-Qualitäten kann es möglich sein, dass ein Nachfrager nicht seine gesamte Nachfrage decken kann, obwohl er für bestimmte HKN eine hohe Zahlungsbereitschaft besitzt. Wenn er mit seiner Zahlungsbereitschaft für deutsche Solar-HKN an erster Stelle steht, für andere HKN jedoch erst an niedrigerer Stelle in der Nachfrageliste erscheint, so kann er zwar seine Nachfrage nach deutschen Solar-HKN stillen, seine Gesamtnachfrage unter Umständen jedoch nicht, da die dafür benötigten HKN von anderen gekauft werden.

Das HKN-Modell ist mit dem enervis-Strommarktmodell verknüpft. Aus dem aktuellen Current-Efforts-Szenario von enervis werden pro Land und pro zukünftigem Jahr Daten zur verfügbaren erneuerbaren Stromproduktion (inklusive Annahmen zu Herausgabequoten der HKN bzw. für Deutschland differenziert nach geförderten und nicht geförderten EE-Anlagen) herangezogen. Diese Differenzierung ist u. a. notwendig, um die **Szenarien mit und ohne Doppelvermarktungsverbot** entsprechend differenziert abzubilden. Darüber hinaus geht das aus dem enervis Strommarktmodell prognostizierte Strompreisniveau auf Länderebene als eine Determinante der Zahlungsfähigkeit bzw. Zahlungsbereitschaft für Ökostrom in die nachfrageseitige Modellierung des HKN-Modells ein. Die Jahresdurchschnittspreise werden im Modell verwendet, um Abschätzungen für die Zahlungsmöglichkeiten der einzelnen Nachfrager zu erstellen. Sinkt der Strompreis, ist es den Nachfragern eher möglich, zusätzliche Gelder für den Einkauf von HKN bereitzustellen. Steigt der Strompreis, sinkt tendenziell die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager für HKN.

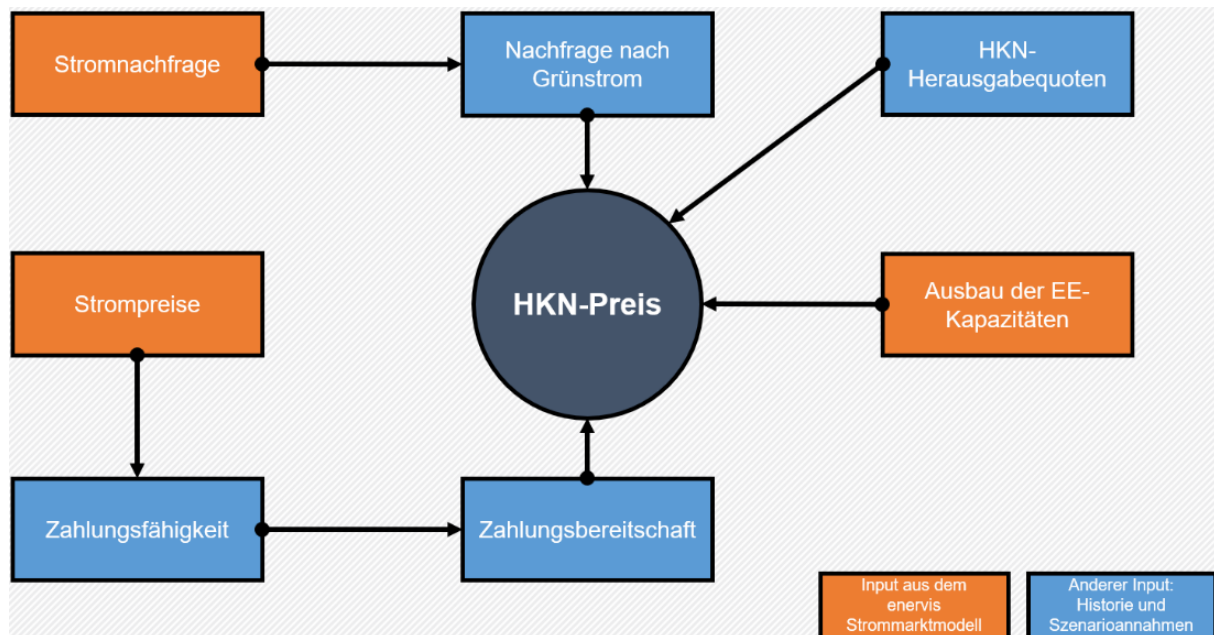
Die Nachfrage der einzelnen Industrie- und Gewerbesektoren, sowie der Haushalte, wird auf der Basis von Daten von Eurostat sowie der AIB-Aktivitätsstatistik (Eurostat 2022a; Eurostat 2022g; AIB 2022b) berechnet. Dabei wird aus den Eurostat-Daten länderscharf der prozentuale Anteil an der Gesamtnachfrage eines einzelnen Sektors bestimmt. Diese Anteile werden dann mit der ebenfalls länderscharfen Gesamtnachfrage aus dem enervis-Strommarktmodell multipliziert. Für die Berechnung der künftigen Stromnachfrage werden sektorspezifische jährliche Wachstumsraten mit den historischen Stromnachfragen multipliziert. Die angenommenen Wachstumsraten beruhen auf der Analyse der Entwicklung von Stromnachfragen nach Sektoren (Eurostat 2022g) und des World Energy Outlooks (International Energy Agency 2020).

Die Ökostromnachfrage wird als Anteil der gesamten Stromnachfrage definiert. Zum Beispiel bedeutet ein Anteil von 100 %, dass ein Nachfrager HKN für den gesamten Strombedarf einkaufen möchte. Die Entwicklung der Ökostromnachfrage wird anhand eines festgelegten Pfades für die Entwicklung der Ökostromnachfrage modelliert. Die Ökostromnachfragequote für 2022 wird anhand der historischen Ökostromanteile in Bezug auf den gesamten europäischen Strombedarf ermittelt und liegt bei 30 %. Die für 2030 angenommene Ökostromnachfrage von 80 % des gesamten Strombedarfs wurde an den Zielen der Bundesregierung für den EE-Ausbau

angelehnt und die jährlichen Ökostromanteile wurden durch lineare Interpolierung zwischen den Werten ermittelt (vgl. 5.2.2).

Die nachfolgende Grafik verdeutlicht die wesentlichen Annahmen und Datenflüsse im enervis HKN-Modell in Verbindung mit dem enervis Strommarktmodell.

Abbildung 20: Wesentliche Annahmen und Datenflüsse im enervis HKN-Modell



Quelle: eigene Darstellung, enervis.

6.2 Definition der Szenarien

6.2.1 Referenzszenario A1: Beibehaltung des Doppelvermarktungsverbots und keine Einführung eines Entwertungsrechts für Unternehmen

Alle Szenarien werden mittels einer modellbasierten Simulation des deutschen und europäischen HKN-Marktes kalkuliert. Die jährlichen HKN-Preise werden anhand einer sortierten Gebotskurve, die von HKN-Angebot und -Nachfrage bestimmt wird, technologie- und länderscharf berechnet. Die genaue Methodik zur Bestimmung der Kurve wurde in Kapitel 6.1 beschrieben. Das **Szenario A1 bildet das Referenzszenario** und basiert auf enervis-Standardannahmen zur Angebots- und Nachfrageentwicklung im HKN-Markt.

Die im Szenario A1 angenommenen Angebotsmengen für deutsche Wind- und Solar-HKN werden technologiescharf bestimmt und beruhen auf Annahmen zu Erzeugungsmengen von Wind- und Solar-Energie für die betrachteten Jahre. Um die in Deutschland installierte Leistung möglichst realitätsnah zu prognostizieren, werden sowohl konkrete Marktanalysen zum historischen und prognostizierten Zubau als auch Informationen aus der aktuell sichtbaren Pipeline von Genehmigungsanträgen bei Wind und Solar verwendet. Insofern stellen die **angenommenen in 2030 installierten Leistungen von Wind- und Solar-Anlagen rund 77,5 % bzw. 85,4 % der im EEG 2023 verankerten Ziele** dar. Die festgelegten EE-Ausbaupfade sind in den Abbildungen 21 bis 27 dargestellt und dienen als Basis für die Ermittlung der potenziellen HKN-Herausgabemengen im Modell.

Die angenommenen installierten Kapazitäten werden innerhalb des HKN-Modells mit technologiespezifischen Volllaststunden bewertet. Diese werden anhand der typischen

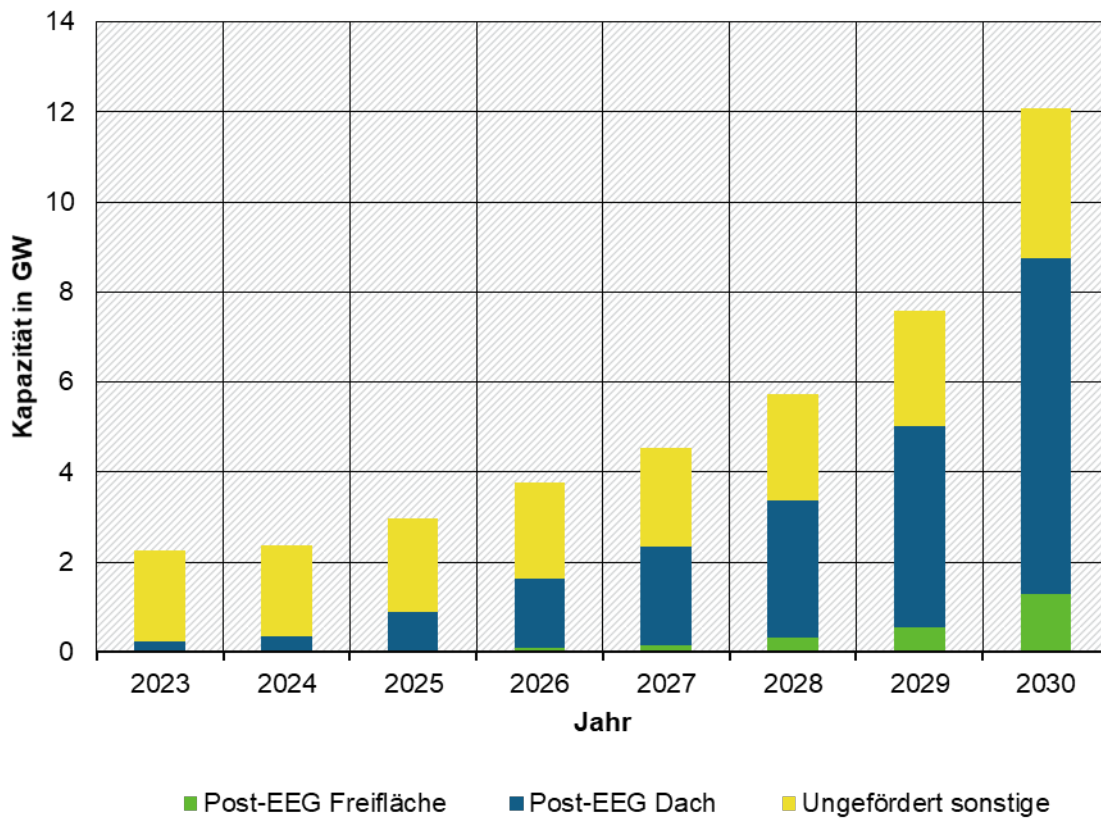
Erzeugungsprofile für Wind und Solar und eines spezifischen Wetterjahres länderspezifisch kalkuliert. **Aus dem Produkt von EE-Kapazitäten und zugehörigen Volllaststunden bilden sich die jährlichen EE-Erzeugungsmengen**, welche die maximal möglich ausstellbaren HKN-Mengen pro Technologie und Land darstellen. Die gesamte EE-Erzeugung pro Land und Technologie wird sodann mit einer Herausgabequote multipliziert. Beispielsweise werden die **Herausgabequoten für deutsche Wind- und Solar-HKN mithilfe einer Analyse historischer HKN-Herausgabequoten proportional zur Gesamtleistung von nicht nach EEG-geförderten und Post-EEG-Anlagen** definiert und fortgeschrieben. Mit den HKN-Herausgabequoten werden die beobachteten Abweichungen zwischen den gesamten EE-Erzeugungsmengen und den tatsächlichen HKN-Herausgabemengen im Modell abgebildet. Die aus dem Produkt zwischen EE-Erzeugung und HKN-Herausgabequoten resultierenden HKN-Mengen stellen dann die tatsächlich im Markt verfügbaren HKN-Mengen für die jeweilige Technologie dar.

Die im Szenario A1 angenommenen **HKN-Nachfragemengen** beruhen auf Strompreisprognosen für die betrachteten Jahre und auf Annahmen zur Entwicklung der Ökostromnachfrage. Die Ökostromnachfrage ist in Abbildung 28 prozentual zur gesamten Stromnachfrage dargestellt. Es wird angenommen, dass **2030 die Nachfrage an Ökostrom 80 % der gesamten Stromnachfrage repräsentiert** (roter Pfad). Die HKN-Nachfragemengen werden für das HKN-Marktmodell pro Industriesektor und Unternehmensgröße berechnet. Dabei wird eine **Aufteilung nach Wirtschaftszweigen** gemäß der Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE Rev. 2) verwendet. Die Einordnung der Unternehmensgröße erfolgt gemäß der EU-Empfehlung 2003/361/EG nach Anzahl der Beschäftigten. Dieser zufolge ergeben sich **fünf Unternehmensklassen**: Individuen (max. 1 Beschäftigter), Kleinstunternehmen (von 2 bis 9 Beschäftigten), Kleine Unternehmen (von 10 bis 49 Beschäftigten), Mittlere Unternehmen (von 50 bis 249 Beschäftigten) und Großunternehmen (ab 250 Beschäftigten).

Die Zahlungsfähigkeit (*Ability to Pay*) für HKN wird im Modell anhand von historischen und sektorspezifischen Gewinnmargen und prognostizierten Strompreisen ermittelt.

Dabei unterscheiden sich Zahlungsfähigkeiten je nach Wirtschaftszweigen und Unternehmensgrößen. In ihre Berechnung fließen sowohl detaillierte Statistiken zu den sektorspezifischen Umsätzen und Bruttogewinnspannen (Eurostat 2022h; Eurostat 2022c) als auch geschätzte sektorspezifische Strombeschaffungskosten, die sich aus der Multiplikation von der wie oben geschätzten Stromnachfrage mit den prognostizierten Strompreisen ergeben, ein.

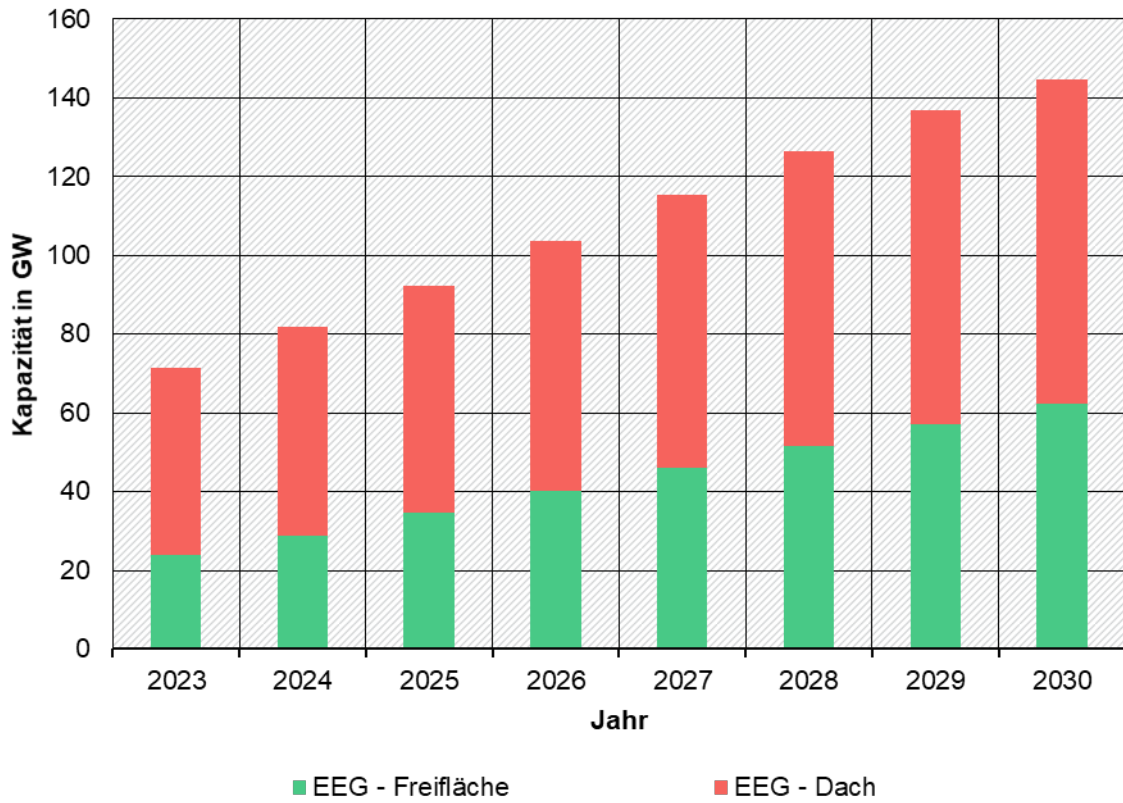
Darüber hinaus werden drei Haushaltstypen differenziert: Alleinstehende Erwachsene, Paare und andere Haushaltstypen. Außerdem werden die **im Markt beobachtbaren Preisdifferenzen je HKN-Technologie und -Herkunftsland mittels Präferenzfaktoren angenähert**. Diese beruhen sowohl auf historischen Daten zu beobachteten HKN-Preisdifferenzen als auch auf marktbasierter Annahmen zu Präferenzen der HKN-Nachfragenden.

Abbildung 21: Angenommene installierte Leistung von nicht nach EEG-geförderten Solaranlagen in Deutschland von 2023 bis 2030

In Grün bzw. Blau sind Freiflächen- und Aufdach-Solaranlagen dargestellt, für die der zwanzigjährige Anspruch auf die EEG-Förderung erloschen ist. In Gelb werden sonstige Solaranlagen dargestellt, die keine EEG-Förderung beantragt haben (PPA-Projekte und sonstige Vermarktungswege). Eine Versechsfachung der installierten Gesamtleistung von nicht nach EEG-geförderten Solaranlagen wird unterstellt; vor allem bei Post-EEG Dachanlagen wird ein starkes Wachstum angenommen, welches sich aus der heute bekannten Altersstruktur des Bestandes ergibt.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

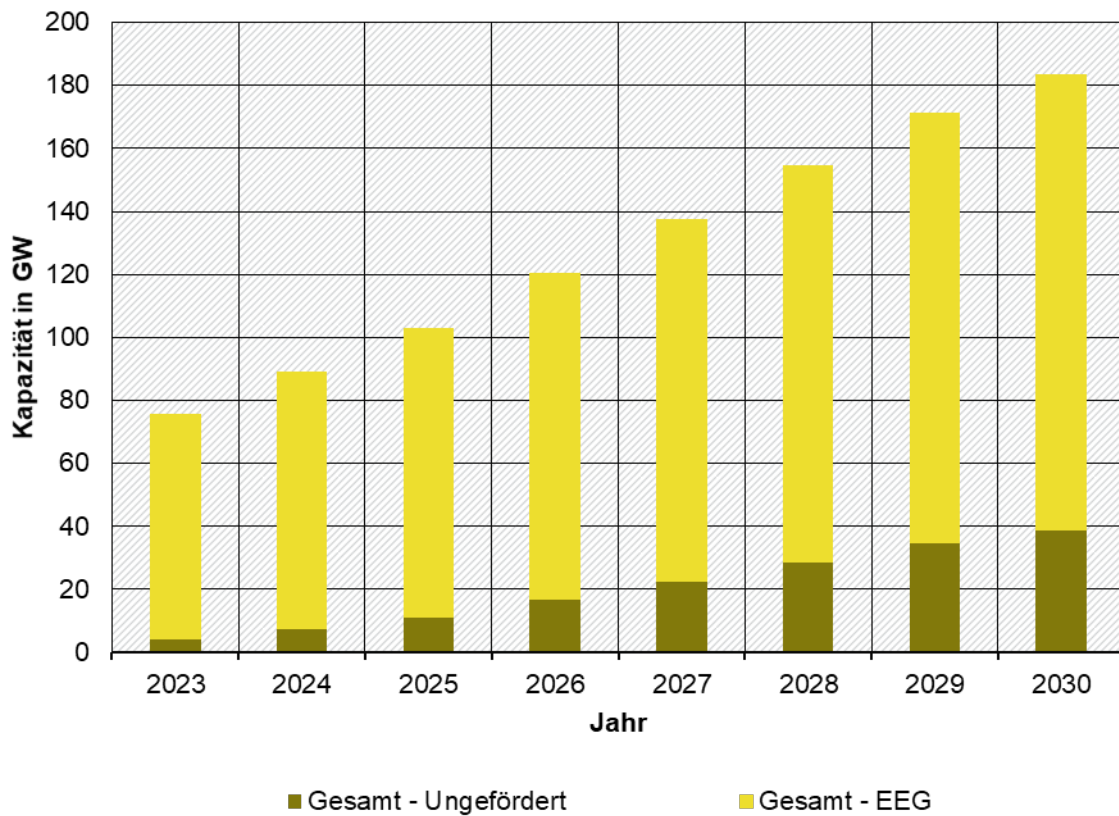
Abbildung 22: Angenommene installierte Leistung von nach EEG-geförderten Freiflächen- und Aufdach-Solaranlagen in Deutschland von 2023 bis 2030



Freiflächen-Solaranlagen sind in Grün, Aufdach-Solaranlagen sind in Rot dargestellt.

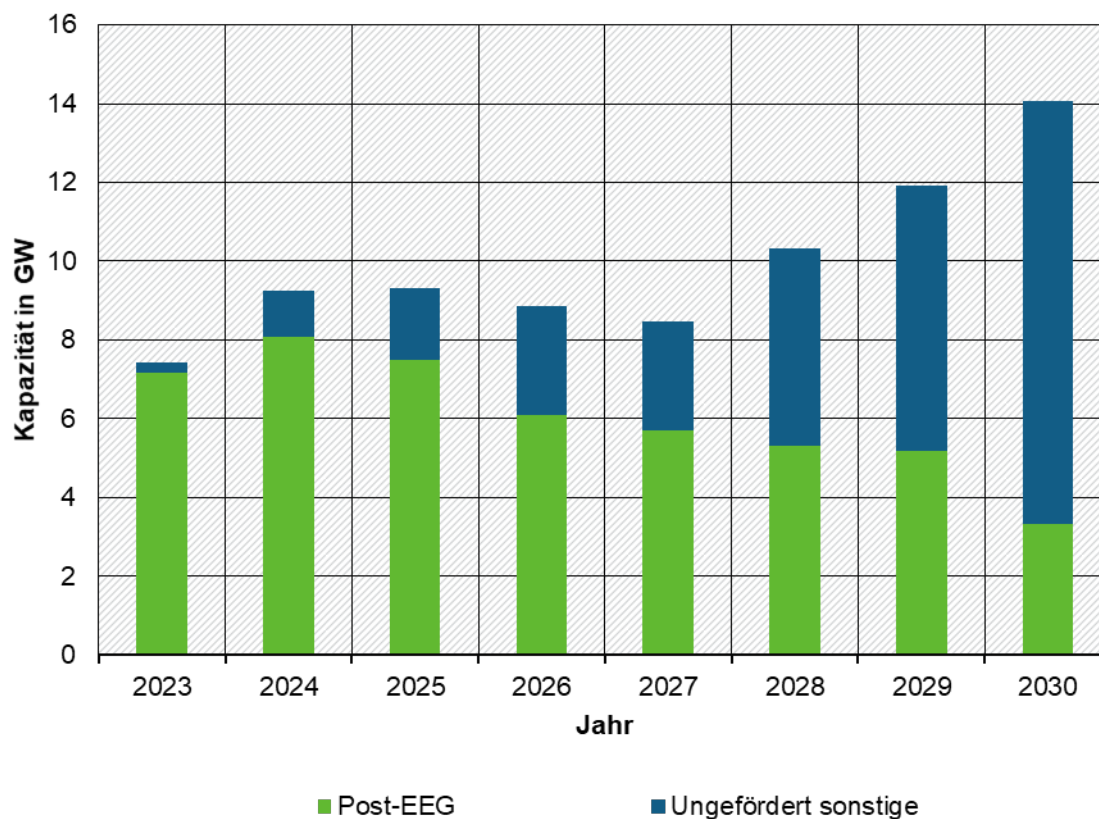
Ein linearer Trend wird für beide Anlagentypen fortgeführt; eine Verdoppelung der Gesamtmenge entlang der Ausbaupfade im Modell wird angenommen.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 23: Angenommene installierte Leistung von Solaranlagen in Deutschland

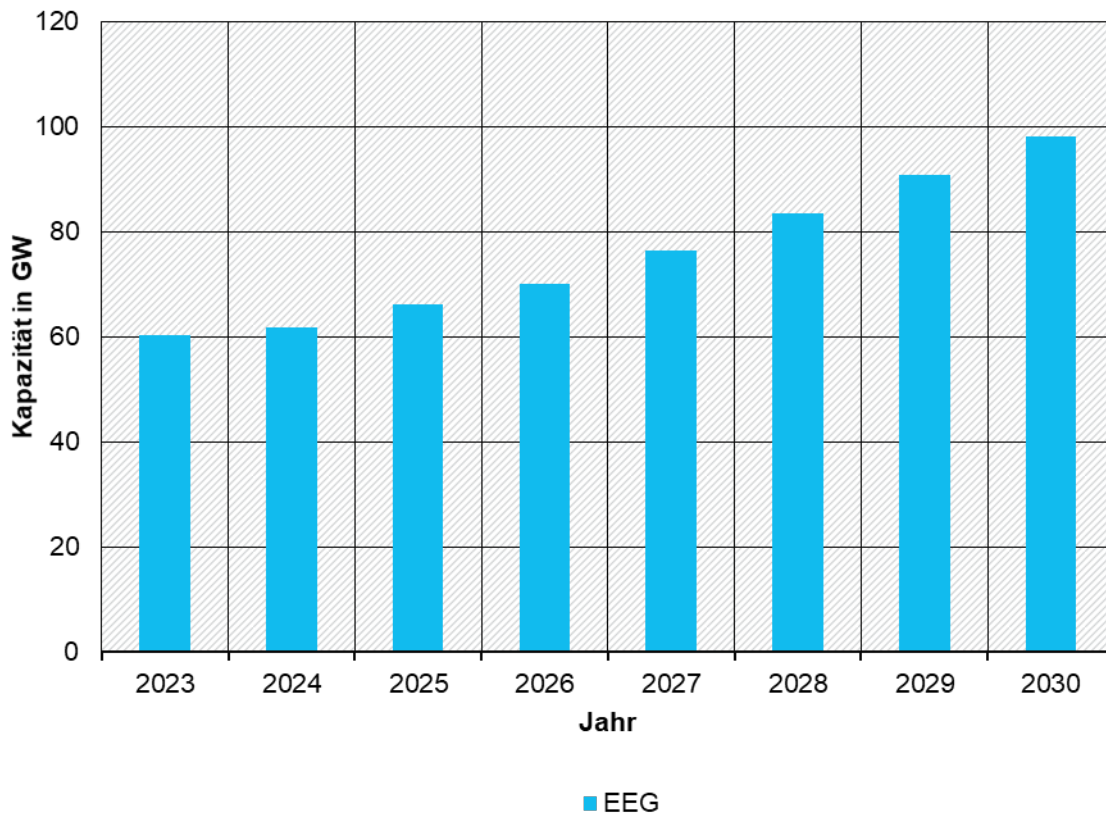
Es wird zwischen nach EEG-geförderten und nicht geförderten Anlagen differenziert. Es wird ein starkes Wachstum angenommen, vor allem getrieben durch den Zubau von nach EEG-geförderten Projekten, der sich an den großen Ausschreibungsmengen orientiert. Die installierte Gesamtleistung für 2030 erreicht annahmegemäß mehr als das Doppelte der Gesamtleistung im Startjahr 2023.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 24: Angenommene installierte Leistung von nicht nach EEG-geförderten Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland von 2023 bis 2030

