

CLIMATE CHANGE

17/2017

Theoretische Fundierung der regionalen Grünstromkennzeichnung in Deutschland

Endbericht

CLIMATE CHANGE 17/2017

Energievorhaben des
Bundesministeriums für Wirtschaft
und Energie

Forschungskennzahl 37EV 16 135 1
UBA-FB 002524

Theoretische Fundierung der regionalen Grünstromkennzeichnung in Deutschland

von

Christian Maaß, Jannik Güldenberg, Juliane Mundt, Robert Werner
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Markus Kahles
Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

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

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

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

Abschlussdatum:

April 2017

Redaktion:

Fachgebiet I 2.7 Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren
Energien
Michael Marty

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juni 2017

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter der Forschungskennzahl 37EV 16 135 1 finanziert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Zusammenfassung

In dem Forschungsvorhaben wird die theoretische Fundierung zur Entwicklung einer regionalen Grünstromkennzeichnung und eines Regionalnachweisregisters erarbeitet.

Auf der Basis eines Marktüberblicks über derzeit existierende Regionalstromprodukte werden die Funktionsweisen und Prozesse in der derzeitigen Stromwirtschaft im Hinblick auf Regionalstromprodukte abgebildet und analysiert. Hierzu zählen die Strukturen der Direktvermarktung und mögliche Auswirkungen des Regionalstrommodells auf Grünstromprodukte aus der sonstigen Direktvermarktung sowie die Darstellung der Anlagen, die potenziell für die Regionalkennzeichnung genutzt werden können. Die Beschreibung der einzelnen für das Regionalnachweisregister relevanten Prozesse erfolgt unter Berücksichtigung energierechtlicher Vorgaben und ihrer Implikationen auf das zukünftige Register. Für den Betrieb des Registers wichtige Begriffsdefinitionen und Prüfanforderungen werden anhand der aktuellen Gesetzeslage diskutiert. Abschließend werden Vorschläge für die zukünftige Kennzeichnung von Regionalstrom entwickelt.

Abstract

This research project describes the theoretical foundation for the development of a disclosure scheme for regionally produced green electricity and a registry for regional Guarantees of Origin in Germany.

Based on a market overview of existing regional electricity products, the study analyses the functions and processes of the electricity market with respect to regional electricity products. This analysis comprises the processes of direct marketing, potential impacts of the regional disclosure scheme on existing green products and an estimation of the amount of facilities that are eligible for the regional registry. The description of processes relevant for the regional registry takes into account requirements and implications of the current energy law. Definitions and verification requirements important for the registries operation are discussed focusing on a legal perspective. Finally, suggestions for the practical disclosure of regional green electricity are developed.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	11
2 Marktübersicht Regionalstromprodukte	12
2.1 Überblick und Kategorisierung	12
2.2 Regionaler Grünstrom	12
2.3 Überregionaler Grünstrom mit „regionaler“ Vermarktung.....	13
2.4 Regionaler Graustrom.....	14
2.5 Regionaler Graustrom mit grüner Vermarktung (Bilanzierungsmodelle)	14
2.6 Hybrid-Modelle	15
2.7 Vermarktungsportale und Handelsplattformen	15
3 Struktur und Prozesse der Direktvermarktung bei Regionalstromprodukten	17
3.1 Bilanzkreispooling	17
3.2 Energieversorger agiert als Anlagenbetreiber und Direktvermarkter.....	18
3.3 Erzeuger-Versorger-Modell	19
3.4 Diskussion	20
4 Mögliche Auswirkungen des Regionalstrommodells auf Grünstromprodukte aus der sonstigen Direktvermarktung	23
5 Potenzielle Anzahl von Anlagen für das Regionalnachweisregister	25
6 Registrierung von Anlagen im RNR.....	27
6.1 Anlagenbegriff des Regionalnachweisregisters.....	27
6.2 Ausstellung von Regionalnachweisen für direkt vermarkteten Strom.....	28
6.2.1 Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung	29
6.2.2 Arealnetze	29
6.2.3 Speicher.....	30
7 Übertragung des Regionalstromkonzepts auf die Prozesse und rechtlichen Vorgaben der Direktvermarktung	32
7.1 Haupt- und Nebenprozesse in der Direktvermarktung ohne Regionalstromkonzept.....	32
7.2 Vertragsgegenstand der Direktvermarktung nach Regionalstromkonzept.....	34
8 Kopplung von Regionalnachweisen und Stromlieferverträgen	38
8.1 Inhalt der Kopplung – Anforderungen an Stromlieferverträge	38
8.1.1 Keine bilanzielle Kopplung	38
8.1.2 Keine Zeitgleichheit von Stromlieferung an Endkunden und Regionalnachweisen	38

8.1.3	Kein Ausschluss durch gegenläufige Lieferverträge.....	39
8.1.4	Anforderungen an korrespondierende Stromlieferverträge	39
8.2	Dokumentation, Nachweis und Überprüfung der Kopplung	42
8.2.1	Vermeidung von Fehlüberweisungen	44
8.2.2	Rückabwicklung von Transaktionen.....	44
8.3	Zwischenergebnis	45
9	Kernprozesse in der Direktvermarktung unter Nutzung des Regionalstromkonzepts.....	46
10	Zeitliche Abläufe der Lieferung von Strom und Regionalnachweisen.....	49
10.1	Übersicht und grundlegende Begriffe	49
10.2	Beispielfälle	51
10.2.1	Beispiel 1: Idealtypische Übertragung	51
10.2.2	Beispiel 2: Keine Übertragung von RN mangels Stromliefervertrag	52
10.2.3	Beispiel 3: Übertragung unter Beachtung der vertraglichen Liefermenge	52
10.2.4	Beispiel 4: Keine Nutzung von RN für spätere Nutzungsjahre	53
10.2.5	Beispiel 5: Keine Nutzung von RN aus laufendem Nutzungsjahr	54
10.3	Zeitliche Abläufe zum Start und vor dem Start des RNR	54
11	Risikotragung bei der Abschlagszahlung	56
12	Regionalnachweise für ausländischen Grünstrom	57
12.1	Übertragung des Radius-/Buffer-Prinzips auf ausländische Anlagen	57
12.2	Anspruch auf Regionalnachweise für Anlagenbetreiber außerhalb des Bundesgebiets.....	58
12.3	Lieferung des Stroms an Letztverbraucher im Bundesgebiet.....	59
13	Stromkennzeichnung von Regionalstrom.....	61
13.1	Durchbrechung bestehender Prinzipien der Stromkennzeichnung durch die Kennzeichnung von Regionalstrom	61
13.1.1	Geographische Herkunft vs. Energieträger	61
13.1.2	Zuordnung von EEG-Anlagen zu einzelnen Verbrauchern	61
13.2	Gesetzliche Grundlagen der Stromkennzeichnung mit Regionalstrom.....	62
13.3	Textliche Darstellung von RN-Strom.....	63
13.4	Graphische Darstellung von RN-Strom	64
13.5	Vollzug der Regionalkennzeichnung	67
13.5.1	Rechtsgrundlagen der Prüfung der regionalen Ausweisung durch das UBA	68
13.5.2	Benötigte Daten für eine Prüfung der regionalen Ausweisung durch das UBA.....	68
13.5.3	Zeitliche Abläufe.....	70
14	Quellenverzeichnis.....	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung aktueller Vermarktungsvarianten regionaler Stromprodukte	12
Abbildung 2:	Bilanzkreispooling	18
Abbildung 3:	Energieversorger agiert als Anlagenbetreiber und Direktvermarkter	19
Abbildung 4:	Anlagenbetreiber ist EVU, Direktvermarkter übernimmt Bilanzkreismanagement des Anlagenbetreibers	20
Abbildung 5:	Wie häufig wechselt ein Anlagenbetreiber durchschnittliche seinen Direktvermarkter?	33
Abbildung 6:	Ablauf Direktvermarktung	34
Abbildung 7:	Ablauf Direktvermarktung bei Nutzung der Regionalstromkennzeichnung	35
Abbildung 8:	Ausgabe von Regionalnachweisen durch Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und EVU in einer Instanz.....	36
Abbildung 9:	Grundlagen und Begriffe der zeitlichen Abläufe im Musterbeispiel ..	49
Abbildung 10:	Beispiel 1: Unproblematische Übertragung der RN	51
Abbildung 11:	Beispiel 2: Keine Übertragung mangels Stromliefervertrag	52
Abbildung 12:	Beispiel 3: Übertragung unter Beachtung der vertraglichen Liefermenge des Nutzungsjahrs	53
Abbildung 13:	Beispiel 4: Keine Nutzung von RN für spätere Nutzungsjahre	53
Abbildung 14:	Beispiel 5: Keine Nutzung von RN aus dem laufenden Nutzungsjahr	54
Abbildung 15:	Darstellung des EEG-geförderten Stromanteils als separater Kreis ...	65
Abbildung 16:	Darstellung des Regionalstromanteils durch Hervorheben	66
Abbildung 17:	Darstellung der Regionalstromkennzeichnung als Balkendiagramm .	67
Abbildung 18:	Beispielhafte Darstellung eines Lieferkraftwerks	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Leistung und Anzahl erneuerbarer Energien Anlagen.....25