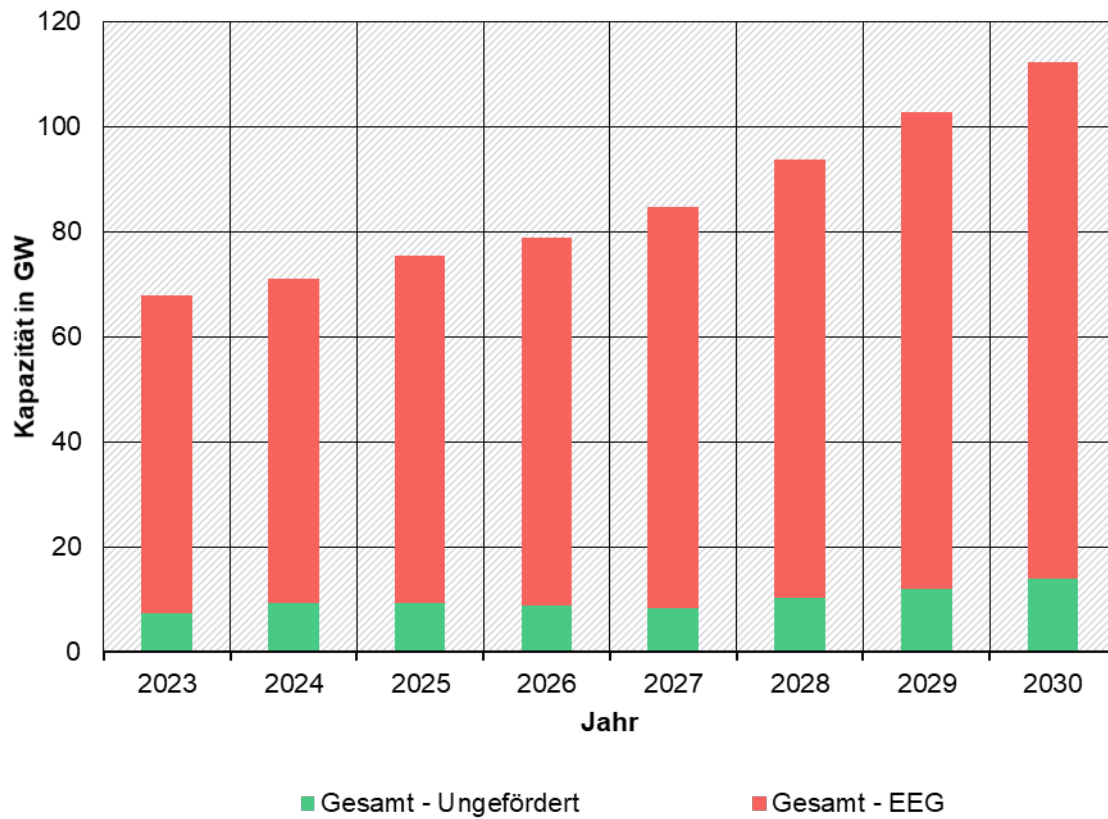
In Grün sind Windenergieanlagen dargestellt, für die der zwanzigjährige Anspruch auf die EEG-Förderung erloschen ist (Post-EEG). In Blau sind Windenergieanlagen dargestellt, die keine EEG-Förderung erhalten (PPA-Projekte und sonstige Vermarktungswege). Bei Post-EEG-Anlagen wird im Zeitverlauf aufgrund altersbedingter Stilllegungen zum Ende der Betrachtungsperiode ein Rückgang der gesamten Leistung erwartet. Gleichzeitig ist bei sonstigen ungeförderten Windenergieanlagen einen Zubau zu beobachten (vor allem ab 2026), der sowohl aus dem Offshore- als auch dem Onshore-Wind-Segment kommt.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

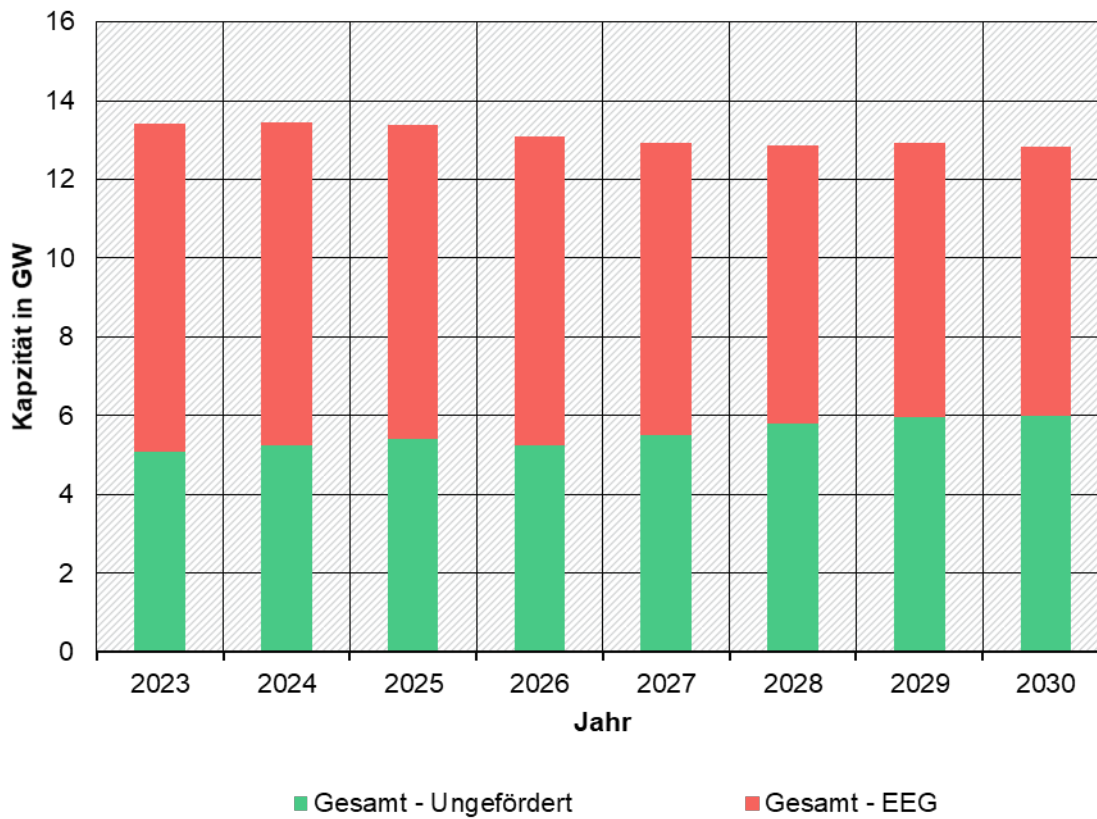
Abbildung 25: Angenommene installierte Leistung von nach EEG-geförderten Windenergieanlagen (onshore und offshore) in Deutschland von 2023 bis 2030

Die Erzeugung dieser Anlagen wird in den Szenarien mit Doppelvermarktungsverbot als angebotsseitig nicht verfügbar angenommen, in den Szenarien ohne Doppelvermarktungsverbot wird sie ab dem Jahr 2025 dem HKN-Angebot hinzugerechnet.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 26: Angenommene installierte Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland

Es wird zwischen nach EEG-geförderten und nicht geförderten Anlagen differenziert. Auch für Windenergieanlagen wird ein deutlicher Kapazitätszuwachs angenommen, dennoch mit einem niedrigeren Zuwachsfaktor als bei Solaranlagen.
Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 27: Angenommene installierte Leistung von Biomasse-, Geothermie-, und Wasserkraftanlagen in Deutschland

Es wird zwischen nach EEG-geförderten und nicht geförderten Anlagen differenziert. Die Gesamtleistung bleibt über die Jahre weitgehend konstant. Aufgrund der technischen Lebensdauer und des Förderumfelds wird jedoch ein leichter Rückgang von nach EEG-geförderten Biomasse-, Geothermie-, und Wasserkraftanlagen unterstellt.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

6.2.2 Übersicht der modellierten Szenarien

Nachfolgend werden Ergebnisse aus vier unterschiedlichen Szenarien vorgestellt, welche mit dem HKN-Marktmodell von enervis modelliert wurden. Es werden folgende Szenarien untersucht:

1. **Szenario A1** bildet das Referenzszenario ab. Es enthält die Basisannahmen des enervis HKN-Modells und verdeutlicht die Referenz der Entwicklung für den deutschen und europäischen HKN-Markt und dient der Darstellung der erwarteten Preis- und Mengenentwicklung bei Beibehaltung des aktuellen Regelungsrahmens (d. h. Fortbestand des Doppelvermarktungsverbots und keine Einführung eines Unternehmensentwertungsrechtes in Deutschland).
2. Im **Szenario A2** wird die **Einführung eines UN-ER** für HKN in Deutschland ab dem Jahr 2024 abgebildet. Dabei wird angenommen, dass diese Einführung eine Erhöhung der nationalen HKN-Nachfrage für bestimmte Unternehmensgruppen verursacht. Die HKN-Angebotsseite entspricht weiterhin den Referenzannahmen aus dem Szenario A1.
3. In **Szenario B1** wird ein **Entfall des Doppelvermarktungsverbots** in Deutschland ab dem Jahr 2025 abgebildet. Dabei wird im Szenario angenommen, dass der Entfall des

Vermarktungsverbots eine deutliche Erhöhung des HKN-Angebots aufgrund von in den Markt kommenden HKN aus der Erzeugung der nach EEG-geförderten EE-Anlagen verursacht. Die HKN-Nachfrage entspricht der Referenz aus dem Szenario A1.

4. Im **Szenario B2** werden die **Einführung eines UN-ER** für HKN in Deutschland ab 2024 und ein **Entfall des Doppelvermarktungsverbots** in Deutschland ab 2025 in Kombination abgebildet. Dabei wird wie in Szenario A2 angenommen, dass die Einführung des Entwertungsrechts ab 2024 eine Erhöhung der HKN-Nachfrageentwicklung für bestimmte Unternehmensgruppen in Deutschland verursacht, und dass sich parallel dazu ab 2025 durch den Entfall des Doppelvermarktungsverbots eine starke Erhöhung der HKN-Angebotsmengen in Deutschland ergibt.

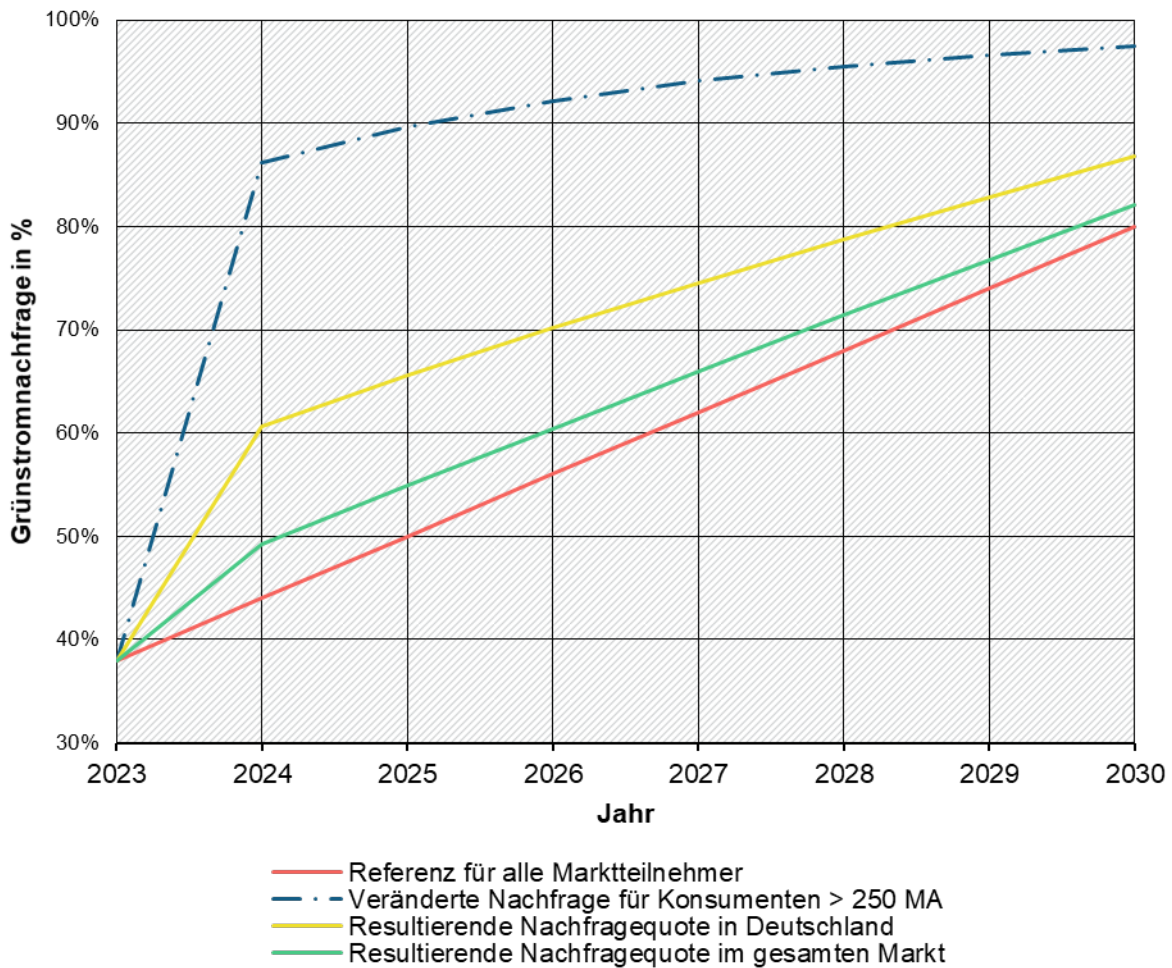
6.2.2.1 Veränderungen des Angebots in Szenario B1 und B2

In den Szenarien B1 und B2 wird ein **Entfall des EEG-Doppelvermarktungsverbot** in Deutschland ab 2025 angenommen. Somit dürfen alle EEG-Anlagen HKN ausstellen, auch wenn sie eine Förderung erhalten. Die Herausgabequoten für HKN werden entsprechend angepasst. Im Sinne eines **Maximalszenarios** wird angenommen, dass ab dem Jahr 2025 und bis 2030 für die angenommenen EE-Kapazitäten die **HKN von einer zentralen Stelle gesammelt auktioniert werden, jedoch ohne die Annahme eines Mindestpreises**. Die auktionierten HKN werden im Modell wie bestehende HKN behandelt und es werden keine unterschiedlichen Preise berechnet, bzw. **die HKN werden nicht weiter nach gefördert und nicht gefördert unterschieden**. Es wird auch keine Unterscheidung in den Vermarktungsoptionen und Regularien für geförderte HKN gemacht. Daher dürfen geförderte HKN generell auch in das Ausland exportiert werden (vgl. im Gegensatz zum gesetzlichen Rahmen in Spanien; CNMC 2022). Darüber hinaus gibt es in der Modellierung der Szenarien mit und ohne Doppelvermarktungsverbot keine Differenzierung der Nachfragenden bezüglich ihrer Präferenz nach geförderten oder nicht geförderten HKN aus dem deutschen HKN-Markt.

Die Herausgabequoten für deutsche Wind- und Solar-HKN liegen somit in den Szenarien ohne Doppelvermarktungsverbot bei 100 % und dadurch entsprechen die HKN-Herausgabemengen den EE-Erzeugungsmengen in Deutschland. In der Vergangenheit lag diese Quote für den gesamten deutschen HKN-Markt bei unter 10 % (Eurostat 2022a; AIB 2022b), was im Wesentlichen dem regulatorischen Umfeld zuzuschreiben ist. Die Ergebnisse aus den zwei Szenarien B1 und B2 bilden somit Maximalszenarien für den Entfall des Doppelvermarktungsverbot ab. **Im Fall einer gesetzlichen Implementierung des Entfalls dürften die tatsächlichen Herausgabequoten von den angenommenen Maximalquoten und abhängig von den im Gesetz festgelegten Regularien nach unten abweichen und die im Modell errechneten Preis- und Mengeneffekte daher gedämpfter ausfallen.**

6.2.2.2 Veränderung der Nachfrage in Szenario A2 und B2

In den Szenarien A2 und B2 wird die Einführung eines UN-ER in Deutschland ab 2024 angenommen. Dabei wird unterstellt, dass **große Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten von diesem Entwertungsrecht Gebrauch machen** und ihre Ökostromnachfrage entsprechend erhöhen würden. Für die Modellierung der beiden Szenarien wird im Sinne einer Maximalrechnung für alle deutschen Großunternehmen ein **identischer und ambitionierterer Pfad bezüglich ihrer Ökostromnachfrage** unterstellt. Dieser Pfad für die Ökostromnachfrage ergibt sich aus den angekündigten Strombezugszielen von deutschen Unternehmen, die an der ökostromorientierten **RE100-Initiative** teilnehmen (siehe 5.2.2) und ist in Abbildung 28 (blaue Strichpunktlinie) dargestellt.

Abbildung 28: Ökostromnachfrage in Deutschland in % (von der gesamten Stromnachfrage) für verschiedene Gruppen im HKN-Modell

Die rote Linie beschreibt die Ökostromnachfrage für alle Nachfrager. Die gepunktet-gestrichelte Linie stellt dar, wie für Konsumenten in Deutschland mit mehr als 250 Beschäftigten die Ökostromnachfrage angepasst wird. Die gelbe bzw. grüne Linie stellt die resultierende Nachfragequote in Deutschland bzw. im gesamten Markt dar.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Durch die Anhebung der Pfade für die Ökostromnachfrage der deutschen Großunternehmen auf das Niveau der von RE100-Mitgliedern gesetzten Ziele bei Einführung eines UN-ER ergibt sich eine erhöhte Gesamtnachfrage für Ökostrom im deutschen Markt. Die Annahme, dass alle Unternehmen in Deutschland ab einer bestimmten Größe diesen ambitionierteren Pfad unter der Verfügbarkeit eines UN-ER einschlagen, ist im Vergleich zu den bisher angekündigten Zielen als eher optimistisch einzuschätzen und kann deswegen als **maximales Ökostromnachfrage-Szenario im Fall einer Einführung des UN-ER** angesehen werden. Weil eine solche Anhebung der Ziele nur bei deutschen Unternehmen und nur ab einer Unternehmensgröße von mehr als 250 Beschäftigten erfolgt, sind allerdings die Änderungen in der aggregierten Ökostromnachfrage im gesamten deutschen und vor allem im europäischen Markt (gelbe bzw. grüne Linie) nur abgeschwächt zu beobachten. So liegt die **gesamte Ökostromnachfrage in Deutschland in den Szenarien mit UN-ER im Startjahr 2024 noch um 17 % und im Zieljahr 2030 um 7 % über der nationalen Referenznachfrage**. Im gesamteuropäischen HKN-Markt wirkt sich die Einführung des UN-ER deutlich gedämpft aus, hier steigt die Nachfrage im Startjahr 2024 um 5 % gegenüber der Referenz und liegt im Zieljahr 2030 in den beiden

Szenarien mit UN-ER in Deutschland noch um 2 % über der gesamteuropäischen Referenznachfrage ohne UN-ER.

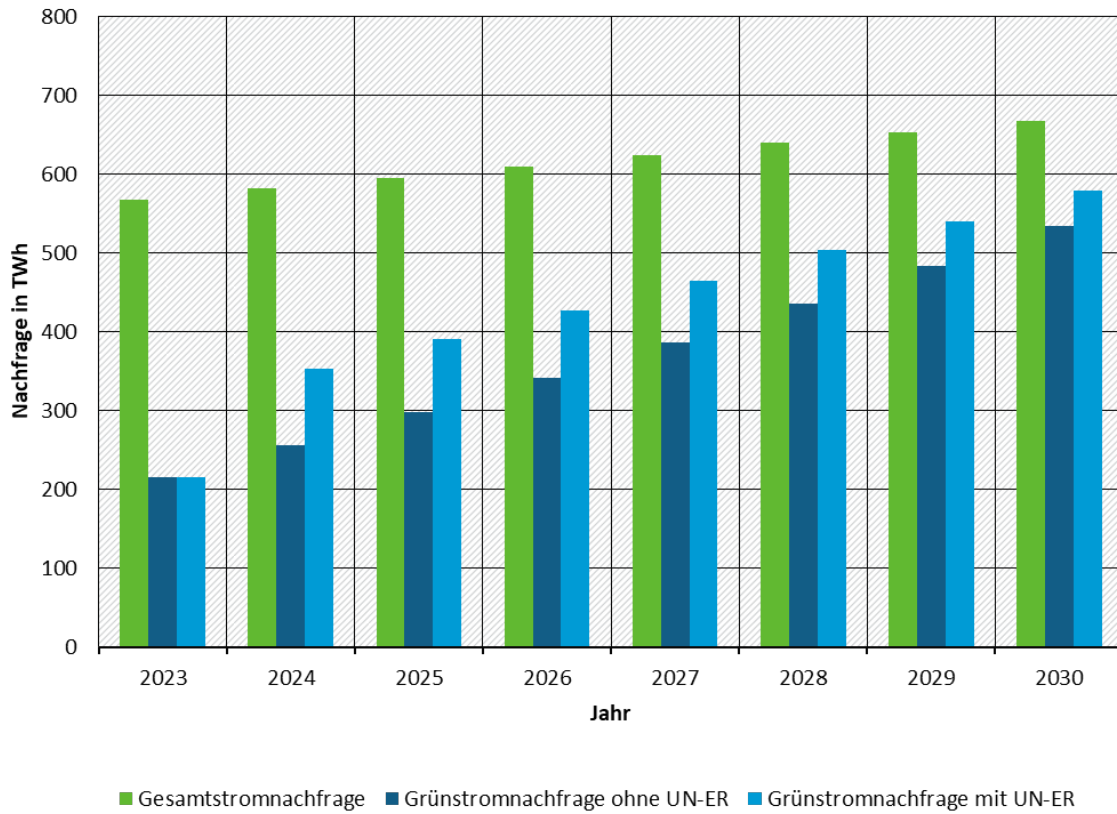
Detailliertere Darstellungen der von enervis angenommenen **Stromnachfragemengen aus Deutschland** sind in Abbildung 29 bis Abbildung 31 zu sehen. Die Gesamtstromnachfrage, dargestellt in Abbildung 29, steigt von ungefähr 570 TWh auf ungefähr 670 TWh an. Ebenfalls dargestellt ist die gesamte Ökostromnachfrage mit und ohne UN-ER. Die Ökostromnachfrage ohne UN-ER steigt von ca. 216 TWh auf 534 TWh an. Mit UN-ER wächst die Nachfrage nach Ökostrom auf ca. 580 TWh an. Die Differenz der Ökostromnachfragen der zwei Szenarien nimmt jedoch zwischen 2024 und 2030 stetig ab. Im Jahr 2024 beträgt der Unterschied 97 TWh, am Ende des Betrachtungszeitraums liegt die Differenz nur noch bei 45 TWh.

Als Bestandteil der Gesamtstromnachfrage ist in Abbildung 30 die **Nachfrage der Nicht-Haushalte** (als Unternehmen bezeichnet) dargestellt. Die prognostizierte Nachfrage der Unternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitenden steigt von ca. 225 TWh im Jahr 2023 auf ca. 260 TWh an. Im selben Zeitraum steigt die Stromnachfrage der Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeitenden von ca. 152 TWh auf 176 TWh an.

Zusammenfassend werden die **angenommenen Ökostromnachfragen, differenziert nach Unternehmensgröße und Einfluss der Einführung des UN-ER** in Abbildung 31 gezeigt. Im Jahr 2023 haben die Unternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitenden eine Ökostromnachfrage von ca. 85 TWh. Mit der Einführung des UN-ER im Jahr 2024 steigt die Ökostromnachfrage dieser Unternehmen stark an. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums ist die Ökostromnachfrage der Unternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitenden im Szenario ohne UN-ER auf ca. 208 TWh gestiegen, im Szenario mit UN-ER auf ca. 254 TWh. Im Vergleich dazu liegt die Ökostromnachfrage der Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeitenden auf einem geringeren Niveau: Sie steigt im Modellierungszeitraum von ca. 58 TWh auf ca. 141 TWh.

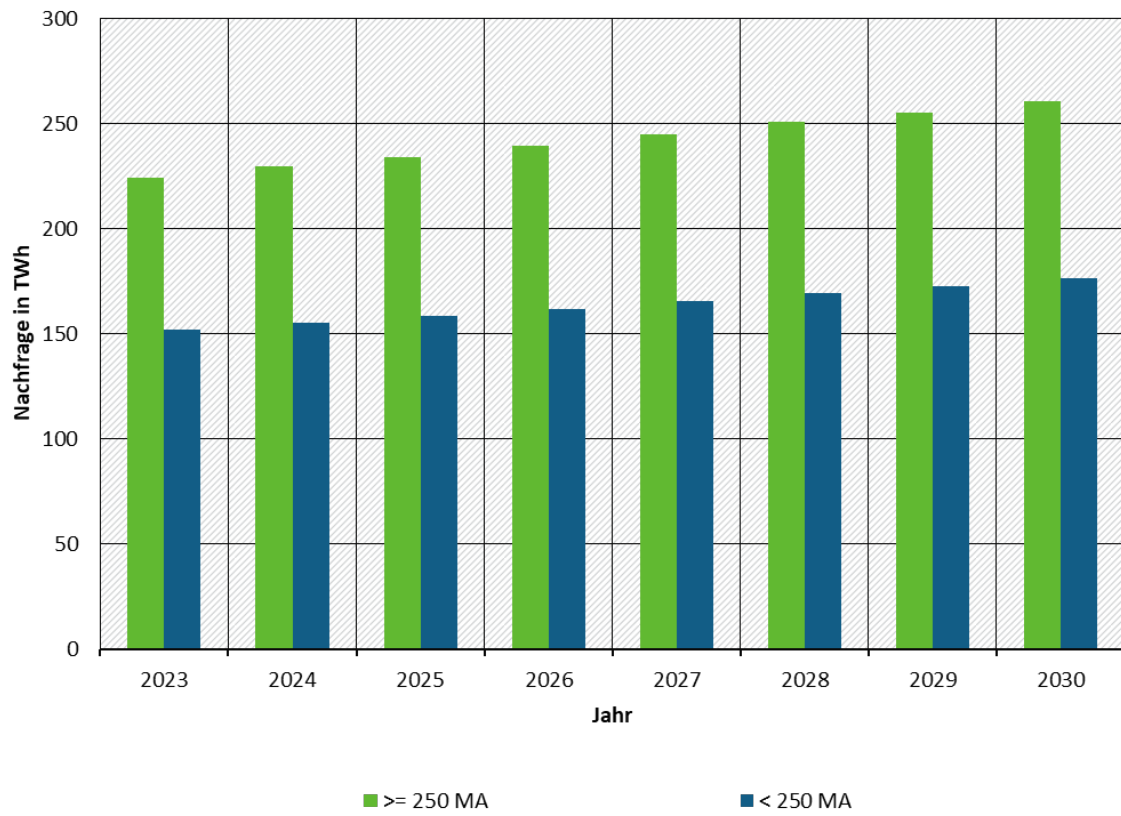
Zusätzlich zu den deutschen Stromnachfragen sind in Abbildung 32 die modellierte Gesamtstromnachfrage sowie die Ökostromnachfrage aus allen EECS-Ländern dargestellt.

Abbildung 29: Prognostizierte Gesamt- und Ökostromnachfrage in Deutschland aus dem enervis Strompreis- sowie dem enervis HKN-Modell



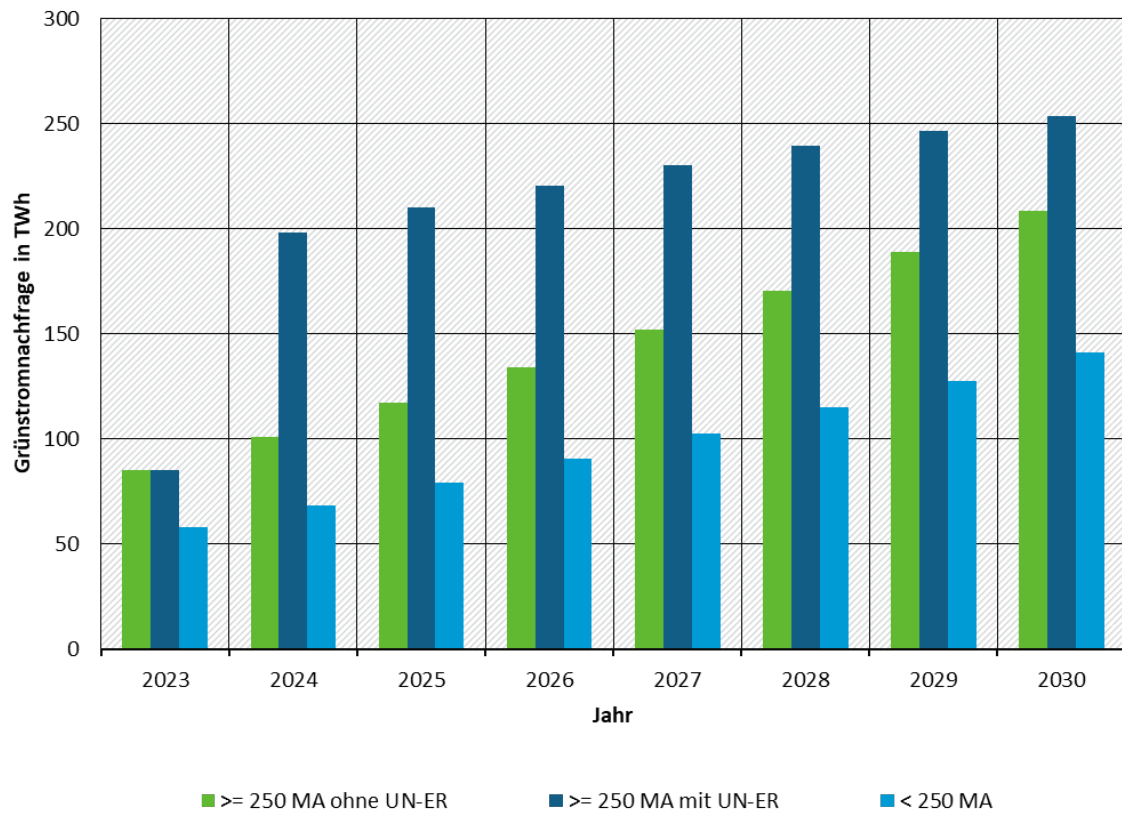
Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 30: Prognostizierte Unternehmensstromnachfrage in Deutschland aus dem enervis HKN-Modell



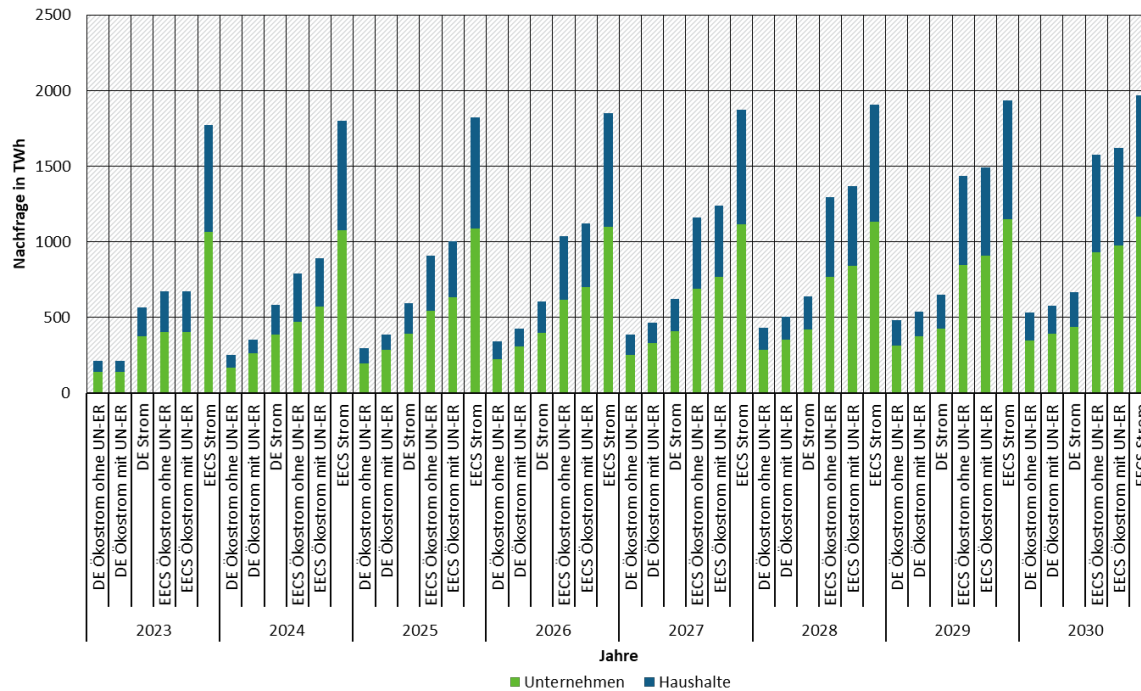
Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 31: Modellierter Ökostromnachfrage von Unternehmen in Deutschland aus dem enervis HKN-Modell



Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 32: Modellierte Nachfragen differenziert nach Unternehmen, Haushalten, Ökostrom, Gesamtstrom, und mit bzw. ohne UN-ER für Deutschland (DE) und EECS-Länder im enervis HKN-Modell

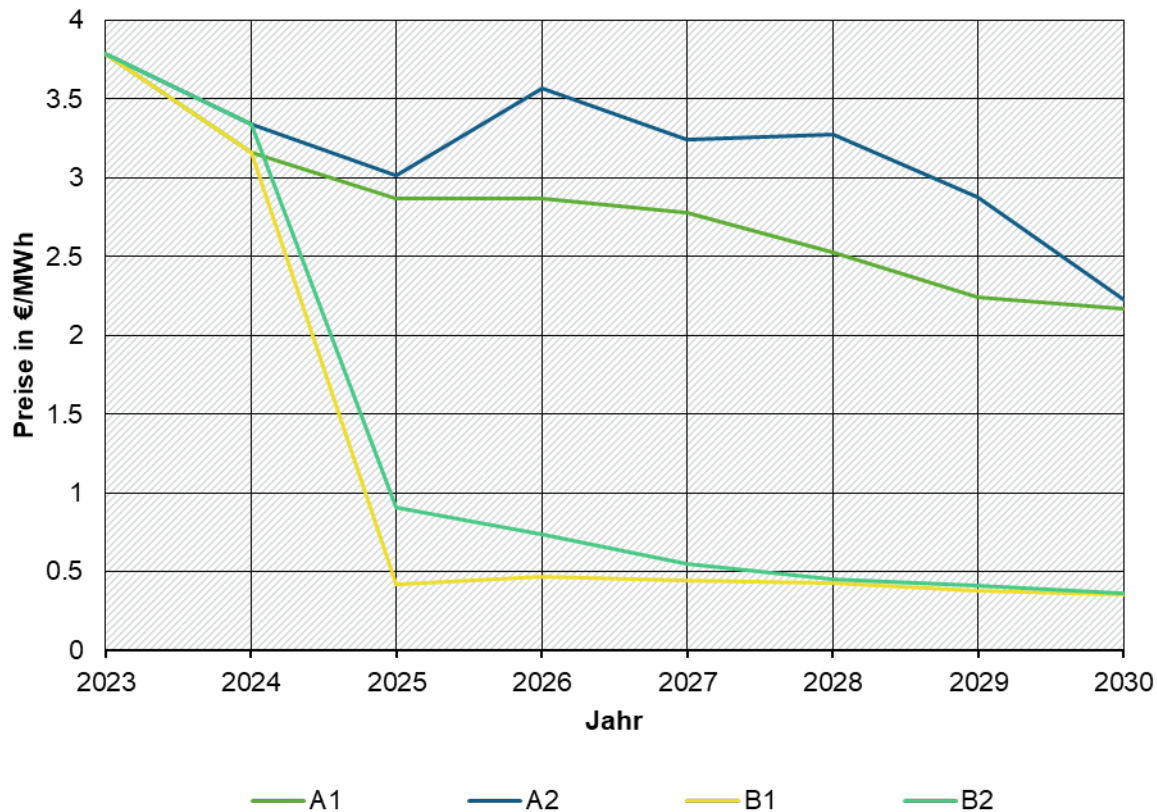


Quelle: eigene Darstellung, enervis.

6.3 Ergebnisse der Szenarienmodellierung

6.3.1 Szenarien A1, A2, B1, und B2

Abbildung 33 zeigt die mengengewichteten Durchschnittspreise für deutsche Solar- und Wind-HKN. Der Aufsattpunkt der ermittelten HKN-Mittelwerte liegt für das Jahr 2023 bei rund 3,8 €/MWh, was die aktuelle Hochpreisphase im HKN-Markt widerspiegelt, wobei deutsche HKN-Preise für inländische HKN tendenziell deutlich höher liegen als im europäischen Mittel. Im Betrachtungszeitraum nimmt der Durchschnittspreis für Solar- und Wind-HKN in Deutschland im Referenzszenario A1 vom aktuell hohen Startniveau kontinuierlich ab und liegt im Zieljahr 2030 mit rund 2,2 €/MWh um rund 40 % niedriger als im Jahr 2023.

Abbildung 33: Preisverläufe der vier Szenarien für HKN-Durchschnittspreise (Solar- und Wind-HKN) in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Das Absinken des mittleren HKN-Preises im Szenario A1 und auch den anderen berechneten Szenarien wird durch den starken unterstellten Zubau erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Zunahme des HKN-Angebotes im nationalen sowie im europäischen Markt getrieben. **Die Nachfrage nach Ökostrom wächst parallel dazu ebenfalls deutlich an, im Vergleich zum Angebot jedoch weniger stark.** Dadurch steht einer moderaten Nachfragesteigerung ein stärkeres Angebotswachstum gegenüber und die mittleren HKN-Preise gehen daher vom Aufstiegszeitpunkt 2023 im Zeitverlauf etwas zurück. Grundsätzlich erkennt man diesen Preisverlauf auch in den alternativen Szenarien A2, B1, und B2. **Allen Szenarien ist gemeinsam, dass das HKN-Angebot im Zeitraum bis 2030 rascher anwächst als die Nachfrage und dadurch die HKN-Preise im Zieljahr 2030 niedriger liegen als im Startjahr 2023.** Jedoch unterscheiden sich die konkreten Preisverläufe der untersuchten Szenarien teils deutlich vom Referenzszenario. Im Szenario A2 wird im Jahr 2024 die Einführung eines UN-ER angenommen, während die Angebotsseite unverändert dem Referenzszenario entspricht. Es kommt also gegenüber dem Referenzszenario zu einem Nachfrageanstieg wie in Abbildung 28 dargestellt. Dies führt zu einem Preisanstieg im Vergleich zur Referenz. Verursacht wird die im HKN-Marktmodell für das Szenario A2 gegenüber Szenario A1 ermittelte Preisdifferenz durch die unterstellte erhöhte Nachfrage der Unternehmen durch das (neue) Entwertungsrecht. **Eine erhöhte Nachfrage bei ansonsten gleichbleibendem Angebot führt zu höheren Preisen.**

Der Preisunterschied zwischen Szenario A2 mit Entwertungsrecht und A1 (Referenzszenario ohne Entwertungsrecht) beträgt im Mittel der Jahre 2024 bis 2030 rund 0,40 €/MWh. Die größten Preisunterschiede treten in den Jahren ab 2026 auf und betragen in der Spitze (Jahr 2028) rund 0,75 €/MWh oder 30 % gegenüber dem A1-HKN-Preis. Zum Ende

des Betrachtungszeitraums nimmt die Preisdifferenz der Szenarien wieder ab und liegt im letzten Betrachtungsjahr 2030 bei unter 0,1 €/MWh gegenüber dem Referenzszenario ohne Entwertungsrecht. **Die langfristige Wiederannäherung der Preise in den Szenarien A2 und A1 resultiert aus der ebenfalls steigenden Ökostromnachfrage im Referenzszenario A1**, sodass sich die Szenariodifferenzen in Bezug auf die Nachfrage bis zum Jahr 2030 stark verringern: Liegt die Ökostromnachfrage der Unternehmen mit Entwertungsrecht annahmegemäß im Jahr 2024 rund 42 %-Punkte über der Referenz, so ist der Unterschied im Jahr 2030 auf rund 18 % gesunken. In der resultierenden Nachfragequote für ganz Deutschland beträgt der unterstellte Unterschied durch das Entwertungsrecht zu Beginn rund 17 %-Punkte und im Jahr 2030 nur noch knapp 7 %-Punkte. Das bedeutet, dass die Nachfrage sich zwischen Szenario A1 und A2 mit zunehmender Zeit immer weniger unterscheidet und sich daher bei gleichbleibendem HKN-Angebot die HKN-Preise wieder angleichen.

In den Szenarien B1 und B2 entfällt zum Jahr 2025 annahmegemäß das in Deutschland geltende Doppelvermarktungsverbot, welches in den Szenarien A1 und A2 fortgeführt wird. Als Konsequenz wird der deutsche und der europäische HKN-Markt mit einer großen Menge an bisher nicht handelbaren HKN aus deutscher EE-Produktion konfrontiert. **Die plötzliche Zunahme der HKN-Angebotsmenge im HKN-Marktmodell führt dazu, dass der HKN-Preis im Szenario B1** (Entfall Doppelvermarktungsverbot ohne Einführung UN-ER) gegenüber der Referenz A1 **deutlich einbricht** und im ersten Jahr ohne Doppelvermarktungsverbot (2025) beispielsweise um rund 1,7 €/MWh (-67 %) zurückgeht und im Jahr 2026 um rund 2,1 €/MWh (-83 %) unterhalb des Referenzszenarios mit Doppelvermarktungsverbot liegt. Im Mittel der Jahre, die im Szenario B1 ohne Doppelvermarktungsverbot berechnet werden (2025 bis 2030) liegt der HKN-Mischpreis für deutsche Wind- und Solar-HKN im Szenario B1 bei nur knapp einem Viertel des HKN-Preises im Vergleichsszenario A1.

Im Szenario B2 (Entfall Doppelvermarktungsverbot mit Einführung UN-ER) **sinkt der HKN-Preis ebenfalls deutlich gegenüber der Referenz A1 ab, hält jedoch ein im Vergleich zum Szenario B1 höheres Niveau** von knapp einem Drittel des Referenz-Preises aus dem Szenario A1 im Jahr 2025. Wie im Vergleich der Szenarien A2 zu A1 hat das Szenario B2, in dem zusätzlich zum Entfall des Doppelvermarktungsverbots das UN-ER unterstellt wird, in den Jahren 2024 bis 2028 einen höheren Preisverlauf als das direkte Vergleichsszenario B1. **Im Mittel der Jahre 2024 bis 2030 beträgt der Preisunterschied zwischen Szenario B2 und B1 rund 0,15 €/MWh**, die größte Preisspreizung beider Szenarien ergibt sich auch hier im Jahr 2025 mit rund 0,5 €/MWh gegenüber dem B1-Preis. Die Preisdifferenz zwischen B2 und B1 geht dann ab 2028 jedoch auf einen marginalen Betrag zurück, der in den letzten drei Jahren bis 2030 rund 5 % des Vergleichspreises im Szenario B1 entspricht.

Die Gründe für die Preisdifferenzierung und das längerfristige Zusammenlaufen der modellierten HKN-Preise zwischen Szenario B2 und B1 entsprechen denen, die für die Verläufe der Szenarien A1 und A2 bereits ausgeführt wurden: **Eine höhere unterstellte Ökostromnachfrage durch das Entwertungsrecht bei unverändertem HKN-Angebot gegenüber dem jeweiligen Vergleichsszenario führt zu vergleichsweise höheren HKN-Preisen. Zum Ende des Betrachtungszeitraums konvergieren die HKN-Preise der beiden Szenarien mit Entfall des Doppelvermarktungsverbot zueinander**, was der Tatsache geschuldet ist, dass die Nachfrageunterschiede der Szenarien B1 und B2 durch das unterstellte UN-ER am Ende des Betrachtungszeitraums geringer werden.

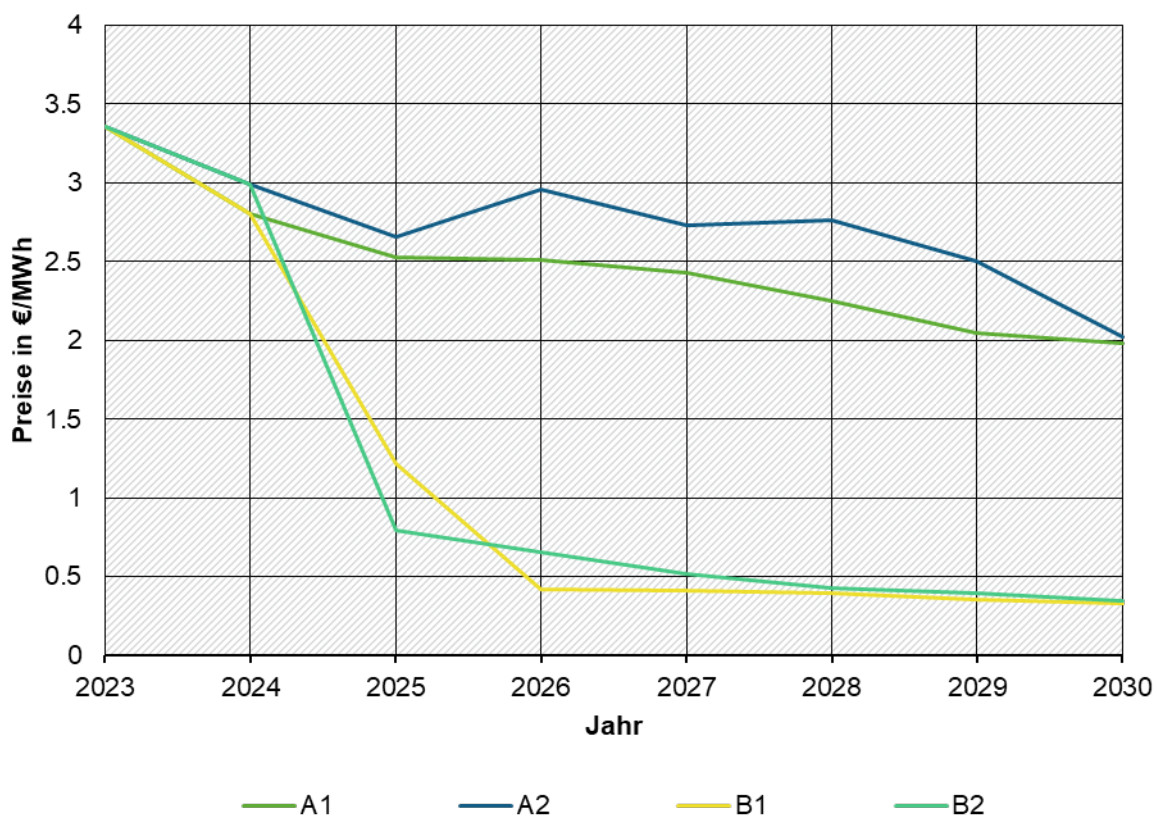
Bezieht man in die Preisbetrachtung noch Biomasse-, Geothermie-, und Wasserkraft-HKN ein, ändern sich die Verläufe der Preise nur marginal. Die Ergebnisse sind in Abbildung 34 dargestellt. Preislich liegen die Szenarien A1 und A2 in der Untersuchung aller HKN rund

0,3 €/MWh niedriger, während in den Szenarien B1 und B2 ein ähnliches Preisniveau wie im Falle der Betrachtung von Wind- und Solar-HKN erreicht wird.

Betrachtet man nun nicht nur die verschiedenen Mischpreise der HKN-Technologien, sondern untersucht die beiden spezifischen HKN-Technologien in Bezug auf ihre Preise separat, so können daran im Detail die Auswirkungen einer angenommenen Technologiepräferenz dargestellt und diskutiert werden. **Die nachfolgend dazu dargestellten Modellergebnisse entstehen aus der Annahme einer erhöhten Präferenz der deutschen Ökostromnachfrager für Wind-HKN gegenüber Solar-HKN.** Damit kommt es zwischen den Technologien nochmals zu einer Preisdifferenzierung, die sich auch über die Szenarien A1, A2, B1 und B2 erstreckt.

Werden die im Model angenommenen Präferenzen von Nachfragern für bestimmte Technologien unterschiedlich definiert, so unterscheiden sich die Preisverläufe für Solar- und Wind-HKN. Konkret bedeutet dies, dass Nachfrager ihre Nachfragemengen zuerst mit der präferierten HKN-Technologie (hier Wind) decken und dann erst Solar-HKN zukaufen, wenn ihre gesamte Nachfragemenge größer ist als das Angebot an Wind-HKN. So ist es grundsätzlich möglich, dass **beispielsweise bei einer Nachfrageerhöhung aus dem UN-ER im Szenario A2 oder B2 der erhöhte HKN-Bedarf dieser Nachfrager vorrangig aus der präferierten HKN-Technologie gedeckt wird und damit der Preiseffekt auch primär nur in der präferierten HKN-Technologie sichtbar wird.** Diesen Fall illustrieren die in Abbildung 35 und Abbildung 36 dargestellten Preisverläufe, die sich aus den mengengewichteten Preisen von Solar- und Wind-HKN, jeweils separat pro Technologie, ergeben.

Abbildung 34: Preisverläufe der vier Szenarien für HKN-Durchschnittspreise (Solar-, Wind-, Biomasse-, Geothermie-, und Wasserkraft-HKN) in Deutschland

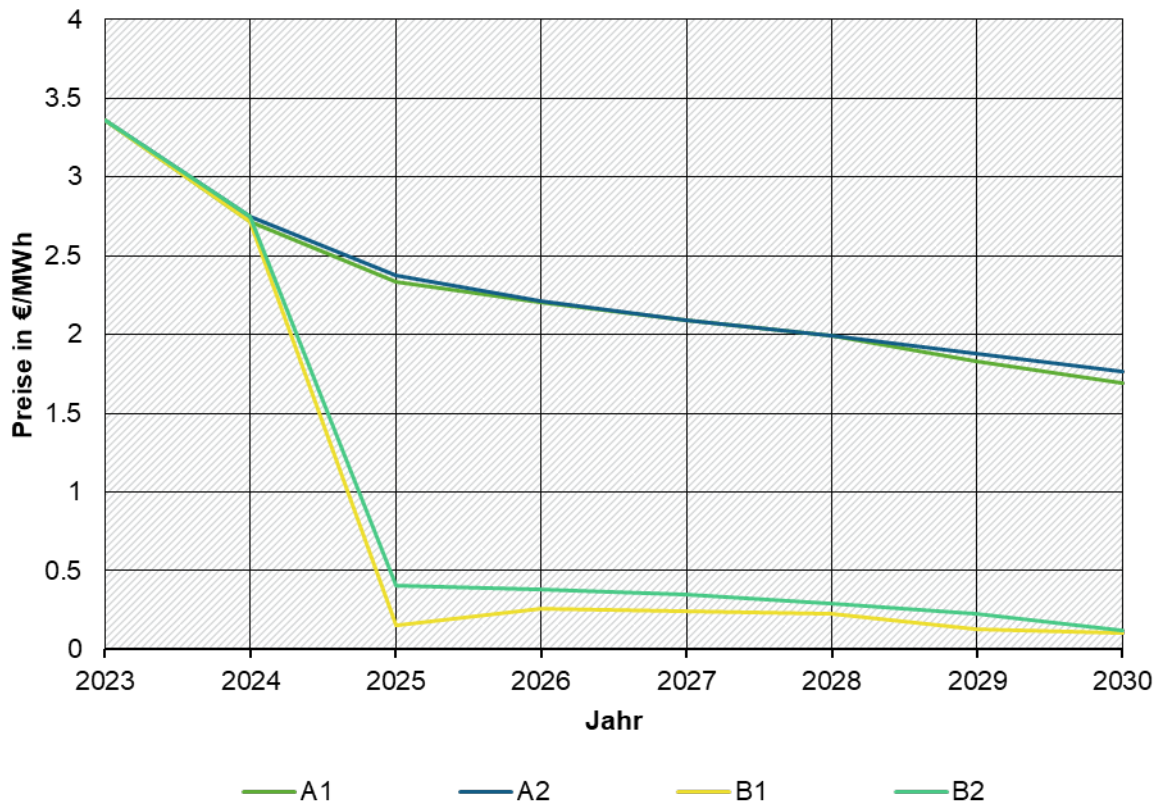


Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 35: Preisverläufe der vier Szenarien für Wind-HKN in Deutschland (bei angenommener Präferenz für Wind-HKN)



Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 36: Preisverläufe der vier Szenarien für Solar-HKN in Deutschland (bei angenommener Präferenz für Wind-HKN)

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Die beiden Abbildungen zu den technologiespezifischen Szenarioergebnissen illustrieren, dass es bei unterschiedlichen Technologiepräferenzen der Nachfragenden zu einer Preisdifferenzierung zwischen HKN-Technologien kommt, welche auch über die Szenarien hinweg Bestand hat. **Dabei wirkt sich eine Nachfragersteigerung tendenziell am stärksten oder sogar ausschließlich auf den Preis der präferierten Technologie aus, während andere HKN-Technologien weniger oder gar nicht davon betroffen sind.** Steigt beispielsweise durch die Einführung des UN-ER die Nachfragemenge eines Nachfragenden mit hoher Zahlungsbereitschaft für Wind-HKN an, so verdrängt dieser Nachfragende unter Umständen den ehemals (im Referenzszenario) preissetzenden Nachfragenden und der Preis für Wind-HKN erhöht sich. Ist die Erhöhung der Nachfragemenge nicht so groß, dass sich für die HKN-Technologie mit der zweithöchsten Präferenz, in diesem Beispiel Solar-HKN, der preissetzende Nachfragende ändert, so ändert sich der Preis für Solar-HKN in diesem Fall nicht. Es kommt technologiespezifisch zu einem veränderten HKN-Preis, der sich in der Betrachtung von Mischpreisen gedämpft niederschlägt, da andere Technologien davon wenig oder gar nicht betroffen sind.