Abkürzungsverzeichnis

AB	Anlagenbetreiber
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BMJV	Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drucks.	Bundestags-Drucksache
ct.	Cent
DL	Direktvermarktungsdienstleister oder Dienstleister
DV	Direktvermarktung
ECC	European Commodity Clearing
EE	erneuerbare Energien
EEG 2017	Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EFET	European Federation of Energy Traders
EMIR	European Market Infrastructure Regulation
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt
HKN	Herkunftsnachweis
HKNR	Herkunftsnachweisregister
HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung
Hs.	Halbsatz
i.S.d.	im Sinne des
i.V.m.	in Verbindung mit
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak

lit.	Litera, Buchstabe
MP	Marktprämie
MPM	Marktprämienmodell
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Nr.	Nummer
OTC	Over the Counter, außerbörslicher bilateraler Handel
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency (Verordnung (EU) Nr. 1227/2011)
RN	Regionalnachweis
RNR	Regionalnachweisregister
S.	Satz oder Seite
UAbs.	Unterabsatz
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UTI	Unique Transaction Identifier
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Das Umweltbundesamt (UBA) hat mit Inkrafttreten des EEG 2017 vom Gesetzgeber die Aufgaben des Aufbaus und des Betriebs eines Regionalnachweisregisters (RNR) übertragen bekommen.

Der diesem Bericht zugrundeliegende Forschungsauftrag des UBA hat die Klärung einiger grundlegender energiewirtschaftlich-rechtlicher Fragestellungen zum Inhalt, die im Kontext mit dem Aufbau des RNR zu klären sind. Parallel hierzu wurden in einem weiteren Teilvorhaben die Prozesse für den späteren Betrieb des RNR vordefiniert. Beide Teilprojekte wurden von einem Konsortium bestehend aus Hamburg Institut Consulting GmbH mit Grexel Oy (Finnland) bearbeitet. Die Federführung für die theoretische Fundierung hatte das Hamburg Institut, für die Prozessbeschreibung lag die Federführung bei Grexel. Im Teilprojekt der theoretischen Fundierung hat zusätzlich die Stiftung Umweltenergie-recht die Bearbeitung einiger EEG-rechtlicher Fragen übernommen.

Der hier vorgelegte Bericht fasst die Ergebnisse der wesentlichen im Laufe des Beratungsprojektes vom UBA aufgeworfenen Fragestellungen zusammen. Dieser Bericht erhebt nicht den Anspruch, die im RNR abzubildenden Prozesse oder sämtliche wirtschaftlich-rechtlichen Fragen rund um das neue Instrument der „Regionalnachweise“ zu beschreiben oder gar zu beantworten. Die Studie verfolgt nicht den Zweck, spätere Nutzer des RNR zu unterstützen. Er dient allein der Abarbeitung ausgesuchter, besonders praxisrelevanter Fragen, die im Zuge des Beratungsprozesses für den Aufbau des RNR aufgetreten sind.

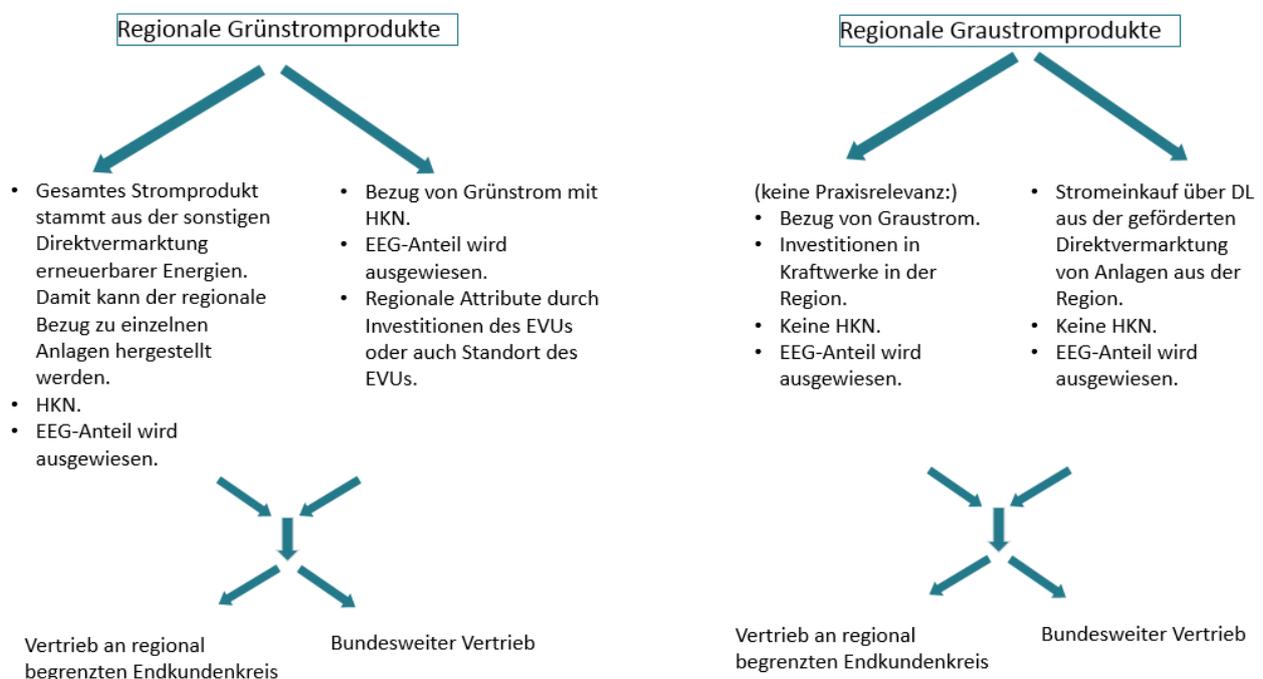
2 Marktübersicht Regionalstromprodukte

Bereits vor Einführung der Regionalstromkennzeichnung mit Regionalnachweisen im Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens gibt es unterschiedliche Stromprodukte mit regionalem Bezug auf dem Markt. Im Folgenden wird in einem ersten Schritt eine Kategorisierung der regionalen Vermarktungsvarianten bestehender Produkte vorgenommen (unten 2.1). In einem zweiten Schritt werden die Struktur und die prozessuale Marktumsetzung der unterschiedlichen Modelle beleuchtet (unten 2.2 bis 2.7).