In den oben dargestellten differenzierten Berechnungsergebnissen für deutsche Wind- und Solar-HKN erkennt man diese beschriebenen Zusammenhänge von Technologiepräferenzen wieder: **Während die Preise für Wind-HKN (Abbildung 35) im Fall der Einführung des UN-ER (Steigerung der Nachfrage) in den Jahren 2024 bis 2030 im Szenario A2 höher sind als im Referenzszenario A1, sind die Preise für Solar-HKN (Abbildung 36) in den Szenarien A1 und A2 in den Jahren 2026 bis 2028 weitgehend identisch.** Die erhöhte Nachfrage hat also in der Modellberechnung nicht dazu geführt, dass sich der preissetzende Nachfragende für Solar-HKN

verändert. Die Annahmen zu Nachfragepräferenzen im Modell haben somit einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Szenarien mit UN-ER, da sie festlegen, aus welchem HKN-Angebot die angenommene Nachfragesteigerung primär bedient wird.

Die hier untersuchte **Technologiepräferenz Wind vs. Solar ist für die Berechnungen im HKN-Modell und die Darstellung der oben beschriebenen Zusammenhänge unterstellt worden**. Sie ist durch historische Präferenzen zu begründen und stellt nicht notwendigerweise die Präferenzen der realen Nachfrager dar und dient hier vor allem der Illustration der beschriebenen Effekte. Vor diesem Hintergrund wurden einfühend zuerst auch die Mittelwerte der HKN-Preise der für den deutschen HKN-Markt wesentlichen Technologien Wind und Solar gemeinsam dargestellt, da diese eine aggregierte Abschätzung für die zu erwartenden Preisentwicklungen in den untersuchten Szenarien geben.

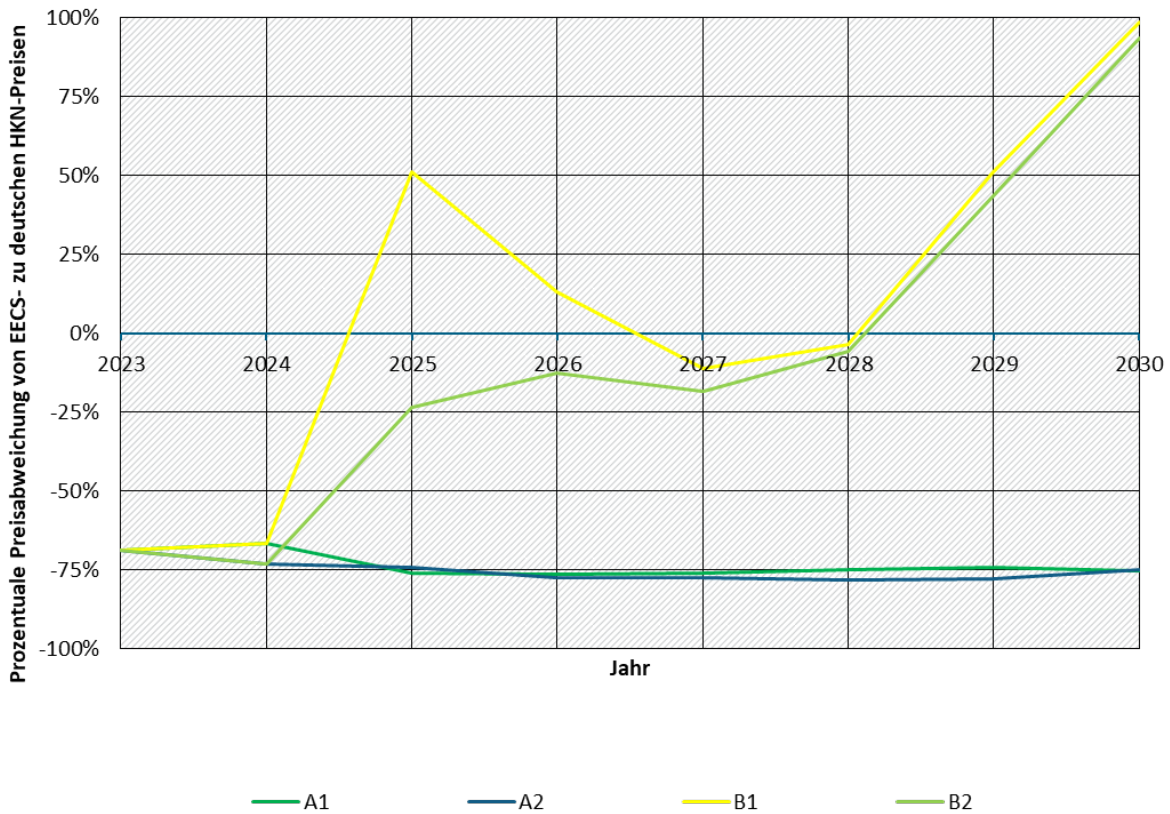
6.3.2 Auswirkungen auf den EECS-Markt

Neben der Betrachtung des deutschen Marktes werden auch die **Auswirkungen auf EECS-weite HKN-Preise in Europa** untersucht. Gegenstand der Analysen sind mengengewichtete Durchschnittspreise aus HKN-Preisen aller Mitgliedsländer des EECS, die HKN sind lediglich nach Technologie und Jahr differenziert.

Grundsätzlich sind die Auswirkungen der untersuchten Szenarien auf die EECS-Preise weit weniger stark ausgeprägt als auf die deutschen HKN-Preise. Der Grund dafür liegt in der Konzeption der verschiedenen Szenarien: Die Annahmen betreffen nur die deutschen Nachfrager sowie das Angebot deutscher HKN. Die Preisreduktion im Falle der Einführung eines Doppelvermarktungsverbots ist für EECS-weite HKN-Preise geringer, ebenso ist der Preisanstieg nach der Einführung eines UN-ER in Deutschland im Gesamtmarkt geringer ausgeprägt als in Deutschland alleine.

Die Auswirkungen der verschiedenen rechtlichen Anpassungen im deutschen Markt im Vergleich zum EECS-Markt sind in Abbildung 37 dargestellt. In den Szenarien A1 und A2 sind die EECS-HKN-Preise (für Solar- und Wind-HKN gemittelt dargestellt) für alle Jahre im Betrachtungszeitraum niedriger als die deutschen HKN-Preise. Der Verlauf der EECS-Preise in diesen beiden Szenarien ist dem der deutschen Preise sehr ähnlich, erkennbar an den fast konstanten prozentualen Preisabweichungen. Der Preisunterschied deutscher HKN zu EECS-HKN im Allgemeinen wird durch die geringe Verfügbarkeit von HKN aus Deutschland verursacht. Entfällt im Jahr 2025 das deutsche Doppelvermarktungsverbot (Szenarien B1 und B2) wird der EECS-Markt mit deutschen HKN „überschwemmt“ und das Preisverhältnis ändert sich stark. Die EECS-Preise und deutsche Preise der Szenarien B1 und B2 nähern sich dann in den Jahren 2026 bis 2028 stark an und in den Jahren 2029 und 2030 sind deutsche HKN sogar tendenziell günstiger als der EECS-Durchschnitt. Ebenso sind im Szenario B1 im Jahr 2025 die deutschen HKN preislich geringer bewertet. Im Unterschied zum Szenario B2, in dem die deutschen Preise höher bewertet sind, liegt das an der vergleichsweise geringeren Nachfrage nach deutschen HKN von deutschen Nachfragern.

Der Entfall des Doppelvermarktungsverbots führt demnach nicht nur zu einer Reduktion der deutschen HKN-Preise, sondern auch dazu, dass deutsche HKN zum Ende des Betrachtungszeitraums prozentual günstiger sind als durchschnittliche EECS-HKN.

Abbildung 37: Prozentuale Preisabweichung von EECS-Wind- und Solar-HKN-Preisen zu deutschen Wind- und Solar-HKN-Preisen

Die Berechnungsvorschrift der hier abgebildeten Kurven ist: $\text{Prozentuale Preisabweichung} = (\text{Preis(EECS)} - \text{Preis(Deutschland)}) / \text{Preis(Deutschland)}$. Negative Werte bedeuten, dass deutsche HKN einen höheren Preis als EECS-HKN haben. Positive Werte bedeuten, dass deutsche HKN einen niedrigeren Preis als EECS-HKN haben.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

6.3.3 Sensitivitätsanalyse der Herausgabequote in den Szenarien B1 und B2

In der Szenariomodellierung für den Entfall des Doppelvermarktungsverbot wurde im Rahmen eines Maximalszenarios angenommen, dass ab dem Jahr 2025 alle von den EE-Anlagen in Deutschland ausstellbaren HKN im Jahr der Stromerzeugung gehandelt und für dasselbe Jahr entwertet werden.³⁶ Diese hundertprozentige Herausgabequote wird dadurch begründet, dass in den Szenarien B1 und B2 sämtliche HKN von einer zentralen Stelle gesammelt und auktioniert werden.

Zusätzlich zu dieser maximalen Annahme wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wurde die Herausgabequote zwischen dem Maximalwert von 100 % und 25 % variiert. Eine Herausgabequote von 25 % im Jahr 2025 liegt jedoch noch über der Herausgabequote in den Szenarien A1 und A2, da wir annehmen, dass ein Entfall des

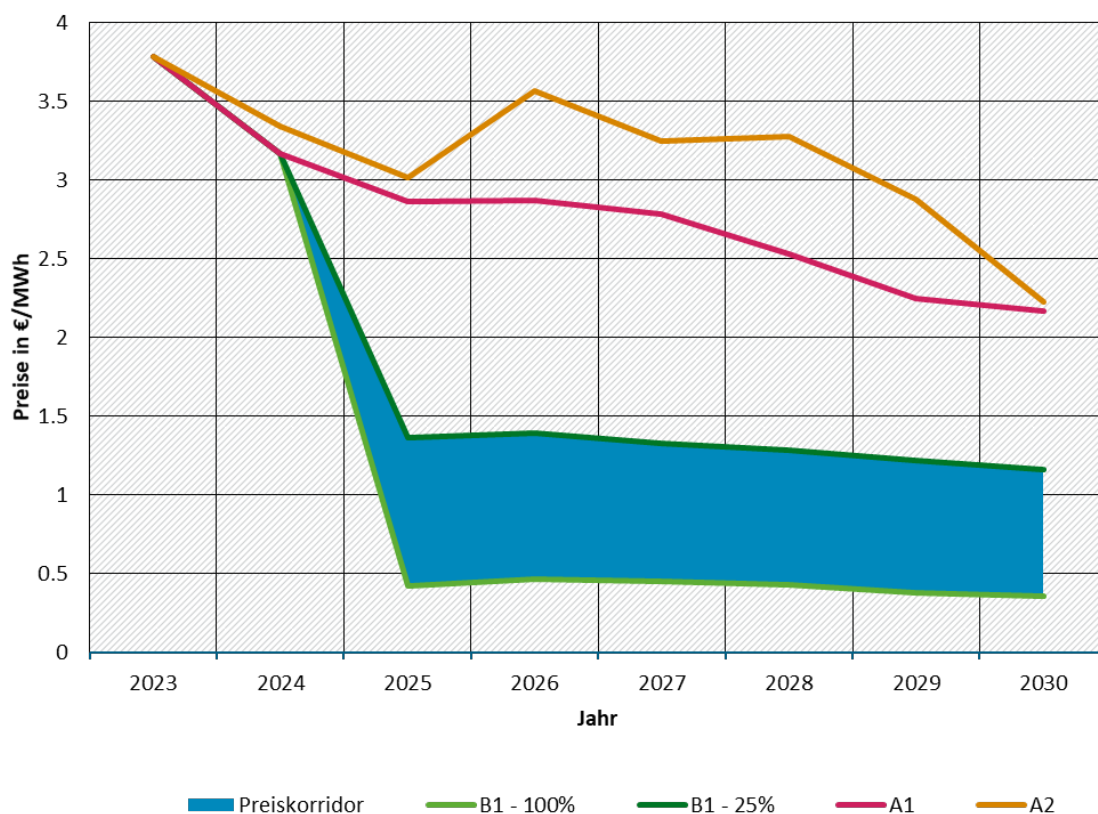
³⁶ D. h. HKN, deren zugrundeliegende Stromerzeugung z. B. 2025 stattfand, werden vorschriftsgemäß für das Stromkennzeichnungsjahr 2025 entwertet, siehe Kap. 2.1. Die Annahme, dass HKN mit Stromerzeugung in z. B. 2025 auch im Jahr 2025 gehandelt werden, stellt eine Vereinfachung dar, da ein Handel von HKN über die Jahresgrenze hinaus möglich ist. Eine Übertragung zwischen Konten ist für 12 Monate nach Ende des Erzeugungszeitraums möglich (§ 28 HkRNDV), eine Entwertung kann in Deutschland bis zu 18 Monate nach Erzeugung der den HKN zugrundeliegenden Strommenge maximal bis zur Stromkennzeichnungsfrist am 01.11. des Folgejahres erfolgen.

Doppelvermarktungsverbot im Startjahr schon zu einer erhöhten Angebotsmenge im deutschen HKN-Markt führen wird.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für Solar- und Wind-HKN-Mischpreise sind in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt. **Eine niedrigere Herausgabequote führt in beiden Fällen zu einem höheren HKN-Preis im Vergleich zum ursprünglichen Maximalszenario:** Das Angebot verringert sich, während die Nachfrage gleichbleibt. Im gesamten Zeitraum ist die obere Grenze des dargestellten Preiskorridors (die 25 %-Sensitivität) niedriger als das Referenzszenario A1 und das Szenario A2.

Im Szenario B1 hat der Sensitivitäts-Preiskorridor für Solar- und Wind-HKN eine Breite von 0,81 €/MWh bis 0,95 €/MWh, während der Korridor im Szenario B2 eine Breite von 0,83 €/MWh bis 1,30 €/MWh hat. **Im Szenario B1 führt eine Reduktion der Herausgabequote von 50 Prozentpunkten zu einer Erhöhung der HKN-Preise um 98 % bis 128 %.** Im Szenario B2 ist diese Spanne mit 44 % bis 129 % etwas größer. Der Preisrückgang bei niedrigeren Herausgabequoten fällt also deutlich geringer aus im Vergleich zu dem Referenzszenario A1 und dem Szenario A2. Bei der 25 %-Sensitivität ist der Einfluss des Entfalls des Doppelvermarktungsverbots immer noch größer als der Einfluss der Einführung eines UN-ER. Die Herausgabequote müsste noch niedriger sein, damit sich die Auswirkungen auf den HKN-Preis des UN-ER und der Entfall des Doppelvermarktungsverbots gerade aufheben.

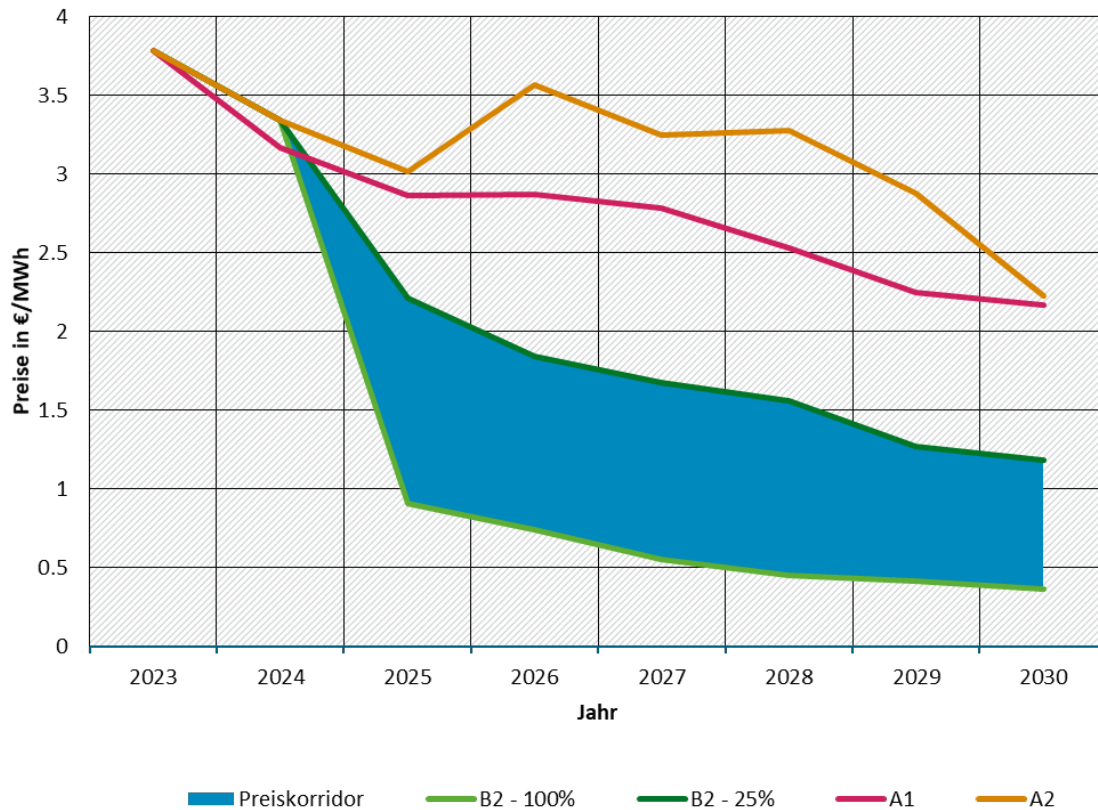
Abbildung 38: Preisverläufe der Mischpreise von Solar- und Wind-HKN aus Deutschland (Sensitivitätsanalyse des Szenarios B1)



Dargestellt sind die Verläufe der Szenarien A1 und A2 sowie die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse des Szenarios B1. Der Preiskorridor entspricht Herausgabequoten.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

Abbildung 39: Preisverläufe der Mischpreise von Solar- und Wind-HKN aus Deutschland (Sensitivitätsanalyse des Szenarios B2)



Dargestellt sind die Verläufe der Szenarien A1 und A2 sowie die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse des Szenarios B2. Der Preiskorridor entspricht Herausgabequoten.

Quelle: eigene Darstellung, enervis.

6.3.4 Schlussfolgerungen aus Szenarioergebnissen und Sensitivitätsanalyse

Als Fazit lassen sich aus dem vorgestellten Vergleich über die vier im HKN-Modell berechneten Szenarien und der Sensitivitätsanalyse folgende **Schlussfolgerungen** ziehen:

1. **Die modellierte Einführung eines Entwertungsrechts für Unternehmen führt ab 2024 wegen der unterstellten Nachfragezunahme zu einer moderaten Preissteigerung für HKN in Deutschland.** Dies gilt sowohl im Szenario mit als auch im Szenario ohne Doppelvermarktungsverbot. Die Preiszunahme bewegt sich in einem im Vergleich zum prognostizierten deutschen HKN-Preisniveau überschaubaren Rahmen von im Mittel 0,4 €/MWh bzw. rund 15 % in Bezug auf den ermittelten Mischpreis für Solar- und Wind-HKN im Referenzszenario ohne Entwertungsrecht. Der Mischpreis über alle HKN-Technologien im deutschen HKN-Markt steigt um rund 13 %. Je nach Präferenz der Nachfragenden nach spezifischen HKN-Technologien verteilen sich die Preiseffekte unterschiedlich auf die HKN-Technologien, beispielsweise auf Wind- und Solar-HKN.
2. Der ebenfalls **modellierter Entfall des Doppelvermarktungsverbots** führt aufgrund der starken Zunahme des HKN-Angebotes zu einem deutlichen Rückgang der Preise von deutschen HKN – sowohl im Heimatmarkt als auch für im Ausland nachgefragte HKN aus Deutschland. Dies ist der massiven Zunahme des Angebotes vor allem auch aus EE-Bestandsanlagen geschuldet, deutsche HKN sind in diesem Fall im europäischen HKN-Markt im Überfluss vorhanden. Dennoch sinken die HKN-Preise in diesem Szenario nicht ins

„Bodenlose“, sondern stabilisieren sich in Deutschland auf einem deutlich niedrigeren Niveau von etwa 20 % der HKN-Preise im Referenzszenario mit Weiterbestand des Doppelvermarktungsverbots. Zu beachten ist, dass es sich um ein Maximalszenario handelt und tatsächliche HKN-Herausgabequoten bei einem Entfall des Doppelvermarktungsverbots von der konkreten Ausgestaltung einer solchen Maßnahme abhängen würden. Bei niedrigeren Herausgabequoten, wie in den Sensitivitätsanalysen modelliert, fällt der in den Szenarien B1 und B2 ermittelte Preisrückgang entsprechend geringer aus.

3. **Der preissenkende Effekt aus dem Entfall des Doppelvermarktungsverbots ist deutlich stärker ausgeprägt als der preisteigernde Effekt aus der Einführung eines UN-ER.** Dies ist folgerichtig, da die schlagartige Angebotsausweitung aus dem Entfall des Doppelvermarktungsverbots (HKN-Mehrmengen) in Deutschland die angenommene Nachfragesteigerung durch Einführung eines Entwertungsrechts (HKN-Mehrnachfrage) um ein Vielfaches übersteigt.

Abschließend ist zu diskutieren, inwieweit die untersuchten Veränderungen von Mengen und Preisen von HKN Auswirkungen auf den Zubau von EE-Projekten in Deutschland haben. Hierbei ist zu unterscheiden nach der generellen Wirkung der HKN-Erlöse auf den EE-Zubau im aktuellen Marktumfeld einerseits (Referenzszenario) und den Veränderungen, die sich in den modellierten Szenarien durch die Einführung eines Entwertungsrechts sowie den etwaigen Entfall des Doppelvermarktungsverbots andererseits ergeben.

Im Aufsatzpunkt der Modellierung liegen die HKN-Preise in einer Größenordnung von 3 bis 4 €/MWh für ungeförderte Wind- und Solar-HKN im deutschen Markt. Dieses Preisniveau ist historisch gesehen bereits relativ hoch, in der Vergangenheit lagen die Preise deutlich darunter. Dass durch dieses Preisniveau oder auch ein moderat höheres Preisniveau im untersuchten Szenario A2 (Referenz mit Entwertungsrecht) ein alleiniger Ausbauanreiz für EE-Projekte entsteht, ist nicht zu erwarten – jedoch generiert der HKN-Verkauf grundsätzlich einen Zusatzerlös auf Investoren- und Betreiberseite. Dieser ergänzt die Einnahmen für den Stromverkauf und verbessert die Wirtschaftlichkeit für Projekte, die HKN verkaufen können.

Setzt man ein mittleres HKN-Preisniveau von 3 €/MWh (alternativ 2 €/MWh) ins Verhältnis zu derzeit marktüblichen Langfristerlösen für EE-Projekte, so ist der **Zusatzerlös durch HKN zwar nicht sehr umfangreich, jedoch trotzdem erkennbar.** Unterstellt man, dass der erreichbare anzulegende Wert aus den EEG-Ausschreibungen eine Untergrenze der erwarteten Strommarkterlöse für EE-Projekte darstellt, so liegen diese für PV-Freiflächenanlagen in der Größenordnung von 50 €/MWh für 20 Jahre, für Wind an Land sind es je nach Standortgüte etwa 70 – 80 €/MWh. Ein angenommener HKN-Preis von 3 €/MWh (2 €/MWh) entspricht dann einem zusätzlichen Erlösanteil von +6 % (+4 %). Bei Wind entsprechen 3 €/MWh (2 €/MWh) rund 4 % (2,7 %) Zusatzerlös. **Die Preissteigerung im Szenario A2 gegenüber der Referenz beträgt im Mittel rund 15 % oder 0,4 €/MWh.** Auch hier kann erst einmal nicht davon ausgegangen werden, dass die Einführung eines Entwertungsrechts für Unternehmen mit den sich aus den Berechnungen ergebenden Preisdifferenzen zu einem substantiell erhöhten Anreiz für den EE-Zubau führt. **Jedoch trägt rein wirtschaftlich gesehen jede Erhöhung des HKN-Preises zu einer Verbesserung der Attraktivität des (ungeförderten) EE-Zubaus bei.**

Ergänzend dazu kann bei Annahme einer höheren Zahlungsbereitschaft beispielsweise für qualitativ höherwertige HKN aus neuen ungeförderten EE-Projekten von stärkeren Preissteigerungen durch Einführung eines Entwertungsrechts ausgegangen werden, als dies in den hier ermittelten Mischpreisen ablesbar ist. **Eine Ad-hoc-Analyse einer höheren Zahlungsbereitschaft für neue EE-Projekte, bzw. eine Präferenz für HKN neuerer Anlagen („neu“ heißt in diesem Zusammenhang, dass die betrachtete Anlage jünger als 5 Jahre alt**

ist), führt modellseitig zu einem Preisunterschied von bis zu 2 €/MWh zwischen HKN aus neuen und alten Anlagen. Diese Preisdifferenz sollte insbesondere bei kurzfristigen Erlösbetrachtungen, wie z. B. PPAs einer Neuanlage mit einer Laufzeit von 5 Jahren, in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit einbezogen werden.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass ein UN-ER durch eine mengenmäßige Nachfragesteigerung einen positiven Beitrag zum Ausbau der EE leisten kann, wenngleich nicht in substanziellem Umfang. Der Entfall des Doppelvermarktungsverbotes hingegen hat aufgrund des preissenkenden Effekts nach dieser Logik einen negativen Einfluss auf den Zuwachs von EE-Projekten, da der HKN-Preis für Neuinvestitionen sinkt.