2.1 Überblick und Kategorisierung

Stromprodukte, die bereits jetzt als regional vermarktet werden, lassen sich in regionale Grünstromprodukte und regionale Graustromprodukte unterscheiden. Dabei ist das entscheidende Merkmal für Grünstromprodukte die Hinterlegung der Strommenge mit HKN.

Abbildung 1: Darstellung aktueller Vermarktungsvarianten regionaler Stromprodukte



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

2.2 Regionaler Grünstrom

Klare, unproblematische regionale Grünstromprodukte weisen in ihrer Stromkennzeichnung neben dem Anteil „erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ nur noch einen durch Herkunftsnachweise hinterlegten Anteil „sonstiger erneuerbarer Energien“ auf. Mithilfe der Herkunftsnachweise bestimmter Anlagen, die in der Region des Verbrauchers stehen, kann der Lieferant damit Strom aus

der Region anbieten.¹ In der obigen Abbildung sind diese Produkte in der ersten Säule ganz links dargestellt.

Der Vertrieb eines Ökostrom-Produktes mit direktem Bezug zur Erzeugungsanlage, so dass es als regionales Produkt gelten kann, ist derzeit ausschließlich über die sonstige Direktvermarktung möglich.² Dazu werden in einem ersten Fall Strommengen aus Lieferkraftwerken „aus der EEG-Förderung herausgekauft“. Da der Anlagenbetreiber hierfür auf die Marktprämie verzichten muss, ist dies ein relativ aufwendiges und teures Prozedere. Den Lieferantenkraftwerken können in diesem Fall sowohl die HKN als auch der bezogene Strom zugerechnet werden.

Dieser direkte Bezug von Strom und HKN aus Lieferkraftwerken in Deutschland ist mit einigem Aufwand und Zusatzkosten verbunden, die sich im Strompreis niederschlagen. Trotzdem wird dies von einigen Energieversorgern umgesetzt. So bietet ein EVU einen bundesweit verfügbaren Ökostromtarif an, dem konkrete Anlagen zugeordnet werden können. Der genannte Aufwand der Strombereitstellung schlägt sich in der Preisstruktur des Produktes nieder. So beträgt der Arbeitspreis für ein 100 % Wasserkraftprodukt 26,69 ct/kWh, bei einem Mix von 50 % Wasser und 50 % Wind liegt der Arbeitspreis bereits bei 32,04 ct/kWh und bei einer Auswahl von 50 % Wasser und 50 % Photovoltaik bei 32,92 ct/kWh und bei einem Stromprodukt mit 100 % Photovoltaikanteil klettert der Arbeitspreis auf 39,39 ct/kWh. Ein anderer Tarif desselben EVU enthält einen geringen Teil HKN von aus dem EEG herausgekauften Anlagen und nicht förderfähigen Wasserkraftwerken.

Es gibt daneben auch die Möglichkeit, dass der Lieferant Strom und Herkunftsnachweise aus Anlagen erwerben kann, die bereits aus der EEG-Förderung herausgefallen sind.³

Im dritten Fall nutzt der Lieferant Anlagen, die nicht EEG-förderfähig sind. Hierunter fallen beispielsweise Müllverbrennungsanlagen, die nicht „ausschließlich“ erneuerbare Energien zur Stromproduktion einsetzen. Dieses Modell ist vor allem dann einfach umsetzbar, wenn sowohl Betreiber der (Müllverbrennungs-) Anlage und Stromlieferant in kommunaler Hand sind.

2.3 Überregionaler Grünstrom mit „regionaler“ Vermarktung

Die wohl häufigste „regionale“ Vermarktung von Strom ist das in obiger Übersicht in der zweiten Säule von links dargestellte Vermarktungsmodell. Dabei handelt es sich bei näherer Betrachtung nicht um eine Vermarktung von regional erzeugtem Strom, sondern um den Verkauf von überregional erzeugtem Strom mit einer regional gefärbten Vermarktungsstrategie.

Im Folgenden kurz erläutert (aber in der Folge nicht näher betrachtet) werden Unternehmen und Produkte, die lediglich mit einer regionalen Verwurzelung des Versorgungsunternehmens und mittelbar auch seiner Produkte werben. Eine große Zahl von Anbietern, insbesondere im Bereich der Stadtwerke, nutzen die regionale Verwurzelung des Unternehmens als Hauptmerkmal für das Marketing: Angeführt werden regelmäßig die Servicequalität, die regionale Wertschöpfung, die Kooperation mit den Kommunen bei der Umsetzung lokaler Klimaschutzziele oder auch Investitionen in der Region in

¹ Siehe zur Zulässigkeit dieses Vorgehens BT-Drucks. 18/8860, S. 246: „Auf Herkunftsnachweisen ist neben der Grundaussage, dass die betreffende Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt, auch der Standort der Anlage vermerkt, die den Herkunftsnachweis generiert hat. Bei Herkunftsnachweisen kann der Versorger – außerhalb der Stromkennzeichnung – seinen Kunden auch den Standort der Anlage mitteilen, der in dem Herkunftsnachweis vermerkt ist.“

Siehe hierzu ebenfalls § 9 Nr. 5 Erneuerbare-Energien-Verordnung, wonach der Standort der Anlage zu den Mindestinhalten eines HKN zählt.

² Lehnert und Söseman 2016, S. 113; Hölder und Braig 2016, S. 120.

³ Zahlen dazu bei Hamburg Institut Consulting 2013, S. 178 ff sowie BT-Drucks. 18/11814, S. 20 f.

Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien. Derartige Marketingstrategien sind für die hier zu untersuchenden Fragen erst dann relevant, wenn sie sich auf konkrete Stromprodukte beziehen und eine regionale Herkunft des vermarkteten Stroms suggeriert wird. Eine Vielzahl von Stromprodukten suggeriert zumindest bei oberflächlicher Betrachtung einen regionalen Bezug, insbesondere durch die Gestaltung des Marken- oder Produktnamens. Diese Produkte weisen im Vergleich zu anderen Produkten am Markt keine preislichen Unterschiede auf. Bei näherer Betrachtung nehmen diese Produkte zudem nicht für sich in Anspruch, dass der Strom regional produziert wird; sie können daher nicht als „regionale Stromprodukte“ eingeordnet werden. Ob und unter welchen Voraussetzungen solche Produkte auch nach Einführung eines Regionalnachweisregisters weiterhin ohne Verstoß gegen das wettbewerbsrechtliche Irreführungsverbot vermarktet werden können, wäre ggf. gesondert zu prüfen – im hiesigen Kontext wird diesen Produkten nicht näher nachgegangen.

2.4 Regionaler Graustrom

Eine rein theoretische Kategorie sind regionale Graustromprodukte (in obiger Abbildung die dritte Säule von links). Es sind, soweit ersichtlich, bislang keine „normalen“ Stromprodukte (d.h. Nicht-Grünstromprodukte) auf dem Markt verfügbar, die mit der regionalen Herstellung des Produkts werben. Eine Nachfrage nach Atom- oder Kohlestrom „aus der Region“ scheint es nicht zu geben.