7 Empfehlungen zum Unternehmensbewertungsrecht für Strom-HKN in Deutschland

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Marktanalyse, der qualitativen Experten- und Stakeholderinterviews und der Szenarienmodellierung zusammengeführt, um die **Wirkung eines Unternehmensbewertungsrechts für Strom-HKN auf die Energiewende und den Klimaschutz** zu beurteilen. Dabei werden auch zu erwartende Unterschiede in Bezug auf verschiedene Ausgestaltungsoptionen eines Unternehmensbewertungsrechts diskutiert. Auf dieser Basis werden Empfehlungen abgeleitet.

7.1 Mögliche Auswirkungen eines UN-ER auf Energiewende und Klimaschutz

Für eine Beurteilung der Wirkung der Maßnahme für die Energiewende und den Klimaschutz sind nicht nur Auswirkungen auf die HKN-Nachfrage und das HKN-Preisniveau insgesamt relevant. Vielmehr stellt sich die **Frage, inwiefern eine Nachfrageänderung in Bezug auf HKN bzw. Ökostrom mit einer besonders hohen, energiewendeförderlichen Qualität zu erwarten ist**. Hinsichtlich des Energiewendennutzens von Ökostrom spielt das Kriterium der Zusätzlichkeit eine wichtige Rolle: Hierbei geht es um die Frage, ob die Ökostromnachfrage dazu beiträgt, dass der EE-Ausbau über den gesetzlichen Förderrahmen hinaus gefördert und beschleunigt wird. Dabei lassen sich grundsätzlich **fünf Typen von Ökostromqualitäten** unterscheiden (Sakhel et al. 2022a):

- ▶ Ökostrom aus weitgehend abgeschriebenen, ungeforderten Bestandsanlagen.
- ▶ Ökostrom aus geförderten Bestandsanlagen, bei denen HKN-Erlöse den Förderbedarf reduzieren (z. B. durch Verringerung des anzulegenden Werts bei HKN-Ausstellung).
- ▶ Ökostrom aus neuen, geförderten Anlagen, bei denen HKN-Erlöse den Förderbedarf reduzieren (insb. durch niedrigere Gebote bei Ausschreibungen).
- ▶ Ökostrom aus ausgeforderten Bestandsanlagen, bei denen Erlöse aus dem HKN-Verkauf zum Weiterbetrieb beitragen können.
- ▶ Ökostrom aus neuen, nicht geförderten Anlagen (z. B. verbunden mit Green PPAs).

Die Diskussion um die Zusätzlichkeit wird von dem Gedanken getragen, dass ein **Ökostrommix mit einem möglichst hohen Anteil neuer, nicht geförderter Anlagen einen besonders förderlichen Nutzen für die Energiewende habe**. Diese Wirkung konnte bei Marktanalysen des Ökostrommarkts in der Vergangenheit noch nicht nachgewiesen werden (Hauser et al. 2019), jedoch erhält die Idee derzeit neue Impulse. Hierzu trägt die steigende Nachfrage nach Strom aus ungeforderten Anlagen bei, die rein nachfragebasiert über langjährige Abnahmeverträge (PPAs) refinanziert werden. Da das Angebot von HKN aus neuen, nicht geförderten Anlagen am Markt noch begrenzt ist, empfiehlt beispielsweise der WWF (2021; 2022), einen zweijährlich ansteigenden Anteil an „Ökostrom next generation“ einzukaufen. Dieser soll zu mindestens einem Drittel aus neuen, nicht geförderten Anlagen stammen, und zu je maximal einem Drittel aus ausgeforderten Bestandsanlagen und neuen, geförderten Anlagen (siehe auch Tabelle 6 in 5.1.2). Zudem können Verbrauchende Qualitätsanforderungen beispielsweise an den Technologiemarkt von Ökostrom stellen (z. B. bestimmte Anteile von Wind- und Solarenergie) oder auf eine räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch achten (z. B. Beschaffung eines Anteils von HKN aus regionalen Anlagen; siehe auch Styles 2022).

Von besonderem Interesse für die Ableitung von Empfehlungen ist daher die Frage, **ob und unter welchen Voraussetzungen ein UN-ER für Strom-HKN zu einem Nachfrageanstieg nach HKN mit Zusätzlichkeitskomponente führen könnte**. Auch die Entwicklung der Nachfrage nach EE-Stromerzeugungstechnologien ist relevant für Energiewende und Klimaschutz – so stellt sich etwa die Frage, ob ein UN-ER eine Nachfrageverlagerung von Wasserkraft-HKN hin zu Solar- und Windenergie-HKN verstärken könnte.

7.1.1 Auswirkungen auf HKN-Nachfrage und HKN-Preisniveau

Eine Steigerung der Ökostromnachfrage kann auf zwei Wegen eine förderliche Wirkung auf Energiewende und Klimaschutz entfalten. Zum einen kann sich ein **direkter preislicher Anreiz für Investoren und Anlagenbetreiber aus dem Verkauf von HKN** ergeben. Steigende Preise für HKN gehen mit zusätzlichen Erlösen für Anlagenbetreiber einher und können insofern die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten verbessern und Anreize für den EE-Ausbau verstärken. Allerdings stellen Erlöse aus HKN-Verkäufen nur eine Komponente in der Finanzierung von EE-Anlagen dar. Mengenmäßig deutlich relevanter für die Finanzierung von EE-Anlagen sind Erlöse aus Stromverkäufen, ggf. kombiniert mit staatlichen Finanzierungskomponenten bei geförderten Anlagen.

Eine zweite energiewendeförderliche Wirkung von HKN und Ökostromnachfrage ergibt sich aus der Nachweisfunktion von HKN: Im liberalisierten Strommarkt, der kaufmännisch über viertelstündlich auszugleichende Bilanzkreise organisiert ist, ermöglicht es das Book & Claim-Verfahren von HKN mit vergleichsweise geringem organisatorischem Aufwand, Eigenschaften der Erzeugung eindeutig Verbrauchenden zuzuordnen. Als Instrument der Verbraucherinformation bilden HKN in Verbindung mit Stromkennzeichnungsregeln die Grundlage für einen transparenten Wettbewerb von Stromlieferanten, die verpflichtet sind, Aussagen zu EE-Anteilen in ihrem Lieferportfolio durch HKN-Entwertung zu belegen. **Dies unterstützt einen Qualitätswettbewerb unter Stromlieferanten in Bezug auf die Eigenschaften des von ihnen angebotenen Stroms.** Nicht rückverfolgten Handelsangeboten, die etwa über die Strombörse bezogen werden, können dabei nur über den separaten Kauf von HKN grüne Eigenschaften zugewiesen werden. **Aber auch der Anteil eigener EE-Erzeugungsanlagen von EVU oder von Strommengen, die über PPAs mit EE-Anlagenbetreibern bezogen werden, muss über die Entwertung von HKN nachgewiesen werden.** HKN enthalten dabei genaue Angaben zu den Herkunftsanlagen und stellen sicher, dass jede MWh aus EE-Anlagen in Europa nur einmal vermarktet werden kann. **Über die Stärkung des Qualitätswettbewerbs unter Stromlieferanten unterstützt die Nachweisfunktion von HKN damit auch Investitionen in eigene Anlagen von EVU sowie den Abschluss von PPAs.** In dem Maße, in dem die Ökostromnachfrage – und insbesondere deren qualitative Differenzierung – steigt, intensiviert sich der Wettbewerb von EVU zur Deckung dieser Nachfrage, über HKN-Käufe mit spezifischen Qualitäten auf dem HKN-Markt, den Abschluss von PPAs oder Investitionen in eigene Anlagen. Die energiewendeförderliche Wirkung von HKN als Nachweis ist demnach breiter als die reine Finanzierungsfunktion von HKN-Preisen als Erlös Komponente für EE-Anlagenbetreiber. **Ein Unternehmensentwertungsrecht für HKN könnte hier ansetzen, insofern es den Qualitätswettbewerb unter Unternehmen in Bezug auf die Eigenschaften ihrer Stromversorgung verstärkt.**

Dass die energiewendeförderliche Wirkung von HKN als Nachweisinstrument über Preisentwicklungen am HKN-Markt hinaus geht, wird dabei besonders deutlich im Fall von HKN, die nicht am Markt gehandelt werden. HKN aus PPAs z. B. werden direkt an die PPA-Partner übertragen bzw. zu deren Gunsten entwertet, wobei Vertragskonditionen Strom- und Eigenschafts-Lieferungen abdecken (zumindest im Fall von physischen PPAs, vgl. 5.1.3.4). Ohne

HKN als Nachweis der eindeutigen Zuordnung der EE-Eigenschaft würde die Grundlage für den Abschluss eines PPA mit einer ungeförderten EE-Anlage entfallen. Auch bei Investitionen in EE-Anlagen durch Tochterunternehmen mit langfristigem HKN-Abnahmevertrag durch das stromletztverbrauchende Mutterunternehmen wird der grundsätzliche Anreiz für die Anlageninvestition weniger durch alternativ auf dem Markt erzielbare HKN-Preise beeinflusst als durch das Motiv, nachweislich und zu stabilen Konditionen Strom aus mit dem Unternehmen verbundenen EE-Anlagen zu beziehen.

Ergebnisse der Stakeholderinterviews mit Unternehmen und Verbänden zeigen auf, **durch welche Wirkmechanismen ein UN-ER zu einem Anstieg der Nachfrage nach HKN bzw. Ökostrom führen kann.** Eine wichtige Rolle spielt hierbei die Erwartung, auf dem HKN-Markt einen verbesserten Zugang zu gewünschten Qualitäten zu marktgerechten Preisen zu erhalten. Eine Steigerung der mengenmäßigen Nachfrage wurde hier oftmals von einer verbesserten Verfügbarkeit von qualitativ passenden, auf gewerbliche Stromverbraucher zugeschnittenen Angeboten abhängig gemacht. Zudem erwarten Unternehmen von einer direkten Teilnahme am HKN-Markt eine verbesserte Transparenz hinsichtlich der Preise für bestimmte HKN-Qualitäten, im Vergleich zu einem kombinierten Bezug von Strom und HKN von einem EVU (wo HKN-Preisinformationen direkt nur dem EVU zur Verfügung stehen). Im Vergleich zu einer eigenständigen Beschaffung von HKN mit einer Entwertung durch EVU, die über Beistellungsverträge geregelt ist, wird eine Senkung des administrativen Aufwands und der Kosten teils als intransparent kritisiert. Entwertungsdienstleistungen erwartet.

Zusammenfassend wird durch ein UN-ER eine **organisatorische Weiterentwicklung des HKN-Markts** erwartet, mit reduzierten Transaktionskosten bei der Beschaffung passender Angebote und einer verbesserten Informationsverfügbarkeit für Letztverbraucher über HKN-Qualitäten und -Preise. Eine Verbesserung der Funktionsweise des HKN-Markts könnte dabei die Nutzung des Markts erhöhen, und somit auch die Nachfrage nach HKN. In mehreren Interviews wurde dabei die **Erwartung geäußert, dass eine solche aktivere Marktnutzung durch Unternehmen insbesondere zu Preissteigerungen für als besonders hoch eingeschätzte Qualitäten führen könnte**, wie HKN aus Deutschland oder aus ungeförderten Anlagen. Dass Kosten der Informationsbeschaffung und Vertragsabwicklung die Funktionsweise und Nutzung von Märkten beeinflussen, ist in der Institutionenökonomik ein breit erforschtes und anerkanntes Phänomen (siehe z. B. Akerlof 1970; Williamson 1996). Über einen Beitrag zu einer organisatorischen Weiterentwicklung des HKN-Markts könnte ein UN-ER somit eine Steigerung der Ökostromnachfrage und eine energiewendeförderliche Wirkung entfalten – insbesondere, wenn eine stärkere qualitative Differenzierung des HKN-Markts angeregt würde (siehe 7.1.2). Die Stakeholderinterviews haben dabei deutlich gemacht, dass die **Frage der Nutzung eines UN-ER eine unternehmensindividuelle ist, die i. d. R. auf Basis einer Kosten-Nutzen-Erwägung getroffen wird.** Auch Experteninterviews mit HKN-Ausstellungsstellen in Ländern, in denen ein UN-ER etabliert ist, zeigen, dass die Möglichkeit zur direkten Registrierung in HKN-Registern von einer überschaubaren Zahl insbesondere großer Unternehmen genutzt wird. Eine wichtige Rolle nehmen allerdings Dienstleister und Aggregatoren ein, welche die Barrieren einer direkteren Teilnahme am HKN-Markt und am HKNR reduzieren können. Interviewergebnisse zeigen auch, dass ein UN-ER teils zu einer Verlagerung bestehender Lieferungen von Strom und HKN durch EVU zu einer separaten Beschaffung von HKN führen könnte, ohne Steigerung der mengenmäßigen Nachfrage bei entsprechenden Unternehmen. Dies würde allerdings den **Wettbewerb zwischen HKN-Anbietern – einschließlich EVU – verstärken.** Hierdurch könnten sich auch Anreize für EVU erhöhen, vermehrt Ökostromangebote aufzulegen, die in Qualität und Abwicklung (z. B. hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit von Entwertungsnachweisen) auf Unternehmenskunden zugeschnitten sind.

Eine eindeutige mengensteigernde Wirkung auf die HKN- bzw. Ökostromnachfrage kann sich zudem **bei Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern** ergeben, die ihren Strom nicht von EVU beziehen, sondern unmittelbar an der Börse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschaffen. An der Börse wird Strom als eigenschaftsloser Graustrom gehandelt. Handelsplattformen und Händler ohne Stromlieferung an Letztverbraucher fallen unter die Informationspflicht nach § 42 Abs. 6 EnWG, die anders als die Stromkennzeichnungspflicht jedoch nicht zur HKN-Entwertung berechtigt. In diesen Fällen würde ein UN-ER den Einsatz von HKN und damit den nachweisbaren Einkauf von Strom aus erneuerbaren Energien erst ermöglichen. Dies betrifft zwar nur einzelne Unternehmen, deren Stromverbrauch jedoch so hoch sein kann, dass er Relevanz für HKN-Märkte und Energiewende entfalten kann. Verbräuche von gewerblichen Stromverbrauchern, die an der Strombörse registriert sind, können sich beispielsweise im Bereich mehrerer Terawattstunden bewegen (siehe 5.2.1.2).

Der genaue Umfang einer durch die Einführung eines UN-ER bedingten Steigerung der HKN-Nachfrage lässt sich nicht belastbar prognostizieren. **Zur Einordnung der möglichen Nachfragewirkung wurde in diesem Gutachten daher ein Maximalszenario untersucht.** Angenommen wurde, dass ab 2024 sämtliche Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten ein UN-ER nutzen würden – sei es direkt oder über Dienstleister – und es einsetzen würden, um bis 2030 100 % ihrer Stromnachfrage über Ökostrom zu decken (gegenüber 80 % im Referenzszenario). Diese Annahme basiert zum einen auf der steigenden Bedeutung von Unternehmensinitiativen wie SBTi oder RE100, welche die Festlegung quantifizierter Ökostrom- und/oder THG-Minderungsziele durch Unternehmen und die öffentliche Berichterstattung zur Zielerreichung befördern. Zum anderen ist die künftige Ausweitung der Pflicht zur nichtfinanziellen Berichterstattung unter der neuen CSR-Richtlinie relevant, da hier davon auszugehen ist, dass betroffene Unternehmen (insbesondere Großunternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitenden) zunehmend zu einer Ausweisung von Scope 1, 2 und ggf. auch Scope 3 Emissionen übergehen. Interviewaussagen bestätigten, dass neben Energieeffizienzmaßnahmen und der Umstellung eigener Energieerzeugungsanlagen der Bezug von Ökostrom zu den ersten Maßnahmen gehören, die Unternehmen zur Reduktion von Emissionen umsetzen (wobei Ökostrombezug nur Scope 2-Emissionen aus eingekaufter Energie beeinflusst). Es lässt sich somit davon ausgehen, dass Ökostrombeschaffung im Rahmen von Klimabilanzierung und Nachhaltigkeitsberichterstattung zunehmend an Bedeutung gewinnen wird. Von einer direkten Konkurrenz der genannten Maßnahmen bei der Umsetzung von Emissionsreduktions- bzw. langfristig Klimaneutralitätszielen ist dabei nicht auszugehen, da zur Zielerreichung i. d. R. Maßnahmenbündel erforderlich sind – die Umstellung eigener Anlagen und Energieeffizienzmaßnahmen werden zudem durch weitere Faktoren angereizt, wie CO₂-Preise und Kostensenkungen bei Energiebeschaffungskosten.

Die Auswirkung der Annahme, dass bei Einführung eines UN-ER die Ökostromnachfrage der deutschen Großunternehmen auf das Niveau der von RE100-Mitgliedern gesetzten Ziele steigt, wurde im Rahmen der Szenarienmodellierung untersucht (siehe Kap. 6). Angenommen wird eine Präferenz für HKN aus dem eigenen Land, die auch in mehreren Stakeholderinterviews geäußert wurde. Für das Startjahr 2024 ergibt sich eine Steigerung der Gesamtnachfrage für Ökostrom in Deutschland um 17 %. Im Zieljahr 2030 liegt die Nachfrage 7 % über der nationalen Referenznachfrage nach Ökostrom, für die im Zeitverlauf ebenfalls ein deutlicher Anstieg auf einen Anteil von 80 % an der gesamten Stromnachfrage angenommen wird. Wie in Kapitel 6.3 dargestellt, **führt dies zu einer moderaten Preissteigerung für HKN in Deutschland.** Bei Beibehaltung des Doppelvermarktungsverbots zeigt das Szenario A2, in dem ein UN-ER eingeführt wird, im Vergleich zum prognostizierten deutschen HKN-Preisniveau eine Preiszunahme von im Mittel 0,4 €/MWh bzw. rund 15 % in Bezug auf den ermittelten

Mischpreis für Solar- und Wind-HKN. Der Mischpreis über alle HKN-Technologien im deutschen HKN-Markt steigt um rund 13 %. Bei Beibehaltung des Doppelvermarktungsverbots handelt es sich hierbei um Zusatzerlöse für ungefördernde Anlagen.

Für eine Beurteilung der Energiewendewirkung entsprechender Zusatzerlöse ist es erforderlich, mittlere HKN-Preisniveaus ins Verhältnis zu marktüblichen Langfristerlösen für EE-Projekte zu setzen (siehe 6.3.4). Im Referenzszenario ohne UN-ER macht ein angenommener mittlerer HKN-Preis von 3 €/MWh (2 €/MWh) für PV-Freiflächenanlagen einen zusätzlichen Erlösanteil von +6 % (+4 %) aus (wobei basierend auf dem erreichbaren anzulegenden Wert aus EEG-Ausschreibungen für erwartete Strommarkterlöse eine Untergrenze von 50 €/MWh für 20 Jahre angenommen wird). Bei Wind an Land entsprechen 3 €/MWh (2 €/MWh) rund 4 % (2,7 %) Zusatzerlös (mit einer Untergrenze für erwartete Strommarkterlöse von 70 – 80 €/MWh). Eine HKN-Preiszunahme von im Mittel 0,4 €/MWh im Szenario mit UN-ER würde den HKN-Erlösanteil für PV-Freiflächenanlagen auf +6,8 % (+4,8 %) ansteigen lassen. Bei Wind entspräche ein HKN-Erlös von 3,4 €/MWh (2,40 €/MWh) einem Erlösanteil von rund 4,5 % (3,2 %) an den erwarteten Strommarkterlösen. Unterschiedliche Nachfragepräferenzen nach spezifischen HKN-Technologien können die Verteilung von Preiseffekten auf die HKN-Technologien, wie beispielsweise Wind- und Solar-HKN, verändern. **Insgesamt fallen Zusatzerlöse durch HKN zwar nicht sehr umfangreich aus, sind jedoch trotzdem erkennbar.** In Bezug auf die sich aus den Berechnungen ergebende HKN-Preissteigerung im Szenario A2 mit UN-ER kann erst einmal nicht davon ausgegangen werden, dass die Einführung eines Entwertungsrechts für Unternehmen zu einem substanziell erhöhten Anreiz für den EE-Zubau führt. **Rein wirtschaftlich gesehen trägt jedoch jede Erhöhung des HKN-Preises zu einer Verbesserung der Attraktivität des (ungeförderten) EE-Zubaus bei.** Dabei ist auch zu beachten, dass mittlere Zusatzerlöse von 0,4 €/MWh im UN-ER-Maximalszenario der Höhe nach einem typischen Preisniveau entsprechen, dass vor wenigen Jahren noch auf dem europäischen HKN-Markt vorherrschte. Beispielsweise bewegten sich laut Commerg (2020) HKN-Preise im EECS-Segment im Verlauf von 2020 zwischen 0,4 €/MWh zum Jahresanfang und 0,1 €/MWh zum Jahresende, wobei skandinavische Wasserkraft ohne Alterskriterium eine Funktion als Basispreis einnahm (Güldenbergh et al. 2019). 2022 stiegen europäische Preisindizes für HKN aus Wasser-, Wind- und Solarenergie auf deutlich über 2 €/MWh, im Herbst sogar auf über 4 €/MWh oder – für Wind und Solar – auf über 5 €/MWh (Greenfact 2022b; Commerg 2022b; zwischen Anfang November und Anfang Dezember traten temporäre Preisspitzen von über 8 €/MWh auf).

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass ein UN-ER durch eine mengenmäßige Nachfragesteigerung einen positiven Beitrag zum Ausbau der EE leisten kann, wenngleich nicht in substanziellem Umfang. Ein substanzieller Beitrag wäre gegeben, wenn Zusatzerlöse aus HKN zwar nicht immer, aber durchaus in einigen Projekten den relevanten Ausschlag geben würden, ob die EE-Anlage gebaut wird oder nicht, oder ob sie im freien Markt gebaut würde oder unter einem Förderregime. **Von einer höheren energiewendeförderlichen Wirkung einer durch ein UN-ER bedingten Zusatznachfrage nach HKN kann allerdings ausgegangen werden, wenn sich diese primär auf qualitativ höherwertige HKN ausrichtet,** wie insbesondere HKN aus neuen ungeförderten EE-Projekten (siehe 7.1.2). In diesem Fall kann von stärkeren Preissteigerungen durch Einführung eines Entwertungsrechts ausgegangen werden, als sich dies in den hier zusammengefassten Mischpreisen ablesen lässt. Um zu klären, wie hoch durch HKN bzw. potenziell durch ein UN-ER erzielbare Zusatzerlöse ausfallen müssten, um konkrete Investitionsentscheidungen in ungeförderte Neuanlagen zu beeinflussen, wäre eine Befragung von Anlagenbetreibern bzw.

Investor*innen erforderlich. Dies ging über den Projektzuschnitt hinaus, könnte aber eine sinnvolle Ergänzungsuntersuchung darstellen.

Die Modellierung zeigt auch, dass eine deutlich größere Wirkung auf das HKN-Preisniveau in Deutschland von einem Entfall des Doppelvermarktungsverbots zu erwarten wäre. Im untersuchten Maximalszenario, bei dem ab 2025 eine Herausgabe von HKN für sämtliche EEG-geförderten Strommengen erfolgte (inkl. Bestands- und Kleinanlagen), würde die starke Zunahme des HKN-Angebots zu einem deutlichen Rückgang der Preise von deutschen HKN führen. Dabei zeigt sich allerdings, dass Preise auch bei einer angenommenen Herausgabequote von 100 % nicht ins Bodenlose sinken. **Bei der Beurteilung des Szenarios ist zu beachten, dass Nachfrageänderungen jenseits des UN-ER, die sich durch die HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen ergeben könnten, nicht untersucht wurden.** Ein Anstieg der Nachfrage nach HKN würde dem Preisrückgang entgegenwirken. Ein relevanter Faktor hierbei ist, dass bei einer HKN-Ausstellung für geförderte Anlagen die Ausweisung des derzeit allen Stromverbrauchenden in durchschnittlicher Höhe zugeteilten EEG-Anteils in der Produktkennzeichnung von EVU entfallen müsste, um eine Mehrfachzuordnung entsprechender EE-Eigenschaften zu vermeiden. Die Zuordnung von EE-Eigenschaften zu Verbrauchenden müsste hier für ungeforderte wie für geförderte Anlagen über HKN-Entwertung erfolgen. Es erscheint wahrscheinlich, dass EVU in diesem Fall vermehrt HKN (inkl. solcher aus geförderten EEG-Anlagen) beschaffen würden, um den Wegfall des EEG-Anteils in der Stromproduktkennzeichnung zumindest teilweise auszugleichen. Dies wäre insbesondere für Lieferungen an Unternehmenskunden relevant, die aktuell den EEG-Anteil in der Stromproduktkennzeichnung bei der Scope 2-Klimabilanzierung berücksichtigen können. **Auch eine stärkere Preisdifferenzierung des Markts zwischen HKN aus geförderten und ungeforderten Anlagen wäre möglich. Zu beachten ist darüber hinaus, dass tatsächliche Herausgabequoten bei einem Entfall des Doppelvermarktungsverbots von der konkreten Ausgestaltung der Maßnahme abhängen würden** (z. B. Wahl einer zentralen HKN-Auktion vs. optionale HKN-Ausstellung gegen Reduktion des anzulegenden Werts für die Marktprämie; Höhe von Auktions-Mindestpreisen bzw. Höhe der Reduktion des anzulegenden Werts; siehe dazu Sakhel et al. 2022a). Auch eine HKN-Ausstellung nur für geförderte Neuanlagen wäre denkbar. Die Auswirkung entsprechender Optionen wurde nicht im Rahmen dieses Gutachtens untersucht. Die durchgeführte **Sensitivitätsanalyse zu HKN-Herausgabequoten** zeigt aber die Bedeutung, die der Ausgestaltung eines Entfalls des Doppelvermarktungsverbots zukäme (siehe 6.3.3). **Bei niedrigeren Herausgabequoten fällt der HKN-Preisrückgang, der durch einen Entfall des Doppelvermarktungsverbots bewirkt würde, deutlich geringer aus.**

7.1.2 Auswirkungen auf die Nachfrage nach HKN mit einer besonders hohen, energiewendeförderlichen Qualität

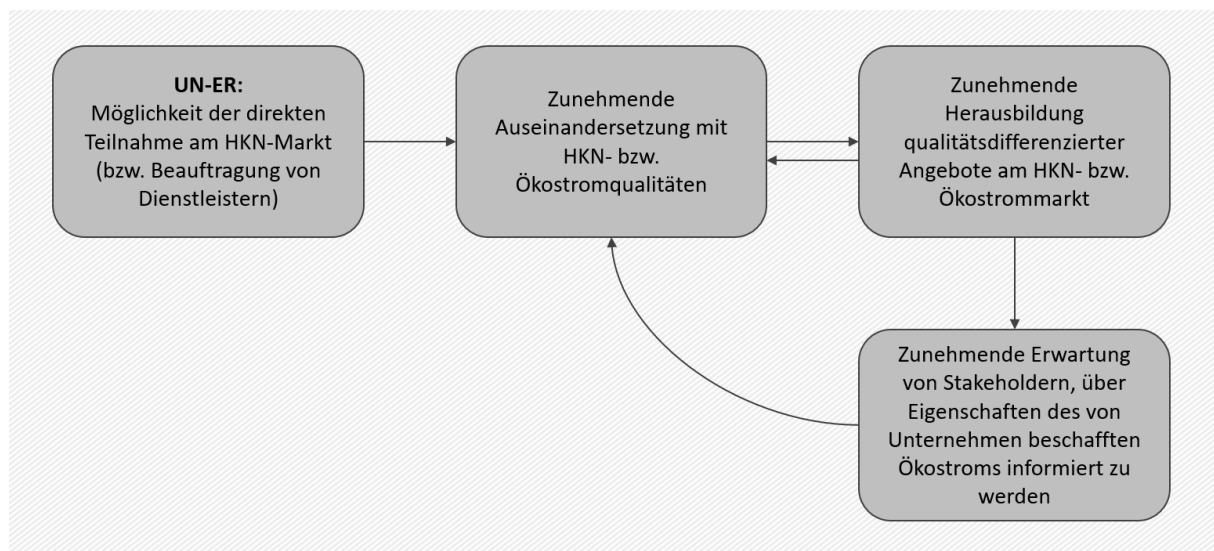
Wie im Abschnitt 7.1.1 dargestellt, könnte eine UN-ER-bedingte, rein mengenmäßige Nachfragesteigerung HKN-Preise und die Attraktivität des (ungeforderten) EE-Zubaus marginal verbessern. Ein substanziell erhöhter Anreiz für den EE-Zubau wäre allerdings nicht zu erwarten. **Eine relevantere Wirkung für Energiewende und Klimaschutz könnte ein UN-ER dann entfalten, wenn es zu einer Qualitätsdifferenzierung des HKN-Markts beiträgt.** Insbesondere Preisprämien für ungeforderte Neuanlagen mit besonders hoher energiewendeförderlicher Qualität (vgl. WWF 2021; 2022) könnten den Zubau positiver beeinflussen als die in den Szenarien ermittelten Preisauswirkungen auf HKN-Mischpreise. Dass Nachfragepräferenzen nationale HKN-Märkte stark beeinflussen können, zeigt beispielsweise das Beispiel der Niederlande, wo für inländische Wind-HKN im ersten Halbjahr 2022 im Vergleich zu europäischen Wind-HKN zusätzliche Preisprämien von 2-3 €/MWh erzielt werden

konnten (Kerkhof 2022; vgl. auch RECS 2021b, wobei hier auch der Einfluss der niederländischen Vollkennzeichnung zu beachten ist).