2.5 Regionaler Graustrom mit grüner Vermarktung (Bilanzierungsmodelle)

Einige Anbieter kennzeichnen ihre Stromprodukte ausdrücklich als Graustromprodukte, stellen jedoch gleichwohl einen mehr oder minder deutlichen Bezug zu regionalen EE-Erzeugungsanlagen her. In obiger Abbildung sind die als „Bilanzierungsmodelle“ zu benennenden Ansätze in der Säule ganz rechts dargestellt.

Während einige Anbieter die genauen Hintergründe zur Funktionsweise und den verwendeten Bilanzierungsmethoden nicht mitteilen, sind andere Anbieter offener in der Beschreibung der energiewirtschaftlichen Hintergründe entsprechender Angebote.

Bei einigen Stromprodukten wird der Strom bilanziell aus der mit Marktprämie geförderten Direktvermarktung von Anlagen in der Region bezogen. Im Einzelnen wird dieser Ansatz im Kapitel 3.1 näher beschrieben; überblicksartig lässt er sich wie folgt beschreiben: Der Direktvermarkter definiert nach eigenen Kriterien den Umfang der Region, in der Anlagen stehen, die sich in seinem Vermarktungsportfolio befinden. Die Strommengen, die er als Direktvermarkter in einen sortenreinen Marktprämienmodell-Bilanzkreis (MPM-Bilanzkreis) aufnehmen muss (§ 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 lit. a EEG 2017), stellt er dabei derart in gesonderte MPM-Bilanzkreise ein, dass diese nur die Anlagen zusammenfassen, die in der selbst definierten Region stehen. So schafft der Direktvermarkter Bilanzkreise, die bei oberflächlicher Betrachtung „Strom aus der Region“ beinhalten. Die Bilanzkreise sind insofern „regionale Bilanzkreise“. Beliefern die Direktvermarkter nun Lieferanten oder Endkunden mit Strom aus diesen Bilanzkreisen, soll es sich um „Regionalstrom“ handeln.⁴ Dabei wird explizit darauf verzichtet, mit Hilfe von Herkunftsnachweisen ein grünes Stromprodukt in der Stromkennzeichnung auszuweisen, und dies wird gegenüber den Endkunden kommuniziert; es handelt sich also nicht um Grünstromprodukte. Mit Hinweis auf die gesetzlichen Regelungen wird betont, dass die Anlagen nach dem EEG vergütet werden und es sich, da auf HKN verzichtet wird, nicht um Ökostrom handelt. Um die Regionalität

⁴ Solche Produkte beschreiben Wernze 2016 und Lessner 2016.

trotz Doppelvermarktungsverbot darzustellen, werden die Anlagen nicht konkret benannt. Der Anbieter bezieht sich stattdessen auf „Anlagen in der Region“ oder „Strom regionaler Herkunft“ und nutzt damit – mindestens – eine Grauzone, da die Begriffe ‚Region‘ oder ‚regionale Herkunft‘ bisher in diesem Zusammenhang nicht eindeutig vom Gesetzgeber definiert waren.⁵ Allerdings kommt es dabei teilweise zu in sich widersprüchlichen Darstellungen von „Graustrom aus Windkraftanlagen“ oder „Strom unbekannter Herkunft aus Windkraftanlagen aus der Region“.

Oftmals nimmt bei der Gestaltung solcher Produkte der Direktvermarkter eine zentrale Rolle ein und übernimmt entweder direkt den Endkundenkontakt oder liefert den Strom bilanziell an ein EVU. So stellt ein Direktvermarkter die Vertragsbeziehungen zu Biogasanlagen in Schleswig-Holstein und Hamburg her oder liefert den Stadtwerken H. bilanziell den Strom aus Anlagen einer Nordseeinsel.

2.6 Hybrid-Modelle

Teilweise sind auch Stromprodukte auf dem Markt, die als Hybrid-Lösungen bezeichnet werden können, weil sie einerseits zwar mit HKN zum Nachweis der Ökostromeigenschaft arbeiten, andererseits jedoch die Regionalität über Bilanzierungsmethoden versuchen nachzuweisen. Die Stadtwerke W. verfahren für ihr Produkt „F.-Strom“ nach dem Modell des Bilanzkreispoolings (wie Produkte der 4. Säule). Über eine vom Dienstleister L. bereitgestellte Software wird der Strom der in F. angesiedelten Erzeugungsanlagen in einem Einspeisebilanzkreis zusammengefasst und in der geförderten Direktvermarktung verkauft. Die bilanziell gleiche Menge Strom wird wieder zurückgekauft und mit Herkunftsnachweisen hinterlegt (ähnlich Produkten der 2. Säule). Dieser Ökostrom ist nur innerhalb der Region F. verfügbar. Ähnliche Produkte werden laut Dienstleister L. auch für andere Regionen angeboten.

Der Unterschied zum reinen Bilanzkreispooling besteht hierbei darin, dass es sich auf Grund des Zukaufs der HKN um 100 % Ökostrom handelt.

2.7 Vermarktungsportale und Handelsplattformen

Ein relativ neues Vermarktungsmodell stellen Handelsplattformen dar, die auch kleine Erzeugungsanlagen integrieren können. Solche bietet unter anderem die Dienstleister L. und B. an.

Ziel dieser Plattformen ist es, eine funktionierende, dezentrale Stromerzeugung zu ermöglichen, indem Stromerzeuger und -verbraucher auf regionaler Ebene zusammengebracht werden. Die Handelsplattform fungiert als Mittler zwischen den Akteuren und als Abnehmer des Stroms. Den Anlagenbetreibern wird in der Regel die EEG-Vergütung zuzüglich einer Prämie gezahlt.

Verbraucher können den Strom von regionalen Betreibern kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen auswählen. Die Dienstleister L. und B. bündeln alle erneuerbaren Energien auf ihrer Plattform, so dass der Verbraucher auch die Technologie auswählen kann. Gezahlt wird ein einheitlicher Strompreis unabhängig von der Erzeugungsart, der sich in Grund- und Arbeitspreis aufteilt.

Der Dienstleister L. bietet zudem Energieversorgern die Software zur Gestaltung einer Plattform an. So setzen die Stadtwerke W. ihr Produkt F.-Strom mit Hilfe einer Plattform des Dienstleisters L. um.

Im Hinblick auf die Stromkennzeichnung lassen sich die Vermarktungsmodelle dieser Plattformen unter die oben beschriebenen Ansätze subsumieren. Das „Hybrid-Modell“ des Dienstleisters L. wurde be-

⁵ EnergieAgentur NRW 2016.

reits oben näher dargestellt. Der Dienstleister B. fällt hingegen in die Kategorie der Bilanzierungsmodelle, da das Unternehmen auf den Erwerb von HKN verzichtet: In seiner Stromkennzeichnung erklärt das Unternehmen, weshalb der vom Dienstleister B. gelieferte Strom zwar von lokalen „Stromgebern“ in lokalen Photovoltaik-, Windkraft- und KWK-Anlagen produziert werde, gleichzeitig jedoch die Stromkennzeichnung überwiegend Graustrom enthält.

3 Struktur und Prozesse der Direktvermarktung bei Regionalstromprodukten

Im Folgenden werden die in der Abbildung 1 in der ersten Säule (ganz links) sowie der vierten Säule (ganz rechts) genannten Modelle näher untersucht. Dabei werden der strukturelle Aufbau und die verschiedenen Möglichkeiten der vertraglichen Abläufe dargestellt, um ein genaueres Verständnis der verschiedenen am Markt befindlichen Modelle der Direktvermarktung zu bekommen.