Eine steigende Bedeutung eines (zumindest anteiligen) Ökostrombezugs aus ungeförderten Neuanlagen für Unternehmen könnte potenziell zudem Anreize erhöhen, PPAs mit EE-Anlagenbetreibern abzuschließen, um die Verfügbarkeit entsprechender Ökostromeigenschaften zu festgelegten Preisen zu sichern. Für rein marktfinanzierte Anlagen sind langfristige PPAs dabei eine wichtige Vertragsform, um die Planungssicherheit für kapitalintensive EE-Investitionen zu erhöhen und somit Risiken für Kapitalgeber zu reduzieren. Die Entwertung zugehöriger HKN ist ein wichtiger Bestandteil, um eine eindeutige Zuordnung der EE-Eigenschaften an Vertragspartner nachzuweisen und die Mehrfachvermarktung oder Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften auszuschließen.

Ergebnisse der Stakeholderinterviews lassen darauf schließen, dass ein UN-ER eine stärkere Qualitätsdifferenzierung des HKN-Markts befördern könnte. Aktuell geben bereits mehr als die Hälfte der befragten Unternehmen an, spezifische Anforderungen an die Eigenschaften des von ihnen beschafften Ökostroms zu stellen. Ebenfalls mehr als die Hälfte der Befragten erwarten, dass ein UN-ER zu einer Erhöhung der von Unternehmen formulierten Qualitätsanforderungen an beschaffte HKN führen könnte (entweder zu einer Verschärfung bereits angelegter Kriterien oder zu der Einführung von Anforderungen). Dieser Wirkzusammenhang ergibt sich insbesondere daraus, dass mit einem UN-ER eine verbesserte Kontrolle über HKN-Beschaffung und -Entwertung verbunden wird. Die Möglichkeit, am HKN-Markt gezielt bestimmte Qualitäten nachfragen zu können – entweder im Zuge einer eigenen Marktteilnahme oder unter Beauftragung spezialisierter Dienstleister – und hierzu transparente Preisinformationen zu erhalten, spielt hier eine zentrale Rolle. Entsprechende Nachfrageimpulse könnten wiederum die Herausbildung qualitätsdifferenzierter, auf Unternehmen zugeschnittener Angebote am HKN-Markt selbst befördern – sowohl auf Seiten von HKN-Händlern als auch von EVU. Dies wiederum könnte den Trend verstärken, dass sich Unternehmen zunehmend mit Ökostrom-Qualitäten auseinandersetzen. Dies könnte eine selbstverstärkende Wirkung entfalten (siehe Abbildung 40). Dabei ist auch davon auszugehen, dass Unternehmenskund*innen und weitere Stakeholder der Nachhaltigkeitsberichterstattung (z. B. Anteilseigner*innen, Investor*innen, Kreditgeber*innen) zunehmend Anforderungen an die Eigenschaften von Ökostrom formulieren bzw. Informationen hierzu einfordern werden. Dies wird von mehreren interviewten Unternehmen bereits beobachtet und als relevant für Beschaffungsentscheidungen beurteilt. Dieser Prozess könnte über die Entwicklung von Standards zur Berichterstattung über Ökostromanteile und -qualitäten befördert werden (siehe 7.2).

Abbildung 40: Wirkzusammenhang zwischen einem Unternehmensentwertungsrecht und einer verstärkten Qualitätsdifferenzierung der HKN-Nachfrage



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

Ein möglicher, durch ein UN-ER beförderter Nachfrageanstieg wird auf Basis der Interviewergebnisse vor allem für das besonders energiewendeförderliche **HKN-Qualitätssegment „Neuanlagen ohne Förderung“** erwartet. Aber auch eine **verstärkte Differenzierung nach EE-Technologien** wird erwartet, weg von Wasserkraft hin zu insbesondere Wind- und Solarenergie. Eine steigende Bedeutung von Wind- und Solarenergie im europäischen, aber auch deutschen HKN-Markt lässt sich bereits anhand von Marktdaten beobachten (siehe 4.1). Die Auswirkung von Technologiepräferenzen wurde im Rahmen der Szenarienmodellierung am Beispiel von Wind- und Solar-HKN untersucht (siehe 6.3.1) – fokussiert sich ein Nachfrageanstieg auf eine bestimmte Technologie, kann dies den erzielbaren Preis für entsprechende HKN deutlich erhöhen.

Für die **Nachfrage nach HKN aus geförderten oder ungeförderten Anlagen** im europäischen Markt sind derzeit keine aggregierten Statistiken verfügbar (neben der Recherche nach HKN-Auktionsresultaten einzelner Länder). Um in Zukunft eine entsprechende Qualitätsdifferenzierung des HKN-Markts besser beobachtbar zu machen, könnte die Auswertung entsprechender HKN-Informationenfelder im Rahmen der AIB-Statistiken für EECS-HKN geprüft werden. Auch hinsichtlich des Herkunftslandes wurde in mehreren Interviews Interesse geäußert, vermehrt HKN aus Deutschland zu beziehen – auch aus geförderten Anlagen, wenn sich hierdurch die Verfügbarkeit inländischer HKN steigern ließe. Bei einer Nachfrage nach HKN aus geförderten Anlagen könnte eine Zusätzlichkeit in Bezug auf die Energiewende indirekt wirksam werden, wenn HKN-Erlöse zu einer Senkung der Förderkosten für den Haushalt führen. Dies setzt allerdings voraus, dass entsprechend freiwerdende Mittel zur Ausweitung von Mengenkorridoren in EEG-Ausschreibungen oder für eine Förderung der Energiewende in anderen Sektoren eingesetzt würden.

Im Ergebnis könnte ein UN-ER über einen Beitrag zur Qualitätsdifferenzierung der HKN-Nachfrage die energiewendeförderliche Wirkung der Ökostrombeschaffung durch Unternehmen stärken. Dieser Beitrag könnte potenziell bedeutender ausfallen als eine rein mengenmäßige Auswirkung auf die HKN-Nachfrage, die über marginal erhöhte Durchschnittspreisniveaus für HKN wirkt. So könnten Steigerungen der Nachfrage und Zahlungsbereitschaft, die auf bestimmte Qualitätssegmente fokussieren (z. B. ungeförderte

Neuanlagen), entsprechende HKN-Preise deutlicher steigen lassen als Mischpreise und zu relevanteren Zusatzerlösen führen.

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass **eine qualitative Differenzierung der Ökostromnachfrage nicht nur über HKN-Preise wirksam** wird. Kriterienkataloge von Ökostromlabels formulieren beispielsweise nicht nur Anforderungen an eingesetzte HKN, sondern auch darüber hinaus gehende Anforderungen z. B. an das Investitionsverhalten von EVU (siehe E&M 2022). Analog könnten auch Unternehmen potenziell angereizt werden, vermehrt PPAs abzuschließen, um rein marktfinanzierten EE-Anlagen langfristige Finanzierungsperspektiven zu bieten, oder vermehrt anderweitige Kooperationen mit Projektentwicklern eingehen, bei denen ein langfristiger Vertrag über HKN-Übertragungen geschlossen wird. Ein relevanter Fall könnte auch das in einigen Interviews geäußerte Interesse sein, bei einer eigenen HKN-Entwertungsmöglichkeit vermehrt Flächen auf dem Unternehmensgelände für EE-Anlagen zur Verfügung zu stellen, selbst wenn diese Anlagen ins Netz einspeisen und das Unternehmen selbst Strom aus dem Netz bezieht. Der Vorteil bei dieser Form der „bilanziellen Eigenversorgung“ wurde darin gesehen, dass HKN mit hoher Regionalität und hohem Bezug zum Unternehmen bezogen werden könnten, während die Abdeckung eigener Lastprofile flexibler bleibt als bei einer Versorgung über Direktleitungen. Ein UN-ER würde hierbei die zentrale Entwertung von HKN für verschiedene Standorte in Deutschland erleichtern und komplexe Beistellungsverträge mit verschiedenen Stromlieferanten vermeiden. Da Flächenverfügbarkeit zunehmend einen Engpass für die Energiewende darstellt, könnte dieser Aspekt in bestimmten Konstellationen potenziell EE-Projekte erleichtern. Wie auch im Fall von PPAs ist dabei nicht davon auszugehen, dass ein UN-ER hierbei als alleiniger Treiber für Projektentwicklungen wirken würde. Gerade bei PPAs wurden in Interviews Entscheidungen primär von Aspekten der Risikoverteilung und Preisgestaltung abhängig gemacht, zudem wurden Corporate PPAs primär für Unternehmen mit großem Stromverbrauch als geeignet eingeschätzt. **Ein Unternehmensentwertungsrecht könnte aber eine wichtige Funktion als „Enabler“ einnehmen, indem durch eine effizientere Gestaltung der Nachweisführung für erneuerbare Energien Barrieren für entsprechende Projekte reduziert werden.**

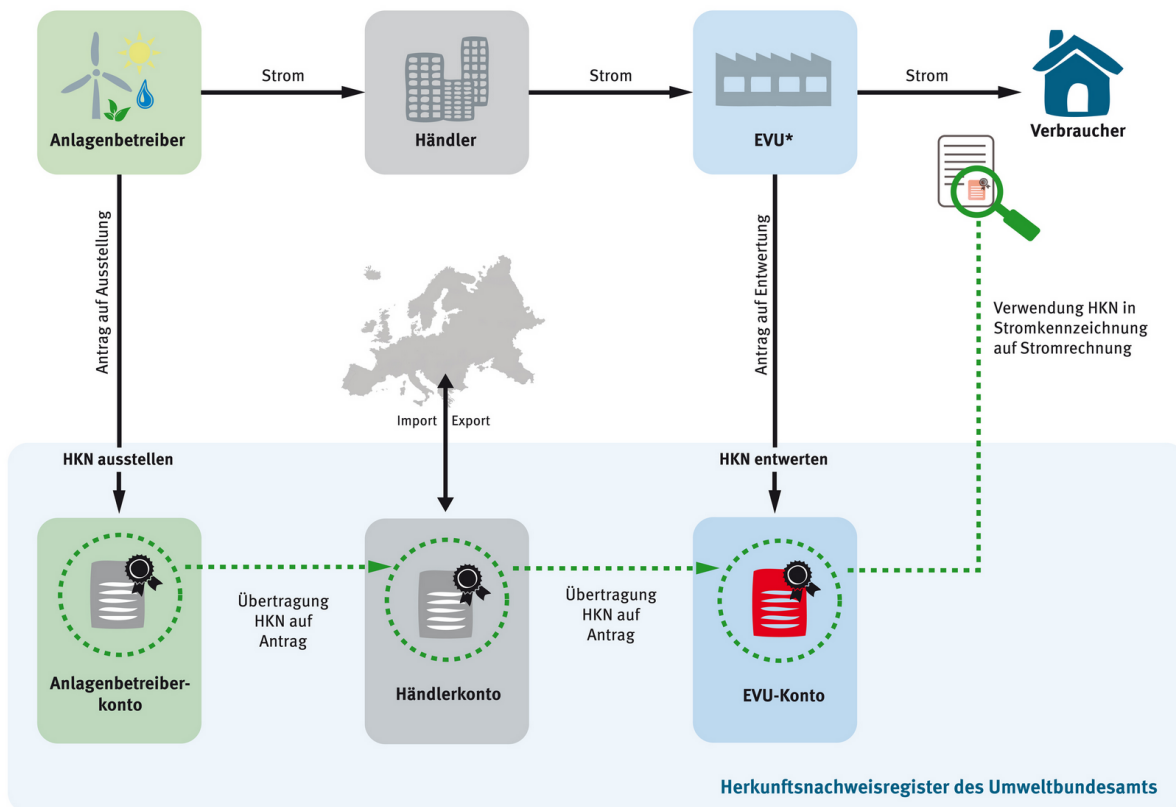
7.2 Ausgestaltungsoptionen zur Öffnung des Entwertungsrechts

Zentrale Ausgestaltungsoptionen zur Öffnung des Entwertungsrechts lassen sich auf Basis der Experteninterviews mit HKN-Ausstellungsstellen identifizieren (siehe 4.2.2), aber auch auf Basis der Erwartungen und Ansprüche von Unternehmensstakeholdern (siehe 5.1). Sollte die Einführung eines UN-ER verfolgt werden, wäre zum einen zu klären, welche Akteurs- und HKNR-Kontoarten Zugang zum Entwertungsrecht erhalten würden. Zum anderen wäre die Ausgestaltung und Überprüfung einer Stromverbrauchskennzeichnung durch Unternehmen zu diskutieren.

7.2.1 Auswahl der Akteurs- und Kontoarten, für die das Entwertungsrecht geöffnet wird

Aktuell sind im deutsche HKNR nur EVU-Konten zur Entwertung von HKN berechtigt (§ 30 HkRNDV; Umweltbundesamt 2016; siehe Abbildung 41). Anlagenbetreiber, die als Stromlieferant auftreten und z. B. im Rahmen eines Corporate PPAs HKN entwerten möchten, müssen sich dementsprechend auch mit der EVU-Rolle registrieren. Allerdings können für die Führung aller Kontoarten (d. h. Anlagenbetreiberkonto, Händlerkonto, EVU-Konto) Dienstleister beauftragt und bevollmächtigt werden (§ 8 HkRNDV; Umweltbundesamt 2020). Das heißt, dass auch Dienstleister Entwertungen im Auftrag von EVU durchführen können, allerdings müssen sie hierfür das Konto des entsprechenden EVU nutzen.

Abbildung 41: Überblick zum HKN-System in Deutschland



Quelle: Umweltbundesamt.

Für eine **Öffnung des Entwertungsrechts** wären drei Alternativoptionen denkbar:

1. Öffnung des Entwertungsrechts für alle Kontoinhabenden
2. Öffnung des Entwertungsrechts für Händlerkonten, zusätzlich zu EVU-Konten
3. Öffnung des Entwertungsrechts für Letztverbrauchendenkonten als neu einzurichtende Kontoart, zusätzlich zu EVU-Konten.

Von den fünf in Kapitel 4.2.2 näher untersuchten HKN-Systemen mit Entwertungsrechten für Unternehmen haben sich vier für die erste Option der **Öffnung des Entwertungsrechts für alle Kontoinhabenden** entschieden (Portugal, Finnland, Schweden, Norwegen). Eine HKN-Entwertung ist demnach sowohl für Anlagenbetreiber, Händler, Stromlieferanten als auch Letztverbrauchende möglich. Dabei setzen alle Systeme Entwertungsnachweise ein, auf denen vermerkt wird, zugunsten welcher Partei HKN entwertet werden. In diesem Fall könnten also sowohl EVU als auch HKN-Händler oder Anlagenbetreiber (unabhängig von einer Klassifizierung als Stromlieferant oder EVU) HKN zugunsten von Letztverbrauchenden entwerten. Darüber hinaus könnten Letztverbrauchende selbst ein Konto im HKN-Register beantragen und eigene Entwertungen durchführen.

Die **Öffnung des Entwertungsrechts für Händlerkonten** entspricht der in den Niederlanden umgesetzten Option. Die Eröffnung eines Händlerkontos steht dabei allen juristischen Personen mit Niederlassung in den Niederlanden offen (sofern es sich nicht um Mitglieder der AIB bzw. ein mit der AIB verbundenes Unternehmen handelt). Dies umfasst EVU, HKN-Händler sowie Letztverbrauchende. Übertragen auf den deutschen Fall (siehe Abbildung 41) könnten

beispielsweise Händlerkonten Entwertungsrechte eingeräumt werden und eine Beantragung entsprechender Konten auch für Letztverbraucher ermöglicht werden. Separate EVU-Konten könnten dabei beibehalten werden.

In beiden genannten Optionen bleibt eine **Überprüfung der Identität der Kontoinhabenden** Voraussetzung für die Kontoeröffnung (i. d. R. im Rahmen eines Know Your Customer-Prozesses). Erfahrungen der interviewten HKN-Ausstellungsstellen zeigen dabei, dass **Gebühren der Registernutzung** einen zentralen Faktor bei der Steuerung von Registrierungen darstellen. In den im Rahmen des Gutachtens untersuchten HKN-Systemen findet eine direkte Nutzung des Entwertungsrechts durch Letztverbraucher primär durch wenige, große Stromverbraucher statt – deutlich verbreiteter ist die **Nutzung von Aggregatoren wie HKN-Händlern oder anderen Dienstleistenden, die eigene Konten in HKN-Registern führen** und Entwertungen zugunsten von Letztverbrauchern durchführen. Im niederländischen Register wurden beispielsweise 2020 und 2021 insgesamt ca. ein Drittel der HKN zugunsten spezifischer Letztverbraucher entwertet (durch EVU oder andere Akteure, siehe CertiQ 2022c).

Für die Ausgestaltung eines UN-ER in Deutschland stellt sich insofern die Frage, ob eine Entwertung durch Aggregatoren mit eigenem Registerkonto, die keine EVU sind, zugunsten von Letztverbrauchern erlaubt wird oder nicht. Falls dies nicht zulässig sein soll und eine Öffnung des Entwertungsrechts nur für Letztverbraucher angestrebt wird, wäre die **Einrichtung eines eigenen Letztverbrauchenden-Kontotyps** im HKNR notwendig. Hierbei wäre es zwar möglich, Dienstleister mit der Kontoführung zu beauftragen. Jedes Unternehmen, welches das UN-ER nutzen wollen würde, müsste jedoch ein eigenes Registerkonto eröffnen.

Ergänzend zur Öffnung des Entwertungsrechts könnte darüber hinaus die **Einrichtung von „Transparenzkonten“ für Letztverbraucher** geprüft werden, wie es in den Niederlanden implementiert ist. Hierbei handelt es sich um Konten ohne Entwertungsrechte, in denen alle Informationen zu HKN, die zugunsten des entsprechenden Letztverbrauchers entwertet wurden, eingesehen werden können. Im Prinzip handelt es sich hierbei also um digitale, erweiterte Versionen von Entwertungsnachweisen. In den Niederlanden wird diese Option mit 2.353 registrierten Endkundenkonten 2021 rege genutzt (im Vergleich zu 253 Handelskonten mit Entwertungsrechten). Verglichen mit den möglichen Vorteilen der Nutzung eines UN-ER, die in Stakeholderinterviews genannt wurden, könnten solche Transparenzkonten den Anspruch erfüllen, Zugang zu allen auf HKN enthaltenen Informationen zu bieten und deren Auswertung im Rahmen von Berichterstattungsprozessen zu erleichtern (siehe 5.1.3.3). Weitere Ansprüche (z. B. die direktere Kontrolle über HKN-Beschaffung und Entwertung oder die Ermöglichung der HKN-Entwertung für Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern) werden durch diese Option nicht abgedeckt. Es handelt sich daher nicht um eine Alternative zum UN-ER, sondern um eine mögliche Ergänzung bzw. eine unabhängig hiervon diskutierbare Option.

7.2.2 Ausgestaltung und Überprüfung einer von Unternehmen erstellten Stromverbrauchskennzeichnung

Bei Einführung eines UN-ER würde die für EVU verpflichtende Kennzeichnung von Stromlieferungen durch eine **freiwillige Kennzeichnung des Stromverbrauchs von Unternehmen** ergänzt. Dies wirft die Frage auf, inwiefern ein UN-ER zusätzliche **Kennzeichnungsregeln oder Kontrollmechanismen** erforderlich machen würde.

Für die Kennzeichnung von Stromlieferungen ist gesetzlich festgelegt, dass für die Ausweisung von EE-Strommengen, die nicht nach dem EEG gefördert wurden, HKN zu entwerten sind (siehe Kap. 2.1). **Die Richtigkeit entsprechender Stromkennzeichnungsangaben von EVU wird durch das Umweltbundesamt geprüft** (siehe Nitzschke und Steinborn 2020 für eine nähere

Beschreibung des Prüfvorgangs). Hierzu erhält das Umweltbundesamt Informationen aus dem Elektrizitätsmarktmonitoring der Bundesnetzagentur, welche von EVU Angaben zur Menge des an Letztverbraucher gelieferten Stroms aus sonstigen EE mit HKN abfragt. Das Umweltbundesamt vergleicht entsprechende Angaben mit HKN-Entwertungsberichten aus dem HKNR. Wenn Abweichungen festgestellt werden, erfolgt eine Kommunikation mit entsprechenden EVU.

Eine Herausforderung, die von Unternehmen im Rahmen der Stakeholderinterviews genannt wurde, betrifft die **zeitliche Verfügbarkeit von Stromkennzeichnungsinformationen** (siehe 5.1.3.3). EVU müssen die Stromkennzeichnung für ein Kalenderjahr spätestens zum 1. November des Folgejahres veröffentlichen. Da Angaben zum bundesdeutschen Strommix erst im August zur Verfügung stehen, sind einer freiwilligen vorzeitigen Veröffentlichung vollständiger Stromkennzeichnungen Grenzen gesetzt. Da eine endgültige Prüfung der Richtigkeit von Stromkennzeichnungsangaben auf der Basis von Monitoring-Daten des Vorjahres erfolgt (d. h., endgültige Angaben für das Stromlieferjahr 2020 werden in der Bundesnetzagentur-Lieferantenbefragung im Frühjahr 2022 erhoben, siehe Bundesnetzagentur 2022), ergibt sich ein weiterer zeitlicher Verzug (zur Diskussion von Lösungsansätzen siehe Nitzschke und Steinborn 2020). Unternehmen gaben daher in Interviews an, dass **für die Überprüfung von Aussagen zum Ökostrombezug in der Nachhaltigkeitsberichterstattung bereits die Verwendung von Entwertungsnachweisen etabliert** sei. Entwertungsnachweise enthalten zudem die Information, zugunsten welcher Partei bestimmte HKN entwertet wurden. Unternehmensstromkunden können insofern mit EVU vereinbaren, bei der HKN-Entwertung als Begünstigter der HKN-Entwertung eingetragen zu werden (alternativ können EVU HKN zugunsten von Stromprodukten entwerten, deren Eigenschaften gegenüber allen mit dem Stromprodukt belieferten Kund*innen ausgewiesen werden). Dass auf Entwertungsnachweisen dokumentierte HKN-Entwertungen mit dem Stromverbrauch von Unternehmen bzw. Aussagen zu Ökostromanteilen in der nichtfinanziellen Berichterstattung zusammenpassen, lassen Unternehmen teils bereits freiwillig von Auditoren (i. d. R. Wirtschaftsprüfern) begutachten.

Auf dieser etablierten Praxis zur Prüfung von Entwertungsnachweisen durch Auditoren ließe sich auch bei der Einführung eines UN-ER aufbauen. Neben der Ausweitung der Zahl berichtspflichtiger Unternehmen wird mit der 2024 in Kraft tretenden CSR-Richtlinie eine Auditpflicht der nichtfinanziellen Berichterstattung eingeführt, die ab 2025 sukzessive auf einen erweiterten Kreis von Unternehmen ausgedehnt wird (ca. 15.000 in Deutschland, siehe 2.2.2).

Sofern auditpflichtige Unternehmen in der Berichterstattung Angaben zum Ökostromanteil machen, kann von einer hohen Glaubwürdigkeit entsprechender Angaben ausgegangen werden. Die Prüfaufgabe, die das Umweltbundesamt für EVU-Angaben im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnung übernimmt, würde für Angaben in der nichtfinanziellen Berichterstattung durch unabhängige Auditoren ausgefüllt.