Für die Analyse der Prozesse, die relevant für die Regionale Grünstromkennzeichnung sein können, soll hier auf folgende Modelle der Direktvermarktung eingegangen werden:

- Bilanzkreispooling: Standardfall der Direktvermarktung
- Das Erzeuger-Versorger-Direktvermarkter-Modell: Energieversorger agiert als Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsdienstleister
- Das Erzeuger-Versorger-Modell: Anlagenbetreiber agiert als EVU, das Bilanzkreismanagement wird von einem Direktvermarkter übernommen

3.1 Bilanzkreispooling

Dieses Modell entspricht dem Standardprozess der Direktvermarktung. Der Betreiber einer EEG-Anlage vermarktet den erzeugten Strom nicht selbst, sondern beauftragt mit dieser Dienstleistung einen Direktvermarkter (im Folgenden auch „Direktvermarktungsdienstleister“ (DL) genannt).

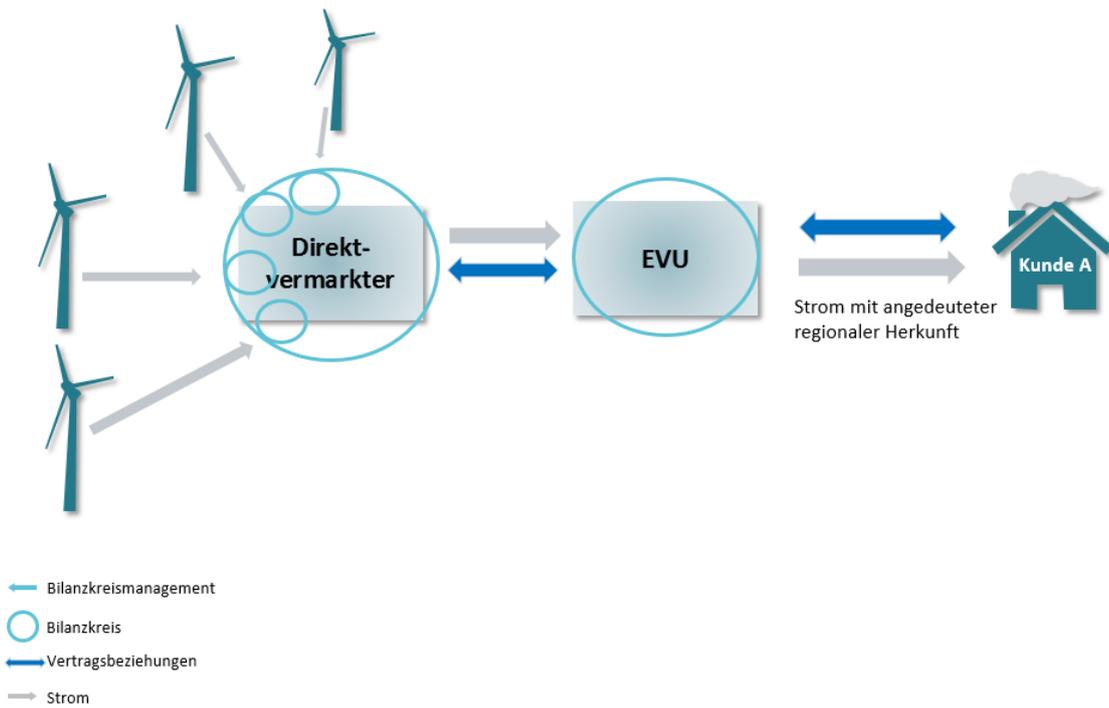
Der Direktvermarkter bilanziert den eingespeisten Strom verschiedener Anlagen in einem Einspeisebilanzkreis und kann über die Veräußerung im Rahmen der gesetzlichen Regelungen frei verfügen. So kann der Direktvermarkter bilanziell Anlagen einer von ihm hinsichtlich der Grenzen selber definierten Region in einem gesonderten Bilanzkreis zusammenfassen und den Strom als Paket ausschließlich aus diesem Bilanzkreis weitergeben (Abb. 2). Bilanziell und vertraglich wird der eingespeiste Strom konkreter, gepoolter Anlagen weiterverkauft. Vergütet wird der Strom über die geförderte Direktvermarktung.

Es gibt verschiedene Beispiele für die bilanzielle Weiterverteilung gepoolter Anlagen. Allen ist nach überschlüssiger Durchsicht der Werbeangebote gemeinsam, dass im Marketing gegenüber dem Endkunden kein spezifischer Bezug zu einzelnen Anlagen hergestellt wird. Trotzdem wird eine Form von Regionalität dadurch hergestellt, dass über die Bilanzkreise der Strom aus den Lieferanlagen in der Region erzeugt, gesammelt und bilanziell weitergegeben wird. Diese Tatsache teilt der Direktvermarkter dem Abnehmer mit, im Fall, dass der Direktvermarkter auch Stromlieferant ist, auch dem Endkunden. Dieser zieht dann den Schluss zwischen der Nutzung eines bestimmten Bilanzkreises mit den in diesen einspeisenden Anlagen und dem ihm gelieferten Strom.

Bei „P.-Strom“ übernimmt der Direktvermarkter die Bündelung der Anlagen in einem Direktvermarktungsbilanzkreis. Da der Stromtarif nur auf einer Nordseeinsel verfügbar ist, wird der regionale Bezug durch die Insellage betont. Im Fall „Regionalstrom F.“ wird die Bündelung von einer Genossenschaft übernommen und die bilanzierte Strommenge an regionale Stadtwerke weitergegeben.

Obwohl auf Anfrage leider keine weiteren Informationen zur Verfügung gestellt wurden, scheinen auch die Produkte von W. nach diesem Prinzip zu funktionieren, wobei nicht klar ist, ob die Rollen EVU, Anlagenbetreiber (AB) und Direktvermarktungsdienstleister (DL) getrennt sind oder auf einen Akteur zusammenfallen (zulässig nach § 20 Abs. 2 S. 3 EEG 2017).

Abbildung 2: Bilanzkreispooling

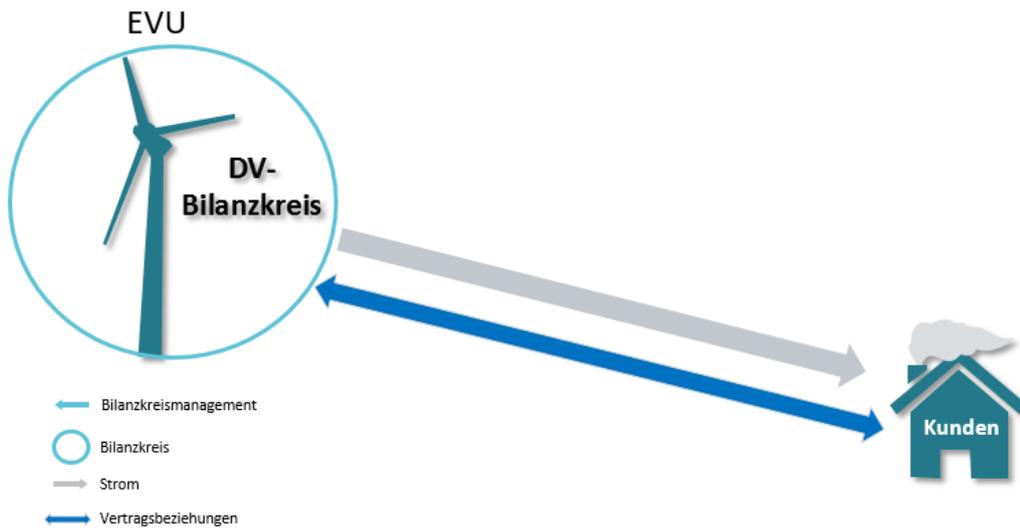


Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

3.2 Energieversorger agiert als Anlagenbetreiber und Direktvermarkter

Eine Variation des Standardfalls der Direktvermarktung besteht, wenn der Energieversorger als AB und DL agiert (zulässig nach § 20 Abs. 2 S. 3 EEG 2017). Die Abläufe entsprechen den Standardprozessen der Direktvermarktung, die Besonderheit liegt darin, dass die Rollen Energieversorger, Anlagenbetreiber und Direktvermarkter von einem Akteur übernommen werden (Abb. 3). Die Übernahme der verschiedenen Rollen ist derzeit nicht häufig der Fall, da sie eine starke Bündelung von Kompetenzen erfordert.

Abbildung 3: Energieversorger agiert als Anlagenbetreiber und Direktvermarkter



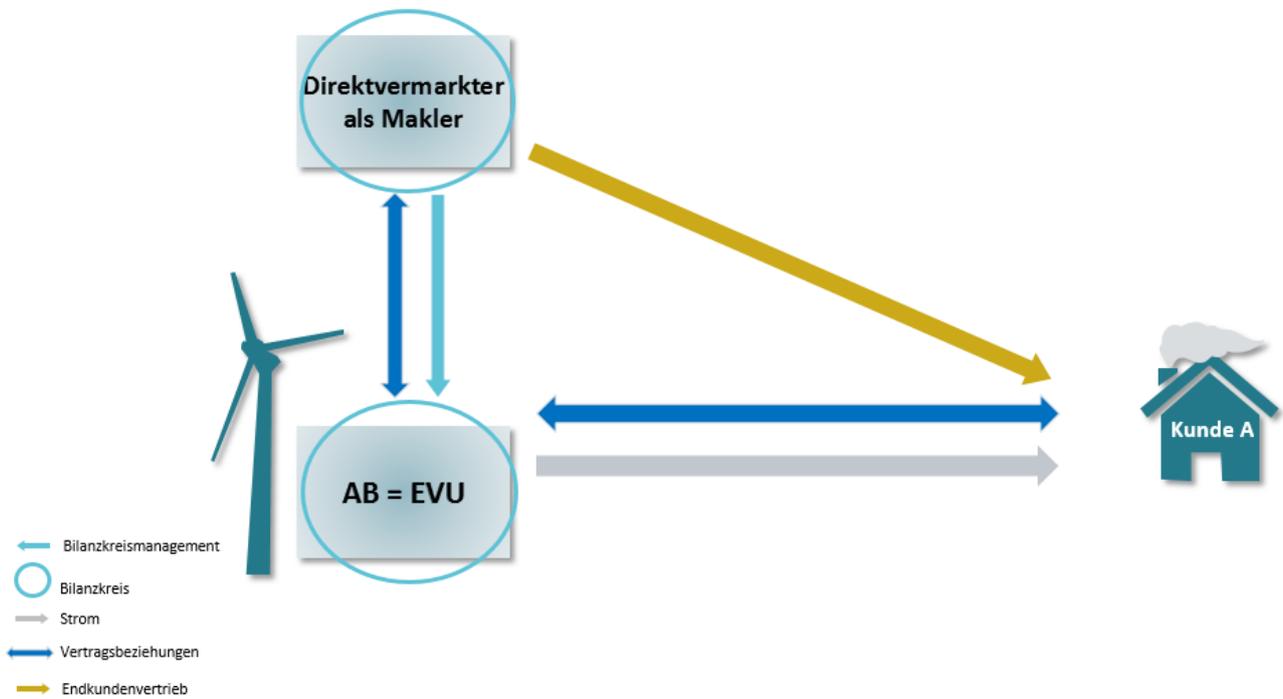
Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

3.3 Erzeuger-Versorger-Modell

In diesem Modell der regionalen Vermarktung (Abb. 4) agiert der AB als EVU. Der Dienstleister übernimmt alle energiewirtschaftlichen Prozesse der Direktvermarktung, das Bilanzkreismanagement sowie die Endkundenkontakte und die Vermarktung des Stroms.

Der Stromliefervertrag besteht allerdings nur zwischen den Endkunden und dem AB. Formal wird also jeder AB zum EVU, was sich im Vertragsverhältnis über die Stromlieferung widerspiegelt. Der Direktvermarkter ist in diesem Fall lediglich Vermittler (siehe § 3 Nr. 17 1. Alt. EEG 2017), ggf. tritt er als Vertreter des Anlagenbetreibers oder auch des Kunden auf. Beispiele für dieses Modell der Direktvermarktung sind die Vermarktung von Biogasanlagen z.B. durch N. oder I. (bei Letzteren wiederum z.T. in der *sonstigen* Direktvermarktung). Die Regionalität wird durch das direkte Vertragsverhältnis zwischen Kunde und AB in der Region hergestellt.

Abbildung 4: Anlagenbetreiber ist EVU, Direktvermarkter übernimmt Bilanzkreismanagement des Anlagenbetreibers



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

3.4 Diskussion

Die Verwendung der oben dargestellten Modelle bewegt sich in einem aus rechtlicher Sicht schwierigen Umfeld, unabhängig von der Frage, ob man die im EEG geregelte Systematik der Zuweisung der Grünstromeigenschaften entlang der finanziellen Wälzung für energiepolitisch zielführend oder europarechtskonform hält.⁶

Die oben dargestellten, im Markt verwendeten Mittel zur Darstellung eines regionalen Bezugs von Stromprodukten verlaufen jedenfalls nicht innerhalb der vom EEG vorgezeichneten Wege. Die einzigen ausdrücklich gesetzlich normierten Wege zur Herstellung einer Verknüpfung zwischen geographischer Herkunft des Stroms und den Verbrauchern sind Herkunftsnachweise und Regionalnachweise. Für den Bereich der Verstromung von Biomethan sieht § 44b Abs. 5 EEG 2017 zudem noch den Weg einer lückenlosen Massenbilanzierung vom Erzeugungsort bis zum Verbrauchsort als entsprechenden Nachweis für die biogene Eigenschaft des Gases vor.

Die oben dargestellten Modelle verwenden demgegenüber andere Mittel, insbesondere indem regionale Marktprämien-Bilanzkreise mit dem Ziel des Nachweises der regionalen Herkunft designiert werden. Es stellt sich für diese Modelle die Frage, ob ihre Verwendung nach Inkrafttreten des § 79a EEG 2017 (noch) zulässig ist.

⁶ Vgl. kritisch hierzu Maaß 2015.

Allein die Tatsache, dass die beschriebenen Modelle keine gesetzliche Grundlage haben, führt nicht zu ihrer Unzulässigkeit. Die Beschreibung von Stromprodukten bzw. Erläuterungen zur Funktionsweise der EEG-Direktvermarktung, des Portfolios des Vertriebs und zu den gesetzlichen Bestimmungen zur Kennzeichnung der Herkunft des Stroms unterliegen der grundgesetzlich garantierten Berufsfreiheit und der allgemeinen Handlungsfreiheit. Die Untersagung von entsprechenden Aussagen bedürfte einer gesetzlichen Grundlage.