Potenziell könnte geprüft werden, den Zugang zu einem UN-ER von der (freiwilligen oder nach CSRD verpflichtenden) Auditierung von Angaben zur HKN-Entwertung abhängig zu machen (beispielsweise durch Vorlage entsprechender Auditoren-Bestätigungen im Rahmen der HKNR-Registrierung; auch eine jährliche Bestätigung der Richtigkeit gemachter Angaben durch Auditoren im HKNR wäre möglich, aufbauend auf der bereits bestehenden Registrierungsmöglichkeit für Umweltgutachter zur Bestätigung bestimmter Daten). In den im Gutachten untersuchten HKN-Systemen mit etabliertem UN-ER ist dies allerdings nicht der Fall. In Interviews wurde die Einschätzung geäußert, dass Falschaussagen zum Ökostrombezug mit hohem Schaden für den Ruf von Unternehmen verbunden wären, sodass sich hieraus eine Kontrollwirkung ergibt. Zu beachten ist, dass auch in Deutschland aktuell keine verpflichtende Überprüfung von Unternehmensaussagen zur Belieferung mit Ökostrom durch EVU etabliert ist,

sodass die **Verhältnismäßigkeit von Prüfanforderungen an ein UN-ER** zu beachten ist (beispielsweise bei nicht unter die CSR-Richtlinie fallenden Unternehmen). Eine Selbstverpflichtung zur Auditierung von Stromverbräuchen und HKN-Entwertungen kann sich zudem aus der Teilnahme an Initiativen wie RE100 ergeben. RE100 (2022a) sieht etwa vor, dass der Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine unabhängige Partei verifiziert werden muss (sowie die Stromerzeugung, falls das Unternehmen eigene Stromerzeugungsanlagen betreibt). Dies soll im Rahmen einer unabhängigen Überprüfung der Klimabilanzierung geschehen, bei der Angaben zu Scope 1-Emissionen des Unternehmens sowie nach dem marktbasierter Ansatz bilanzierte Scope 2-Emissionen aus eingekaufter Energie verifiziert werden. Im Rahmen einer solchen Überprüfung kann auch sichergestellt werden, dass die Scopes 1 und 2 getrennt bilanziert werden und HKN-Entwertungen nur zur Kennzeichnung der Eigenschaften eingekauften Stroms (Scope 2) verwendet werden (siehe 2.2.2).

In Experteninterviews mit HKN-Ausstellungsstellen wurde zudem betont, dass die Frage, wer HKN entwertet, die Funktionsweise der Nachweisführung mit HKN nicht ändert: Durch die Entwertung eines HKN wird die eindeutige Zuordnung der Eigenschaften von einer MWh Stromproduktion aus EE sichergestellt. **Solange HKN zur Nachweisführung eingesetzt werden, bleibt die Mehrfachvermarktung von EE-Eigenschaften ausgeschlossen, unabhängig davon, wer die HKN-Entwertung durchführt.** Eine Mehrfachbeanspruchung von EE-Eigenschaften kann sich hingegen durch die faktische Wahlmöglichkeit zwischen ortsbasierten und marktbasierter Bilanzierungsansätzen ergeben (siehe 2.2.1; Sakhel et al. 2022a,b): Nämlich dann, wenn ein Teil von Unternehmen Aussagen zu EE-Anteilen an der eigenen Stromversorgung auf den nationalen Erzeugungsmix (ohne Bereinigung um Strommengen mit HKN-Ausstellung) stützt, während andere Unternehmen HKN als Nachweis einsetzen. **Eine eindeutige Zuordnung der Eigenschaften von EE-Stromerzeugung zu Verbrauchenden setzt eine HKN-Entwertung voraus. Eine Verwendung des durchschnittlichen EE-Anteils am Netzmix bildet hingegen keine eigenen Strombeschaffungsentscheidungen von Unternehmen ab.** Auch der Abschluss von Corporate PPAs ist allein nicht ausreichend, um eine eindeutige Zuordnung von EE-Eigenschaften sicherzustellen – Anlagenbetreiber könnten potenziell parallel die Ausstellung von HKN beantragen und diese an Dritte verkaufen. Um die Mehrfachvermarktung oder Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften auszuschließen, ist demnach auch bei PPAs eine Entwertung von HKN zugunsten des Stromverbrauchenden notwendig.

Um eine Mehrfachbeanspruchung von EE-Eigenschaften sicher auszuschließen, wäre die **Einführung einer Kennzeichnungsregel für Aussagen zu EE-Anteilen der Stromversorgung, die zu Marketingzwecken getätigt werden, empfehlenswert.** Eine entsprechende Kennzeichnungsregel ist beispielsweise in Finnland gesetzlich verankert (siehe 4.2.2): Hier müssen Stromverbrauchende, die in ihrem Marketing angeben, dass der verwendete Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt, die Herkunft des Stroms mittels HKN-Entwertung bescheinigen (bzw. muss nachgewiesen werden können, dass Strom verwendet wurde, für den HKN entwertet wurden).³⁷ **Eine entsprechende Regelung würde die Transparenz von Unternehmensaussagen zu den Eigenschaften ihrer Stromversorgung erhöhen.** Für Unternehmen, die entsprechende Aussagen tätigen, würden faire Wettbewerbsbedingungen untereinander geschaffen – insbesondere, falls eine entsprechende

³⁷ Siehe Act on Guarantees of Origin for Energy (1050/2021), Translation from Finnish, <https://www.finlex.fi/en/laki/kaannokset/2021/en20211050.pdf>. Bei der Formulierung dieser Kennzeichnungsregel ist zu beachten, dass in Finnland HKN auch für selbst erzeugten und selbst verbrauchten EE-Strom ausgestellt werden (für Eigenversorgungsanlagen unterhalb einer bestimmten installierten Leistung besteht eine Ausnahme bei der Kennzeichnung von Marketingaussagen mittels HKN-Entwertung). Eine Anwendung nur auf Marketingaussagen zu den Eigenschaften eingekauften Stroms würde eine entsprechende Anpassung in der Formulierung erfordern.

Kennzeichnungsregel europaweit harmonisiert würde. Auf dem HKN-Markt könnte dies wiederum den Wettbewerb auch um qualitativ hochwertige HKN verstärken und so die Energiewendeförderlichkeit der Ökostrom- bzw. HKN-Beschaffung stärken.

Die Vergleichbarkeit von Informationen, die Unternehmen über die Eigenschaften ihres Stromverbrauchs veröffentlichen, könnte zudem durch die **Erarbeitung standardisierter Regeln für die Erstellung von Verbrauchskennzeichnungen** unterstützt werden. Insbesondere Empfehlungen zur Angabe der Eigenschaften von Ökostrom könnten eine Qualitätsdifferenzierung des HKN-Markts weiter verstärken. Analog zum Leitfaden Stromkennzeichnung des BDEW (2022) könnten entsprechende standardisierte Regeln beispielsweise durch Verbände entwickelt werden.

7.3 Zusammenfassung von Empfehlungen

Während ein Stromeinkauf über EVU als Standardfall für Haushaltskunden und kleinere Unternehmen gelten kann, gestalten sich gerade bei großen Unternehmen Strombeschaffungskanäle deutlich diverser. Die im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Stakeholderinterviews mit Großunternehmen sowie Unternehmensverbänden und Kammern haben gezeigt, dass sich dies auch auf die Organisation der Ökostrombeschaffung auswirkt. **Für den Stromeinkauf sind insbesondere die folgenden Beschaffungswege etabliert, die teils in Kombination eingesetzt werden:**

- ▶ Der Stromeinkauf von einem oder mehreren EVU als langfristigen Vertragspartnern;
- ▶ Die periodische Ausschreibung von zu beschaffenden Strommengen für festgelegte Vertragszeiträume;
- ▶ Die getrennte Beschaffung von Strommengen und HKN (mit Entwertung durch ein EVU im Rahmen eines Beistellungsvertrags);
- ▶ Die Strombeschaffung über ein eigenes, rechtlich selbstständiges EVU, bei der eine EVU-Tochter für das Mutterunternehmen den Einkauf von Strom organisiert;
- ▶ Die Beschaffung von Strom über einen rechtlich nicht selbstständigen Inhouse-Energieversorger (mit unmittelbarer Beschaffung des selbst verbrauchten Stroms an einer Strombörse oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis), sowie
- ▶ Die Nutzung von PPAs als Teil der Strombeschaffung.

Der Einkauf von Strom (Scope 2 in der Klimabilanzierung) wird zudem teils durch Eigenversorgungsanlagen ergänzt (Scope 1), die i. d. R. jedoch nur einen Teil des unternehmenseigenen Strombedarfs decken können. Das im Rahmen des Gutachtens untersuchte UN-ER bezieht sich ausschließlich auf die Kennzeichnung der Eigenschaften eingekauften Stroms (Scope 2).

Ein UN-ER würde der Realität der Strombeschaffungspraxis großer Unternehmen besser gerecht werden als eine Beschränkung der Entwertung auf EVU bzw. Stromlieferanten. Insbesondere trifft dies auf den Fall von Unternehmen mit Inhouse-Energieversorgern zu, die den von ihnen selbst verbrauchten Strom an Strombörsen oder mittels OTC-Geschäften über einen eigenen Bilanzkreis beschaffen. In dieser Konstellation eines „sonstigen nicht selbsterzeugten Letztverbrauchs“ (Bundesnetzagentur 2016; 2018) gibt es keinen Stromlieferanten, dem die letztverbrauchten Strommengen zugeordnet werden können (siehe 5.1.2.5; Börsen als Handelsplattformen bzw. OTC-Händler fallen hier nur unter die

Informationspflicht nach § 42 Abs. 6 EnWG). Hier würde ein UN-ER erst die Voraussetzung für eine rechtskonforme HKN-Entwertung schaffen.

Aber auch für Unternehmen, die Strom von Stromlieferanten erhalten, kann **ein UN-ER zur Optimierung der Ökostrombeschaffung beitragen – nicht nur in Hinblick auf Kosten von HKN-Beschaffung und Entwertungsdienstleistungen, sondern auch in Bezug auf die effiziente Gestaltung administrativer Prozesse und die Qualität beschaffter HKN**. So stellt die Möglichkeit einer direkteren Kontrolle über entwertete HKN im Vergleich zu einer HKN-Entwertung durch Stromlieferanten einen zentralen Vorteil dar, den Unternehmensstakeholder mit einem UN-ER verbinden. Von der Möglichkeit einer direkten HKN-Marktteilnahme oder der Beauftragung von auf den HKN-Markt spezialisierten Dienstleistern erwarten Unternehmens-Letzterverbraucher eine verbesserte Transparenz hinsichtlich der Preise auf dem HKN-Markt (im Vergleich zu einem kombinierten Bezug von Strom und HKN über EVU). Außerdem wird eine direktere Kontrolle über die Qualität der für das Unternehmen beschafften HKN und ein verbesserter Zugang zu spezifischen HKN-Qualitäten zu marktgerechten Preisen erwartet. Darüber hinaus werden mit einer Kennzeichnung des eigenen Stromverbrauchs unter Einsatz von Entwertungsnachweisen Vorteile gegenüber der Verwendung der jährlichen Stromkennzeichnung von Lieferanten verbunden. Ein UN-ER könnte hier zu einer **einfacheren Verwendung von HKN-Informationen bei Monitoring- und Berichterstattungsprozessen** beitragen, indem Unternehmen in digitaler Form Zugang zu allen auf HKN enthaltenen Informationen erhalten und darüber hinaus den zeitlichen Verlauf des Entwertungsprozesses und der Nachweisverfügbarkeit besser steuern können. Vereinzelt wurden zudem Vereinfachungen für die Abwicklung von PPAs sowie die stärkere europäische Harmonisierung von HKN-Systemen als Vorteile eines UN-ER genannt.

Die Stakeholderinterviews haben allerdings auch gezeigt, dass **Unternehmen die Frage, ob sie ein UN-ER nutzen würden oder nicht, in vielen Fällen auf Basis einer ergebnisoffenen Kosten-Nutzen-Abwägung treffen werden**. Dabei würden erwartete Vorteile eines UN-ER gegenüber einem zusätzlichen unternehmensinternen Personal- und Verwaltungsaufwand abgewogen. Dies spiegelt sich auch in den Erfahrungen von anderen Ländern wider, die bereits ein UN-ER anbieten. Die Möglichkeit zur direkten Registrierung in HKN-Registern wird i. d. R. von einer überschaubaren Zahl insbesondere großer Unternehmen genutzt. Bei entsprechend hohen Stromverbräuchen kann die Stromnachfrage einzelner, großer Unternehmen jedoch durchaus Relevanz für HKN-Märkte entfalten. **Verbreiteter ist die Nutzung von Aggregatoren**, d. h. spezialisierten Dienstleistern, die über ein eigenes Konto verfügen und zugunsten von Unternehmen entwerten, als Alternative zur auch in Deutschland etablierten Entwertung von HKN zugunsten von Unternehmen durch EVU. Ein verstärkter Wettbewerb unter Entwertungsdienstleistern könnte die Effizienz von Entwertungsprozessen erhöhen und die Herausbildung qualitativ differenzierter HKN- bzw. Ökostromangebote befördern. Zudem würden Vorteile des UN-ER einer größeren Zahl auch kleinerer Unternehmen zugänglich gemacht. Deshalb erscheint es empfehlenswert, eine Öffnung des Entwertungsrechts auch für Aggregatoren zu prüfen.

Zusammenfassend könnte ein UN-ER zu einer organisatorischen Weiterentwicklung des HKN-Markts und einer effizienteren Gestaltung von Nachweisprozessen beitragen. Im Vergleich zu einer kombinierten Strom- und HKN-Beschaffung über EVU würde ein UN-ER Unternehmen als Letztverbrauchenden die Teilnahme am HKN-Markt erleichtern. Für Unternehmen kann dies zu einer verbesserten Preistransparenz in Bezug auf HKN mit bestimmten Qualitätseigenschaften führen. Auf dem HKN-Markt würde eine verbesserte Verfügbarkeit von qualitativ passenden, auf gewerbliche Stromverbraucher zugeschnittenen Angeboten befördert. Verglichen mit einer eigenständigen Beschaffung von HKN in Kombination

mit Beistellungsverträgen mit EVU wird von Unternehmen erwartet, dass sich Reduktionen beim administrativen Aufwand und Entwertungskosten ergeben können (auch wenn bei der Entscheidung, ob ein UN-ER genutzt würde, ein Abgleich mit alternativ anfallenden Inhouse-Kosten bzw. Entwertungskosten von Dienstleistern stattfinden würde – grundsätzlich könnte bereits eine Öffnung des Wettbewerbs für Entwertungsdienstleistungen zu Kostensenkungen für diese führen). **Aus diesen Effekten kann sich ein Anstieg der Nachfrage nach Ökostrom bzw. HKN ergeben.**

Mögliche Preisauswirkungen auf den HKN-Markt wurden anhand eines Maximalszenarios untersucht. Bei einer Präferenz für inländische HKN könnte ein UN-ER zu einer moderaten Preissteigerung für HKN in Deutschland führen. In Relation zu Erlösen aus dem Stromverkauf fallen Zusatzerlöse durch HKN dabei zwar nicht sehr umfangreich aus, sind jedoch trotzdem erkennbar. In Bezug auf Mischpreisniveaus von deutschen HKN lassen Modellierungsergebnisse den Schluss zu, dass ein UN-ER Anreize zum Ausbau von EE marginal erhöhen könnte, voraussichtlich aber nicht substanziell zum Ausbau der EE beitragen würde. Allerdings kann von einer höheren energiewendeförderlichen Wirkung einer durch ein UN-ER bedingten Zusatznachfrage nach HKN ausgegangen werden, wenn sich diese primär auf qualitativ höherwertige HKN ausrichtet, wie insbesondere HKN aus neuen ungefördernden EE-Projekten. In diesem Fall könnten sich durch die Ausweitung des Entwertungsrechts stärkere Preissteigerungen ergeben. Die Frage, ab welchem HKN-Preis Investoren diesen Erlös zu einer entscheidenden Variable für die Realisierung ungefördernder Neuanlagen machen würden, wurde im Rahmen des Gutachtens nicht untersucht.

In Bezug auf Energiewende und Klimaschutz kann ein UN-ER insofern besonders dadurch eine Nutzenwirkung entfalten, indem eine stärkere qualitative Differenzierung des HKN- bzw. Ökostrommarktes angeregt würde. Dies ergibt sich u. a. daraus, dass die Möglichkeit einer direkten Teilnahme am HKN-Markt, bei der Unternehmen HKN-Beschaffungsentscheidungen direkt verantworten, die Auseinandersetzung mit HKN- und Ökostromqualitäten befördert. Es ist zu erwarten, dass eine entsprechende Nachfrage nach spezifischen HKN-Qualitäten die zunehmende Herausbildung qualitätsdifferenzierter Angebote verstärkt – nicht nur am HKN-Markt, sondern auch bei EVU, die HKN zugunsten von Unternehmen entwerten. Eine weitere Verstärkung dieser Weiterentwicklung des HKN-Markts ergibt sich daraus, dass Stakeholder zunehmend Anforderungen an die Eigenschaften des von Unternehmen beschafften Stroms stellen bzw. Informationen hierzu einfordern. **Angaben zum Anteil von Ökostrom, der aus besonders energiewendeförderlichen Segmenten wie ungefördernden Neuanlagen bezogen wird, könnten so auch im Wettbewerb von Unternehmen untereinander zum Differenzierungsfaktor werden.** Dabei könnten auch Anreize für Unternehmen steigen, langfristige HKN-Abnahmeverträge mit EE-Projekten zu schließen und die Realisierung von Projekten aktiv zu unterstützen – sei es über langfristige PPAs, Investitionen in EE-Projekte durch Tochterfirmen, oder Flächenausweisungen für EE-Projekte auf eigenen Firmengeländen.

Ein UN-ER wirkt hierbei nicht in Isolation, sondern im Zusammenspiel mit der zunehmenden Etablierung von Qualitätskriterien für die Ökostrombeschaffung, die z. B. in Beschaffungsleitfäden, von Initiativen wie RE100 und SBTi oder von Ökostromlabeln formuliert werden. Auch die **Entwicklung von standardisierten Regeln zur Darstellung von Informationen über Ökostromanteile und -eigenschaften in der nichtfinanziellen Berichterstattung** kann eine entsprechende qualitative Weiterentwicklung des Ökostrom- und HKN-Markts befördern. **Die Vergleichbarkeit von Aussagen, die Unternehmen in Bezug auf die Eigenschaften ihres über Netze bezogenen Stroms machen, könnte vom Gesetzgeber durch Kennzeichnungsregeln unterstützt werden.** In Anlehnung an die finnische

Gesetzgebung könnte beispielsweise die Einführung eines UN-ER durch eine Kennzeichnungsregel begleitet werden, wonach Aussagen über erneuerbare Eigenschaften des eingekauften Stroms, die zu Marketingzwecken gemacht werden, mit HKN-Entwertungen in entsprechender Höhe verbunden sein müssen. Diese Anforderung könnte dabei durch HKN-Entwertungen zugunsten des Unternehmens oder auch den Bezug eines Ökostromprodukts von einem EVU nachgewiesen werden. Hierdurch würde eine eindeutige Zuordnung von Eigenschaften sichergestellt und die Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften ausgeschlossen.

Negative Auswirkungen auf den HKN-Markt lassen sich durch die Einführung eines UN-ER auf Basis der hier durchgeführten Untersuchungen nicht erwarten. Die Auswirkung auf durchschnittliche HKN-Preise fällt selbst im Maximalszenario nicht so relevant aus, dass die Erschwinglichkeit von Ökostromtarifen für Privatkunden negativ beeinflusst würde. Im europäischen HKN-Markt werden mögliche Nachfrageänderungen durch ein deutsches UN-ER deutlich abgedämpft wirksam, da sie nur einen vergleichsweise geringen Ausschnitt der europäischen Gesamtnachfrage betreffen. **Eine erhöhte Konkurrenz um HKN kann sich für bestimmte Qualitätssegmente ergeben, wie insbesondere ungeforderte Neuanlagen in Deutschland, aus entsprechenden Nachfrageimpulsen ergibt sich aber auch eine zentrale, mögliche energiewendeförderliche Wirkung eines UN-ER.** Langfristig ist zu erwarten, dass mit fortschreitender Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien HKN-Preisniveaus absinken werden – dennoch bliebe auch hier die Nachweiswirkung von HKN, im liberalisierten Strommarkt die Eigenschaften von EE-Strom eindeutig zu Verbrauchenden zuzuordnen, bestehen. **Die Richtigkeit von Angaben, die Unternehmen zu den Eigenschaften eingekauften Stroms machen, kann durch den Abgleich von Entwertungsnachweisen und Stromverbräuchen kontrolliert werden.** Die zukünftige Auditpflicht der nichtfinanziellen Berichterstattung, welche die neue CSR-Richtlinie für eine zunehmende Zahl von Unternehmen etabliert, kann grundsätzlich eine hohe Verlässlichkeit entsprechender Angaben sicherstellen.

Auf Basis der im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Marktanalyse, Stakeholder- und Experteninterviews und Szenarienmodellierung stellt sich die Einführung eines Unternehmensentwertungsrechts für HKN in Deutschland dementsprechend grundsätzlich als empfehlenswert dar: Eine energiewendeförderliche Wirkung kann sich insbesondere durch Nachfrageimpulse für eine qualitative Differenzierung des HKN- bzw. Ökostrommarkts ergeben. **Allerdings ist eine Abwägung erforderlich gegenüber den Kosten der technischen und operativen Umsetzung,** die mit einer Öffnung des Entwertungsrechts im HKNR einhergehen. So würde die Einrichtung von Entwertungsrechten für eine neue Akteursgruppe softwareseitige Anpassungen im HKNR erfordern. Zudem würden zusätzliche Vorgänge im Register anfallen, die administrative Kosten beim Registerbetreiber verursachen (z. B. Registrierung von Unternehmen als Letztverbraucher und ggf. von Aggregatoren mit Durchführung eines Know Your Customer-Prozesses, sowie, bei einem Anstieg der HKN-Nachfrage, zusätzliche Transfers und Entwertungen von HKN). Entsprechende Kosten wurden im Rahmen des Gutachtens nicht untersucht. **Eine Entscheidung für oder gegen die Einführung eines Unternehmensentwertungsrechts erfordert eine entsprechende Gesamtbetrachtung.** Aufbauend auf einer Kostenschätzung wäre zudem zu prüfen, ob und in welcher Weise ein UN-ER gesondert in HKNR-Nutzungsgebühren zu berücksichtigen wäre. Entsprechende Nutzungsgebühren würden wiederum unternehmensindividuelle Entscheidungen, ein UN-ER zu nutzen oder Ökostrom von EVU zu beziehen, beeinflussen, neben der Abwägung möglicher Vorteile einer eigenen HKN-Entwertung gegenüber dem hiermit verbundenen unternehmensinternen Personal- und Verwaltungsaufwand. Nutzungsgebühren für die HKN-Entwertung würden zu zusätzlichen Kosten seitens der Unternehmen führen, die mit den Kosten von Entwertungsdienstleistungen von EVU zu vergleichen wären. In der Summe

können die Kosten von HKN-Beschaffung und -Entwertung für Unternehmen u. U. höher oder auch niedriger ausfallen, als wenn das Unternehmen Ökostrom von einem EVU kaufen würde.

Ergänzend zu den hier durchgeführten Analysen wäre zudem zu klären, ob die Nutzung eines UN-ER an die Voraussetzung geknüpft werden sollte, dass eine **unabhängige Auditierung der Klimaberichterstattung des Unternehmens** stattfindet. Dies würde insbesondere die Nutzung eines UN-ER durch Unternehmen betreffen, die nicht von der Auditpflicht der neuen CSR-Richtlinie erfasst werden. Zu untersuchen wäre hier außerdem, inwiefern und auf welche Weise Auditergebnisse, die den Abgleich von Aussagen zum EE-Bezug mit Entwertungsnachweisen und Stromverbrauchsdaten betreffen, dem Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt werden, welches für den Betrieb des HKNR und die Überprüfung der Stromkennzeichnungen von EVU zuständig ist. Denkbar wäre hier beispielsweise, für Auditoren eine Funktion im HKNR einzurichten, um die Richtigkeit gemachter Angaben digital zu bestätigen. Darüber hinaus könnte begleitend zu einem UN-ER **die Einführung einer Kennzeichnungsregel für Aussagen zu EE-Anteilen an eingekaufter Energie, die Stromverbrauchende zu Marketingzwecken machen, geprüft werden.**

8 Quellenverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, E.ON, Netze BW, TenneT und TransnetBW (2021a): Gemeinsames Positionspapier – Netzbetreiber wollen Strom aus erneuerbaren Energien für Verlustenergie einsetzen. Berlin u.a.O.
- 50Hertz, Amprion, E.ON, EWE NETZ, Netze BW, Stromnetz Berlin, TenneT und TransnetBW (2021b): Netze für die Energiewende – Sicht und Position der N8-Unternehmen. Berlin u.a.O.
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2022): EEG-Jahresabrechnungen. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> (26.08.2022)
- Agencija za energijo (2022): Guarantee of Origin (GO). https://www.agen-rs.si/web/en/esp_go (23.08.2022)
- Agency for Sustainable Energy Development (2022): Issued Guarantee Register. <https://portal.seea.government.bg/en/Guarantees/IssuedGuaranteeRegister> (31.08.2022)
- AIB (Association of Issuing Bodies) (2021a): Annual Report 2020 – Change. Brüssel
- AIB (2021b): Statistics – to end March 2021 v1. <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/market%20information/statistics/activity%20statistics/202103%20AIB%20Statistics%20old%20format%20v1.xlsx> (30.04.2021)
- AIB (2022a): EECS Domain Protocols. <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions/domain-protocols> (15.08.2022)
- AIB (2022b): Activity Statistics – from January 2019 to end of November 2022. <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/activity-statistics-all-aib-members> (09.01.2023)
- AIB (2022c): Notes for users of these statistics. <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics> (Abrufdatum: 20.07.2022)
- AIB, (2022c): Annual Report 2021 – Consolidation. Brüssel
- AIB (2022d): Imposed conditions for trade, expiry and cancellation. <https://www.aib-net.org/facts/market-information/imposed-conditions-trade-expiry-and-cancellation> (14.08.2022)
- Akerlof, G. A. (1970): The market for "Lemons": Quality uncertainty and the market mechanism. In: The Quarterly Journal of Economics, 84, 3, S. 488-500
- ANRE (Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei) (2021): Rapoarte 2021. <https://www.anre.ro/ro/legislatie/surse-regenerabile/garantii-de-origine/rapoarte1467290035/20211651223033> (31.08.2022)
- BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) (2022): Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2021 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregel profitieren. https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_statistik.html (26.07.2022)
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2021): Themenpapier 9 - Stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen (§ 42 EnWG i.V.m. § 78 EEG). In: BDEW [Hrsg.]: Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. Regierungsentwurf vom 10. Februar 2021. Berlin
- BDEW (2022): 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 2021. Berlin
- BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.) (2022): EEG-Novellierung 2022. Berlin

BloombergNEF (2021): Corporate clean energy buying grew 18% in 2020, despite mountain of adversity. <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-grew-18-in-2020-despite-mountain-of-adversity/> (10.08.2022)

BMWK (2022a): Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Berlin

BMWK (2022b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2021. Berlin.