- Im EEG und im gesamten Energierecht findet sich keine spezifische Norm, mit der das Gesetz ausdrückliche Grenzen für die Vermarktung der „regionalen Eigenschaft“ von Strom aus EEG-finanzierten Anlagen beschreibt. § 79a EEG 2017 und die HkRNDV regeln das Verfahren im Hinblick auf die Nachweiserbringung durch Regionalnachweise. Ein ausdrückliches Verbot der Nachweisführung auf anderem Wege enthalten diese Normen nicht. Selbst wenn der Gesetzgeber mit der Schaffung dieser Vorschriften möglicherweise andere Wege der Vermarktung der regionalen Eigenschaft ausschließen wollte, fehlt jedenfalls eine Ermächtigungsgrundlage für ein ordnungsrechtliches Vorgehen der Vollzugsbehörden gegen die unbefugte Vermarktung von „regionalen Eigenschaften“. Hiervon unbenommen ist die zivilrechtliche Beurteilung aus Gründen des Wettbewerbs- und Verbraucherschutzes nach dem Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG – hierzu näher unten).
- Eine Zuordnung von Stromprodukten zu bestimmten regionalen Anlagen, die Marktprämie erhalten, könnte jedoch ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot gem. § 80 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 darstellen (was gem. § 86 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 zudem eine Ordnungswidrigkeit darstellen würde). Nach dieser Vorschrift ist jede Vermarktungshandlung untersagt, welche Strom mehrfach unter Hinweis auf seine besondere Eigenschaft als Strom aus erneuerbaren Energien vermarktet.⁷ Dabei ist zu beachten, dass der Gesetzgeber den Weg der „grünen Eigenschaft“ des Stroms aus EEG-finanzierten Anlagen klar determiniert hat: Mit der EEG-Umlagefinanzierung des Stroms (§ 19 EEG 2017) gibt der Anlagenbetreiber das Recht, den Strom als aus erneuerbaren Energien produziert auszuweisen, an den Verteilernetzbetreiber ab (§ 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 für Marktprämie, § 21 Abs. 1 EEG 2017 für den EEG-vergüteten Strom). Dieser wiederum gibt das Recht und damit die Grünstromeigenschaft an den ÜNB weiter (§ 56 Nr. 2 EEG 2017), der das Recht an das EVU abtritt (§ 78 Abs. 1 S. 1 EEG 2017). Bei Zahlung der EEG-Umlage „ist“ vom EVU die Stromeigenschaft gegenüber Letztverbrauchern auszuweisen (§ 78 Abs. 1 S. 2 EEG 2017). Die Behandlung des zur Stromproduktion eingesetzten Energieträgers ist also über die gesamte Kette des Ausgleichsmechanismus von der Produktion bis zum Verbrauch geregelt. Wenn ein Stromvertrieb trotz dieser Regelungen Strom aus EEG-finanzierten Anlagen als Strom aus „sonstigen erneuerbaren Energien“ vermarktet, obwohl die „grüne Eigenschaft“ dieses Stroms gemäß den gesetzlichen Vorschriften anderweitig übertragen wurde, stellt dies einen Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot dar. Allerdings muss zur Verwirklichung eines Verstoßes gegen das Doppelvermarktungsverbot ein Stromvertrieb aktiv gegenüber Endkunden den irrigen Eindruck erwecken, dass der Kunde mit Strom aus erneuerbaren Energien beliefert wird. Eine solche Behauptung nachzuweisen, dürfte bei den hier dargestellten Modellen jedenfalls dann schwerfallen, wenn die sachlichen Zusammenhänge zutreffend dargestellt werden und auch die Stromkennzeichnung den gesetzlichen Vorgaben entspricht. Wenn jedoch – ohne dass die Voraussetzungen des § 79a Abs. 8 EEG 2017 vorliegen – ein Vertrieb den Eindruck erweckt, er vermarkte Strom aus konkreten regionalen EEG-finanzierten Anlagen, so dürfte eine verbotene Doppelvermarktung vorliegen.

⁷ Vgl. hierzu Büllsfeld/Koch 2015, § 80 Rn. 5-9.

- Neben den beschriebenen ordnungsrechtlichen Vorgaben ist im Zusammenhang mit der Vermarktung von regionalen Herkunftseigenschaften auch das Wettbewerbsrecht zu beachten. Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 1 UWG kann eine wettbewerbswidrige Irreführung darin liegen, dass eine geschäftliche Handlung unwahre oder zur Täuschung geeignete Angaben im Hinblick auf die „geographische oder betriebliche Herkunft“ von Waren und Dienstleistungen enthält. Die Reichweite dieser Vorschrift konnte im Hinblick auf die oben genannten Formen des Vertriebs von Produkten mit behauptetem regionalem Bezug nicht im Rahmen dieses Gutachtens im Einzelnen untersucht werden. Festgehalten werden kann jedoch, dass auch unterhalb der Schwelle eines Verstoßes gegen das Doppelvermarktungsverbot eine unzulässige Irreführung im Hinblick auf regionale Eigenschaften von Strom denkbar ist. Maßgeblich ist, ob durch die Angaben bei einem erheblichen Teil der umworbenen Verkehrskreise irriige Vorstellungen über das Angebot hervorgerufen werden können und die zu treffende Marktentschließung in wettbewerblich relevanter Weise beeinflusst werden kann.⁸ Im Rahmen einer vertiefenden Prüfung wäre daher insbesondere zu untersuchen, ob eine bestimmte Darstellung der regionalen Herkunft eines Stromprodukts bei Marktteilnehmern eine irriige Vorstellung über die Herkunft des Stroms hervorrufen kann. Dies könnte insbesondere dann der Fall sein, wenn der Nachweis über die Herkunft des Stroms nicht geführt werden kann. Insofern dürfte die Frage relevant sein, ob das EEG andere als die gesetzlich geregelten Wege der Nachweiserbringung der regionalen Herkunft des Stroms grundsätzlich überhaupt zulässt. Falls ja, ist für jeden konkreten Einzelfall zu prüfen, ob die gewählte Form der Nachweiserbringung geeignet ist, die geographische Herkunft tatsächlich zu belegen. Dies kann bei den „Bilanzkreis-Pooling-Modellen“ und daran angelehnten Modellen im Hinblick auf die Funktion von Bilanzkreisen durchaus fraglich sein: Gemäß § 3 Nr. 10a EnWG dient ein Strom-Bilanzkreis dazu, „Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.“ Bilanzkreise verfolgen somit nicht das Ziel des Nachweises der Herkunft von Energie. Einen Hinweis auf ihre möglicherweise fehlende Eignung hierzu liefert für Biomethan § 44b Abs. 5 EEG 2017: Demzufolge muss zusätzlich zur Bilanzierung in den – funktional mit Strom-Bilanzkreisen ähnlichen – Gas-Bilanzkreisen eine spezifische Massenbilanzierung vom Ort der Erzeugung bis zum Verbrauchsort erfolgen.⁹ Jenseits dieser Vorüberlegungen kann eine belastbare Aussage im Hinblick auf die wettbewerbsrechtliche Zulässigkeit oder Unzulässigkeit einzelner „Regionalstrom“-Angebote nur im Rahmen einer vertieften Prüfung im Einzelfall erfolgen, die hier jedoch nicht geleistet werden kann.

⁸ St. Rspr., vgl. BGH, Urteil vom 18.01.2012, Az.: I ZR 104/10, Rn. 11, abrufbar unter <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&az=1%20ZR%20104/10&nr=60926>.