BNW (Bundesverband Nachhaltige Wirtschaft e.V.) (2022): Corporate Sustainable Reporting Directive. <https://www.bnw-bundesverband.de/corporate-sustainability-reporting-directive-csr/#1651068598458-38cb9e7b-b6b4> (10.08.2022)

Bundesnetzagentur (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung. Bonn

Bundesnetzagentur (2018): Sonstige nicht selbst erzeugende Letztverbraucher. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/Sonst_Letztverbraucher/Daten_EEG_SonstLetztver_node.html (14.12.2022)

Bundesnetzagentur (2022): Energie Monitoring 2022. Fragebogen FB 04 – Lieferanten Elektrizität. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/Datenerhebung_2022/start.html (02.11.2022)

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2021. Bonn

Bundesregierung (2022): Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310> (05.10.2022)

BFS (Bundesamt für Statistik) (2021): Inländische Elektrizitätserzeugung – GWh. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie/versorgung.assetdetail.18384679.html> (31.08.2022)

Çam, E.; Arnold, F.; Gruber, K. (2022): Strompreise im Jahr 2021 auf Rekordniveau – Wie Rekordpreise für Erdgas die Strompreise im Großhandel getrieben haben. Eine Analyse mit dem EWI Merit-Order Tool. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln

CertiQ (2018): EECS Electricity Domain Protocol for the Netherlands. Arnhem

CertiQ (2022a): Experteninterview vom 30.09.2022, Online-Meeting

CertiQ (2022b): Frequently Asked Questions. <https://www.certiq.nl/faq/> (23.08.2022)

CertiQ (2022c): CertiQ – Annual Report 2021. Arnhem

CertiQ (2022d): Account Holder https://www.certiq.nl/fileadmin/certiq_upload/Documenten/Overzichten/CQ_BIN_Handelaaroverzicht_website_v1.1_01.pdf (23.08.2022)

CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) (2022): INFORMACIÓN ESTADÍSTICA TRÁMITES DEL SISTEMA DE GARANTÍAS DE ORIGEN. <https://gdo.cnmc.es/CNE/accesoEstadistica.do> (31.08.2022)

Commerg (2020): Guarantees of Origin in 2020 – Seemingly higher demand but ever lower prices. <https://commerg.com/insights/guarantees-of-origin-in-2020-seemingly-higher-demand-but-ever-lower-prices/> (30.05.2021)

Commerg (2021a): Price plateau for Guarantees of Origin. <https://www.commerg.com/insights/price-plateau-for-guarantees-of-origin/> (10.08.2022)

Commerg (2021b): Bottom price for guarantees of origin? <https://commerg.com/insights/the-bottom-has-been-found/> (10.08.2022)

Commerg (2022a): Consolidation of GO market – July 2022. <https://www.commerg.com/insights/consolidation-of-go-market-july-2022/> (10.08.2022)

Commerg (2022b): News and updates from the world of renewables: Archives. <https://commerg.com/insights/2022/06/> (27.07.2022)

CMO.grexel (2022): Members. <https://cmo.grexel.com/Lists/PublicPages/Statistics.aspx> (31.08.2022)

DAPEEP (Renewable Energy Sources Operator & Guarantees of Origin) (2022): Statistik des Herkunftsnachweisregisters. <https://www.dapeep.gr/statistiko-deltio-mitrowou-eguis/> (31.08.2022)

David, L.; Feng, C. (2019): GO Monitoring 2018 Report – Development of the Guarantees of Origin Market 2009-2018. RECS International, VaasaETT, Brüssel

DIHK (Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.) (2020): Stellungnahme zum Referentenentwurf für ein Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021). Berlin

DIHK (2021): Energiewende-Barometer 2021 der IHK-Organisation. Berlin

DRSC (Deutsches Rechnungslegungs Standards Committee e.V.) (2021): Abschlussbericht zur vom BMJV beauftragten Horizontalstudie sowie zu Handlungsempfehlungen für die Überarbeitung der CSR-Richtlinie. Berlin

E&M (Hrsg.) (2020): 15. Ökostromumfrage. In: Energie & Management, Herrsching, 2020, 7, S. 9-19.

E&M (Hrsg.) (2021): 16. Ökostromumfrage. In: Energie & Management, Herrsching, 2021, 7, S. 9–19.

E&M (Hrsg.) (2022): 17. Ökostromumfrage. In: Energie & Management, Herrsching, 2022, 8, S. 13–19

ECOHZ (2019) The European market for renewable energy reaches new heights. <https://www.ecohz.com/press-releases/the-european-market-for-renewable-energy-reaches-new-heights> (10.08.2022)

ECOHZ (2021a): A paradigm shift in the making for renewable energy demand? <https://www.ecohz.com/press-releases/a-paradigm-shift-in-the-making-for-renewable-energy-demand/> (10.08.2022)

EEX (2022a): French Guarantees of Origin Registry. <https://www.eex.com/de/services/registry-services/french-guarantees-of-origin-registry> (23.08.2022)

EEX (2022b): National Registry for electricity guarantees of origin – Account holders list https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Registry_Services/Guarantees_of_Origin_Documentation/Liste_externe_GO_Registre_200721.pdf (23.08.2022)

EEX (2022c): Teilnehmerliste. <https://www.eex.com/de/eex-ag/partner/teilnehmerliste> (29.09.2022)

Elering (2022): Guarantees of origin. <https://elering.ee/en/guarantees-origin#tab1> (23.08.2022)

EnergyTag (2021): EnergyTag and granular energy certificates – Accelerating the transition to 24/7 clean power. The EnergyTag Initiative, London

EPEX (2022a): First pan-European GOs spot auction to take place in September 2022. <https://www.epexspot.com/en/news/first-pan-european-gos-spot-auction-take-place-september-2022> (25.08.2022)

EPEX (2022b): List of Exchange Members. <https://www.epexspot.com/en/exchangemembers> (29.09.2022)

Eurostat (2022a): Komplette Energiebilanzen – Datencode: NRG_BAL_C.

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table?lang=de (26.08.2022)

Eurostat (2022b): Wirtschaftsindikatoren_WZ G nach Beschäftigungsgrößenklassen - Datencode: sbs_sc_dt_r2.

https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-datasets/product?code=sbs_sc_dt_r2 (26.08.2022)

Eurostat (2022c): Wirtschaftsindikatoren_WZ B-E nach Beschäftigungsgrößenklassen - Datencode:

https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-datasets/product?code=sbs_sc_ind_r2 (26.08.2022)

Eurostat (2022d): Wirtschaftsindikatoren_WZ F nach Beschäftigungsgrößenklassen - Datencode:

sbs_sc_con_r2. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sbs_sc_con_r2/default/table?lang=de (26.08.2022)

Eurostat (2022e): Dienstleistungen nach Beschäftigtengrößenklasse (NACE Rev. 2 H-N, S95) - Datencode:

https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-datasets/product?code=sbs_sc_1b_se_r2 (26.08.2022)

Eurostat (2022f): Glossar: Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE). [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_(NACE)/de)

[explained/index.php?title=Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_\(NACE\)/de](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_(NACE)/de) (26.08.2022)

Eurostat (2022g): Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Elektrizität – Datencode: nrg_cb_e.

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_e/default/table?lang=de (15.11.2022)

Eurostat (2022h): Detaillierte jährliche Unternehmensstatistik für den Handel (NACE Rev. 2 G) – Datencode:

sbs_na_dt_r2. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sbs_na_dt_r2/default/table?lang=de (15.11.2022)

Finextra (2022): EECS Electricity Domain Protocol for Finland. Helsinki

Fingrid (2022a): Experteninterview vom 29.09.2022, Online-Meeting

Fingrid (2022b): Account holders. <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/transactions-of-gos2/account-holders/> (14.10.2022)

Greenfact (2021a): New Norwegian government proposes the removal of the GO system.

<https://portal.greenfact.com/News/1643/New-Norwegian-government-proposes-the-removal-of-the-GO-system> (25.07.2022)

Greenfact (2021b): 2021 GO Market Survey Report. Oslo

Greenfact (2022a): IEA Renewable Energy Market Update reveals 2021 record-breaking capacities.

<https://portal.greenfact.com/News/1935/IEA-Renewable-Energy-Market-Update-reveals-2021-record-breaking-capacities> (11.08.2022)

Greenfact (2022b): Greenfact – Leading Provider of Green Certificates Price Benchmarking and Insights.

<https://www.greenfact.com/> (11.08.2022)

GOV.UK (2021): Energy Trends: December 2021, special feature article – Electricity generation and supply in Scotland, Wales, Northern Ireland and England, 2016 to 2020.

<https://www.gov.uk/government/statistics/energy-trends-december-2021-special-feature-article-electricity-generation-and-supply-in-scotland-wales-northern-ireland-and-england-2016-to-20> (31.08.2022)

Güldenbergh, J.; Maaß, C.; Mundt, J.; Werner, R. (2019): AP 2 – Analyse des HKN-Handels und der Preise. In: E. Hauser et al. [Hrsg]: Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, S. 181–228

Hauser, E.; Heib, S.; Hildebrand, J.; Rau, I.; Weber, A.; Welling, J.; Güldeberg, J.; Maaß, C.; Mundt, J.; Werner, R.; Schudak, A.; Wallbott, T. [Hrsg]: Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Hilpert, J. (2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. In: Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, 2018, 12, Stiftung Umweltenergie recht, Würzburg

International Energy Agency (2020): World energy outlook. OECD/IEA, Paris

Kahl, H.; Kahles, M. (2020): Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Ökostrombedarf der Industrie – Neue Rechtslage und Reformoptionen. In: Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht, 2020, 50, Stiftung Umweltenergie recht, Würzburg

Kerkhof, M (2022): Dutch GO Market Factors – An overview on how GOs are perceived by individuals, governments, and corporations. Dutch GO Day, 08.09.2022, Amsterdam

Kluge, N.; Sick, S.; Emons, O. (2016): Geheimwirtschaft bei Transparenz zum gesellschaftlichen Engagement? Zum Kreis der vom CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetz potentiell betroffenen Unternehmen. In: Mitbestimmungsreport, 2016, 27, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf

Lautermann, C.; Young, C.; Hoffmann, E. (2021): Klima- und Umweltberichterstattung deutscher Unternehmen – Evaluierung der CSR-Berichtspflicht für die Jahre 2018 und 2019. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

LITGRID (2020): Domain Protocol for Lithuania. Vilnius

Maaß, C.; Werner, R.; Häsel, S.; Mundt, J.; Güldeberg, J. (2019): Ökostrommarkt 2025 – Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarktes die Energiewende beschleunigt. Im Auftrag von LichtBlick SE. Hamburg Institut, Hamburg

Marktoffensive Erneuerbare Energien (2021): Green PPAs für einen klimaneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland – Impuls für die Koalitionsverhandlungen der zukünftigen Bundesregierung. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin

Marktoffensive Erneuerbare Energien (2022): Herkunftsnachweise als Wertkomponente nutzen! Ein Impuls der Marktoffensive Erneuerbare Energien zur Weiterentwicklung des HKN-Systems. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin

Montel (2022): Montel Marketplace – Find partners, see prices, trade GOs. <https://montelgroup.com/services/montel-marketplace> (16.12.2022)

Mundt, J.; Claas-Reuther, J.; Maaß, C.; Wallbott, T.; Dohles, N.; Pospiech, M.; Rüter, T. (2021): Ausweisung von regionalem Ökostrom in der Stromkennzeichnung. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, CLIMATE CHANGE, 2021, 50. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Ministry of Economics Republic of Latvia (2021): Guarantees of origin for electricity. <https://www.em.gov.lv/en/guarantees-origin-electricity> (31.08.2022)

Nitzschke, V.; Steinborn, A. (2020): Stromkennzeichnung mit Herkunftsnachweisen – Probleme und deren Lösung. Präsentation beim Web-Seminar des UBA, 08.10.2020, Herkunftsnachweisregister Umweltbundesamt. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Ofgem (2022): Renewables & CHP (ofgem.gov.uk). <https://renewablesandchp.ofgem.gov.uk/Public/ReportManager.aspx?ReportVisibility=1&ReportCategory=0> (31.08.2022)

OKTE (Short-term electricity Market Operator) (2022): Issued GOs list. <https://www.okte.sk/en/guarantees-of-origin/statistics/issued-gos-list/> (31.08.2022)

Pexapark (2022): European PPA Market Outlook 2022. Schlieren

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Berlin u.a.O.

Pronovo (2018): EECS Domain Protocol for Switzerland. Frick

r2b energy consulting (2021): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2022 bis 2026. Endbericht im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Trans-netBW GmbH, Köln

RE100 (2022a): RE100 Technical Criteria. <https://www.there100.org/sites/re100/files/2022-12/Dec%2012%20-%20RE100%20technical%20criteria%20%2B%20appendices.pdf> (13.12.2022)

RE100 (2022b): RE100 – We are accelerating change towards zero carbon grids at scale. <https://www.there100.org/> (30.09.2022)

RE100 (2022c): RE100 Members and Headquarters [Auskunft durch RE100]. <https://www.there100.org/re100-members> (05.08.2022)

RECS (2020): What full disclosure means and why it is important. RECS International, Brüssel

RECS (2021a): Swiss and UK GOs no longer eligible for export to the EU. <https://reco.org/news/swiss-and-uk-gos-no-longer-eligible-for-export-to-the-eu/> (30.08.2022)

RECS (2021b): The supply & demand of certified European renewable electricity. RECS International, Brüssel

Regulator for Energy and Water Services (2022): Guarantees of Origin (GoO) - Renewable energy and High Efficiency Combined Heat and Power (CHP) Installations. <https://www.rews.org.mt/#/en/sdgr/290-guarantees-of-origin-goo-renewable-energy-and-high-efficiency-combined-heat-and-power-chp-installations> (31.08.2022)

REN-Redes Energéticas Nacionais (2020): EECS Electricity Domain Protocol for Portugal. Lissabon

REN (2022a): Experteninterview vom 30.09.2022, Online-Meeting

REN (2022b): COMPROVATIVO DE CANCELAMENTO. <https://eego.ren.pt/en/pages/Cancellation.aspx> (11.10.2022)

S&P Global (2022): Eastern Europe countries to adopt EU Guarantees of Origin system. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/012722-eastern-europe-countries-to-adopt-eu-guarantees-of-origin-system> (11.08.2022)

SBTi (Science Based Targets initiative) (2022a): SBTi Progress Report 2021. <https://sciencebasedtargets.org/reports/sbti-progress-report-2021/progress-data-dashboard#about> (24.08.2022)

SBTi (2022b): Companies taking action. <https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action/> (24.08.2022)

Sakhel, A.; Styles, A.; Kemper, M.; Jeuk, M.; Claas-Reuther, J. (2022a): Perspektiven für die Weiterentwicklung von Erneuerbare-Energien-Nachweisen für Strom. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Energieträger, Teil 1), gefördert durch das BMWK (FKZ: UM20DC003). Hamburg Institut, Hamburg

Sakhel, A.; Mundt, J.; Sünkel, J. (2022b): Nachweisführung erneuerbarer Energien in der Industrie. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Anwendung in der Industrie, Teil 1), gefördert durch das BMWK. Hamburg Institut, Hamburg

Schudak, A.; Wallbott, T. (2019): AP 3 – Kundenerwartungen und Wirkung der Stromkennzeichnung. In: E. Hauser et al. [Hrsg] (2019): Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung

des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, S. 229–316

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022): Stromerzeugung, Strombezug, Stromabgabe, Stromverbrauch – Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe – Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige. Datencode: 43531-0002. <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=43531-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1661531823009#abreadcrumb> (26.08.2022)

Statnett (2018): EECS Electricity Domain Protocol for Statnett SF. Oslo

Statnett (2022): Experteninterview vom 13.10.2022, Online-Meeting

Styles, A.; Claas-Reuther, J.; Maaß, C. (2021a): 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.

Styles, A.; Werner, R.; Maaß, C. (2021b): Zweck und instrumentelle Leistungsfähigkeit von Herkunftsnachweisen – Status quo und Weiterentwicklungsperspektiven. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Grundlagen, Teil 2), gefördert durch das BMU (FKZ: UM20DC003). Hamburg Institut, Hamburg

Styles, A.; Mundt, J.; Gerlach, M.-J.; Werner, R. (2021c): 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 Institut, Hamburg.

Styles, A. (2022): Auf dem Weg zur Klimaneutralität: Weiterentwicklungsperspektiven für die Nutzung von Herkunftsnachweisen in der Industrie. Blogbeitrag zur Reihe „inclusive productivity“, Bertelsmann Stiftung, Gütersloh. <https://inclusive-productivity.de/auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-weiterentwicklungsperspektiven-fuer-die-nutzung-von-herkunftsnachweisen-in-der-industrie/> (18.01.2023)

Swedish Energy Agency (2019): EECS Electricity Domain Protocol for Sweden. Eskilstuna

Swedish Energy Agency (2022a): Experteninterview vom 13.10.2022, Online-Meeting

Swedish Energy Agency (2022b): Cesar – Bli kontohavare (How to join). <https://cesar.energimyndigheten.se/Lists/PublicPages/AboutEICertificates.aspx> (19.10.2022)

Swedish Energy Agency (2022c): Cesar – List of Account Holders. <https://cesar.energimyndigheten.se//Lists/PublicPages/Statistics.aspx?Page=PublicMembers> (19.10.2022)

TGE (Towarowa Giełda Energii S.A.) (2022): Statistical data. <https://www.tge.pl/statistic-data> (31.08.2022)

Umweltbundesamt (2016): Handbuch zur Nutzung der Software des Herkunftsnachweisregisters. Dessau-Roßlau

Umweltbundesamt (2021): Nutzungsbedingungen für das Herkunftsnachweis- und das Regionalnachweisregister vom 20.05.2020, wirksam ab 25.06.2020. Dessau-Roßlau

Umweltbundesamt (2021): Vorschlag zur Weiterentwicklung der Kopplung von Herkunftsnachweisen an den zugrundeliegenden Strom. Dessau-Roßlau

Umweltbundesamt (2022a): Workshop zur Entwertung von HKN. In: HKNR Newsletter, 2022, 1, Dessau-Roßlau, S. 4

Umweltbundesamt (2022b): Anerkennung ausländischer Herkunftsnachweise. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/herkunftsnachweisregister-hknr#ausland> (25.07.2022)

Umweltbundesamt (2022c): Arbeitshilfe für eine europaweite Ausschreibung der Lieferung von Ökostrom im offenen Verfahren. Dessau-Roßlau

Van Stein Callenfels, R.; Verwimp, K.; Moody, P.; White, A.; Klimscheffskij, M.; Matosic, M. (2020): Takeaways from a consultation on text proposals for a revised CEN – EN 16325 standard on guarantees of origin (Task 2.3) – Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission. FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin, Brüssel

Verwimp, K.; Moody, P.; Van Stein Callenfels, R.; Lehtovaara, M.; Kovacs, A.; Vanhoudt, W.; Barth, F.; Pedraza, S.; Klimscheffskij, M.; White, A. (2020): Mapping of the currently existing standardisation frameworks – 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, Brüssel

VREG (2022): Disclosure – Guarantees of origin. <https://www.vreg.be/en/disclosure-guarantees-origin> (23.08.2022)

Wallbott, T.; Dohles, N.; Mundt, J. (2021): Regionaler Ökostrom – Interesse und Ansprüche von Verbraucher*innen – Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsprojekts „Ausweisung von regionalem Ökostrom in der Stromkennzeichnung“. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Wietschel, M.; Preuß, S.; Kunze, R.; Keller, M. (2022): Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland mit Ökostromverträgen. In: Working Paper Sustainability and Innovation, 2022, 2, Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Williamson, O. E. (1996): The mechanisms of governance. Oxford University Press, New York

WRI (World Resources Institute), WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) (2004): The Greenhouse Gas Protocol. A corporate accounting and reporting standard. Revised edition. Washington, DC, Geneva

WRI (World Resources Institute), WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) (2015): GHG Protocol Scope 2 Guidance – An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. Washington, DC, Geneva

WWF (2021): Nach welchen Kriterien sollte Ökostrom beschafft werden, um in besonderem Maße die Energiewende zu fördern? Berlin

WWF (2022): Was ist Ökostrom next generation? <https://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/oekostrom-next-generation> (26.10.2022)

A Anhang

A.1 Interviewleitfaden für Stakeholder-Interviews: Allgemeine Fassung

Ziele bzgl. des Strombezugs aus erneuerbaren Energien

1. Welche Ziele verfolgt ihr Unternehmen in Hinblick auf die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien?
 - a. In welchem Zeitrahmen sollen diese Ziele realisiert werden?
 - b. Werden Ziele für bestimmte Jahre quantifiziert?

Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien

2. Wie ist die Beschaffung von Ökostrom in Ihrem Unternehmen organisiert?

[Rückfragen]:

- a. Klassischer Bezug von Ökostrom und Verwendung der Stromkennzeichnung auf der Rechnung?
- b. Falls nicht: Ist die Stromkennzeichnung des Versorgers derzeit bekannt und wird sie verwendet? Ist bekannt, dass die Stromkennzeichnung für die Unternehmensbilanzierung genutzt werden kann? Gibt es Vorbehalte ggü. der Stromkennzeichnung?
- c. Vertrag über HKN-Entwertung mit EVU?
- d. PPAs mit Anlagenerzeugern? Wenn ja, wie werden HKN entwertet (z. B. Vertrag mit EVU)?
- e. Relevanz von On-Site-Anlagen/Eigenerzeugung?
- f. Eigenes EVU: Was waren zentrale Motive für die Gründung?
- g. Verwendung des ortsbasierten Klimabilanzierungsansatzes mit durchschnittlichem EE-Anteil im Netz, statt marktbasierendem Ansatz mit HKN-Entwertung/Ökostrombezug?
- h. Inwiefern formulieren Sie Anforderungen an die Eigenschaften bezogener Ökostromprodukte, z. B. hinsichtlich von Technologie, Anlagenstandort, Förderstatus oder Anlagenalter?
- i. Wenn ja: Wie erfolgt der Nachweis über die Eigenschaften der entwerteten HKN?
- j. Sind Entwertungsnachweise des Herkunftsnachweisregisters (HKNR) des Umweltbundesamts bekannt, bzw. werden diese genutzt?

Einschätzungen zu der Option eines Unternehmensentwertungsrechts für Strom-HKN

In Deutschland ist aktuell eine HKN-Entwertung nur durch Stromlieferanten (und deren Dienstleister) und nur im Rahmen der Stromkennzeichnung zulässig. In einigen EU-Staaten wird dies so gehandhabt, in anderen hingegen können auch HKN-Händler oder Stromverbraucher (in der Regel Unternehmen) HKN selbst entwerten. Dies setzt eine Registrierung im jeweiligen HKN-Register voraus.

3. Welche möglichen Vor- oder Nachteile sehen Sie für eine eigene Entwertung von HKN durch Unternehmen?

4. Inwiefern würde sich eine Öffnung des Entwertungsrechts in Deutschland auf die Organisation Ihrer Ökostrombeschaffung auswirken?

[Rückfragen]:

- a. Wird Interesse geäußert, eine solche Entwertungsmöglichkeit selbst zu nutzen?
- b. Was sind Gründe für die geäußerte Einschätzung?
- c. Falls ja: Für was für Anwendungen wollen die Unternehmen die entwerteten HKN nutzen (z. B. Klimabilanzierung/PCF- und CCF-Berechnung, Berechnung produktbezogener EE-Anteile)?
- d. Sehen Sie eine HKN-Entwertung für Eigenversorgung als relevanten Anwendungsfall?

Einschätzungen zur Bedeutung eines Unternehmensentwertungsrechts für die Nachfrage nach Ökostrom

5. Unter welchen Voraussetzungen könnten Sie sich einen Einfluss auf **die Menge** des von Ihnen nachgefragten Ökostroms vorstellen?

[Rückfragen]:

- a. Falls Interesse an der Nutzung eines Unternehmensentwertungsrechts besteht: Würde dies primär dazu führen, dass eine bestehende Ökostromlieferung durch EVU durch eine eigene HKN-Beschaffung ersetzt wird? Oder wäre ggf. eine neue, zusätzliche HKN-Beschaffung zu erwarten?
 - b. Ändert sich ggf. der Zeitpfad zur Erreichung von Ökostrom- oder Klimaneutralitätszielen?
 - c. Wird es als relevant angesehen, HKN unabhängig vom eigenen Stromverbrauch (zum Beispiel für Zulieferer) zu entwerten?
6. Inwiefern hätte die Möglichkeit, HKN selbst im HKNR zu entwerten, einen Einfluss auf die **Eigenschaften** des von Ihnen nachgefragten Ökostroms?

[Rückfragen]:

- a. Veränderungen in der Nachfrage nach bestimmten Qualitäten (z. B. Technologie, Herkunftsland oder Regionalität, Förderstatus, Anlagenalter)?
- b. Erwarten Sie Auswirkungen auf die Nutzung von PPAs?

Abschluss

7. Sind für Sie **weitere Aspekte hinsichtlich der HKN-Entwertung in Deutschland** relevant, jenseits der bereits angesprochenen?

A.2 Interviewleitfaden für Experten-Interviews mit Issuing Bodies

Design of GO cancellation

1. How does the cancellation process work within your registry?
2. Who is allowed to cancel GOs in the registry?
 - a. If end-consumers are allowed to cancel GOs, what kind of end-consumers actually use this option?

- b. To what extent do commercial electricity consumers actively cancel GOs within the registry (as compared to GO cancellation by suppliers)?
- c. Are GO traders, electricity traders or service providers who are not electricity suppliers allowed to cancel GOs on behalf of electricity consumers?

GO cancellation and disclosure

3. Within disclosure rules, are there specific provisions for a consumption disclosure (as compared to disclosure of electricity supply)?
4. Are there provisions for a product-level disclosure (using GOs to disclose renewable energy shares in industry products)?
5. Are there any control mechanisms implemented in order to ensure that the correct amount of GOs is cancelled by end consumers or their service providers?
 - a. Are there mechanisms to ensure that not both end-consumers and suppliers cancel GOs for the same MWh of electricity consumption?

Purpose of GO cancellation

6. For which purposes can GOs be cancelled?
 - a. Is there any other intended use than within the framework of electricity source disclosure?
 - b. Is it possible to apply for and cancel GOs for self-produced and self-consumed electricity?
7. In your experience, what is the main motivation for end-consumers to cancel GOs?
 - a. Do companies cancel GOs within the context of climate reporting / PCF calculation?
 - b. Can grid operators cancel GOs for grid losses?

Implementing a GO cancellation right for end-consumers

8. When and how was the cancellation right for end-consumers introduced?
 - a. Which challenges were faced during implementation?
 - b. In case only suppliers were allowed to cancel GOs initially – how did the introduction of an extended cancellation right impact the number of registry account holders?
9. In case only suppliers were allowed to cancel GOs initially – did the introduction of an extended cancellation right result in noticeable impacts on the national GO market?
 - a. Could you observe a change in demand for GOs in terms of volumes or quality?
 - b. How was the response of end-consumers to being able to cancel GOs on their own?

Closing remarks

10. Are there any **other aspects** relevant to you with **regard to GO cancellation**, beyond those already mentioned?