⁹ Siehe hierzu auch BMU 2012.

4 Mögliche Auswirkungen des Regionalstrommodells auf Grünstromprodukte aus der sonstigen Direktvermarktung

Die Möglichkeit, Strom mit Regionalnachweisen als Regionalstrom zu kennzeichnen, beschränkt sich nach dem EEG 2017 auf den Anteil des Stroms, der nach dem EEG gefördert ist (§ 79a Abs. 8 S. 1 EEG 2017). Aktuelle Produkte, welche über eines der oben beschriebenen Modelle die geförderte Direktvermarktung regionaler Anlagen nutzen, können von der Kennzeichnung mit Regionalnachweisen als Regionalstromprodukt profitieren, da dann auf gesicherter gesetzlicher Grundlage ein expliziter Bezug zu den Kraftwerksanlagen hergestellt werden kann und der Gesetzgeber das Instrumentarium ausdrücklich zur Verfügung stellt.

Die über die sonstige Direktvermarktung umgesetzten (Regional-)Stromprodukte werden ohne eine EEG-Förderung umgesetzt und sind damit aktuell und in näherer Zukunft verhältnismäßig aufwendig und teuer.¹⁰ Sie bieten sich als Alternative an, wenn mehr und mehr Anlagen aus der Förderung herausfallen, was ab 2021 in nennenswerten Mengen der Fall sein wird.¹¹ Der bislang bestehende Vorteil dieser Produkte ist ihre besondere Glaubwürdigkeit, weil diese Produkte den Strom aus definierten Anlagen, erneuerbar und (nach eigener Definition des EVU) regional bereitstellen. Für diese „echten“ grünen Regionalstromprodukte stellt bereits die aktuelle Stromkennzeichnung ein Problem dar, das sich mit der Etablierung des RNR voraussichtlich verstärken wird: Bereits jetzt können die Anbieter entsprechender Produkte in ihrer Stromkennzeichnung nur ca. 60% des Stroms als Strom aus regionaler, erneuerbarer Herkunft kennzeichnen, weil der EEG-Anteil zwingend in der Stromkennzeichnung auszuweisen ist. Je höher der EEG-Anteil in der Stromkennzeichnung aufwächst, desto mehr regionaler Grünstrom wird in der Stromkennzeichnung dieser Anbieter durch unspezifischen „EEG-Strom“ verdrängt.

Die Einführung des RNR bietet für dieses in der Branche als „140%-Problem“ diskutierte Phänomen keine vollständige, praxismgerechte Lösung. Zwar können die Vertriebe den EEG-Anteil ihrer Stromkennzeichnung zukünftig durch Erwerb von RN als Regionalstrom darstellen, jedoch müssten sie weiterhin zu 100% den Strom im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung von den regionalen, ungeforderten EE-Anlagen kaufen, um eine vollständig grüne und regionale Stromkennzeichnung vorweisen zu können.¹² Die durch HKN anlagenscharf nachgewiesene regionale Herkunft fällt damit immer weniger ins Gewicht. Gleichzeitig entwickeln sich die Kostenstrukturen solcher Produkte ungünstig, da die Menge der zu beschaffenden HKN gleich bleibt und zusätzlich noch RN erworben werden müssen; andererseits besteht die Möglichkeit, dass mit dem Anwachsen der Zahl der Anlagen, die aus der Förderung herausfallen, der Preis für Herkunftsnachweise sinken könnte.

Möglicherweise führt dieser Effekt – verstärkt durch die Einführung des RNR – mittel- bis langfristig sogar zu einer Verdrängung der beschriebenen bestehenden regionalen Grünstrom-Produkte (auf Basis der sonstigen Direktvermarktung): Mit dem Anwachsen des EEG-Anteils in der Stromkennzeichnung schmilzt ohnehin das Alleinstellungsmerkmal der regionalen Stromherkunft dieser Produkte. Wenn dieser wachsende EEG-Anteil zukünftig von Wettbewerbern mit RN hinterlegt werden kann, wird es Produkte mit deutlich günstigeren Kostenstrukturen geben, die einen erheblichen Anteil von Strom aus regionaler Herkunft in ihrer Stromkennzeichnung – dort im EEG-umlagefinanzierten Anteil – dokumentieren können. Damit ist äußerst fraglich, ob sich die Anbieter der jetzigen mit HKN arbeitenden regionalen Grünstromprodukte dauerhaft gegen derartigen Wettbewerb am Markt behaupten können.

¹⁰ Hölder und Braig 2016, S. 117; Lehnert und Söseemann 2016, S. 113.

¹¹ Hamburg Institut 2013, S. 181.

¹² Siehe hierzu näher Maaß 2016; auch Hölder und Braig 2016, S. 118 ff.

Eine solche Entwicklung wäre nicht im Sinne der Ziele des Gesetzgebers, dem unterstellt werden kann, dass seine im Zusammenhang mit dem Erlass des § 95 Nr. 6 EEG 2014 genannten Ziele¹³ auch beim Erlass des § 79a EEG 2017 gegolten haben und er eine energiewirtschaftlich sinnvolle Regelung schaffen wollte, die nicht zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führt. Beide Ziele wären jedoch bei einer solchen Entwicklung in Frage gestellt: Kraftwerke, die heute im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung Herkunftsnachweise erzeugen und keine Marktprämie erhalten, würden zurück in das Marktprämienmodell wechseln. Statt Herkunftsnachweisen werden dann Regionalnachweise erzeugt. Das aus der EEG-Umlage zu bezahlende Fördervolumen würde dadurch steigen, ebenso entsprechend die EEG-Umlage. Die von der sonstigen Direktvermarktung ausgehenden (ohnehin geringen) Marktimpulse zum Ausbau der erneuerbaren Energien außerhalb des EEG oder zur Erprobung innovativer Stromprodukte würden sich hingegen verringern. Aufgrund der heutigen geringen Bedeutung der sonstigen Direktvermarktung sind die beschriebenen Effekte jedoch eher struktureller Natur und aus heutiger Perspektive quantitativ kaum relevant.

¹³ Vgl. hierzu und mit Quellennachweisen Maaß 2015.

5 Potenzielle Anzahl von Anlagen für das Regionalnachweisregister

Grundsätzlich können alle EEG-Anlagen, die am Marktprämienmodell teilnehmen, Regionalnachweise ausstellen. Zur Teilnahme an der Direktvermarktung sind folgende Anforderungen nach § 20 EEG 2017 zu erfüllen:

- Der Strom muss durch den Betreiber selbst oder einen Dritten (Direktvermarktungsdienstleister) direkt vermarktet und in einem sortenreinen Bilanzkreis bilanziert werden, in dem sich nur EEG-Anlagen in der Direktvermarktung befinden.
- Einem Netzbetreiber muss das Recht überlassen werden, die Strommengen als „Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen.
- Darüber hinaus muss die EEG-Anlage fernsteuerbar durch den Direktvermarktungsdienstleister und die Ist-Leistung ferngesteuert abrufbar sein (§ 20 Absatz 2 EEG 2017).

Insbesondere durch die zuletzt genannte Auflage entstehen Kosten für Fernsteuerungseinheiten, Datentransfer oder die Integration in ein virtuelles Kraftwerk und dessen Verwaltung. Fluktuierende erneuerbare Energien erfordern zusätzlich Prognosen und sind durch stark schwankende Einspeisemengen gekennzeichnet. Solche Anlagen, wie kleine Photovoltaikanlagen, Kleinwindkraftanlagen und Biogas-BHKW von geringer Kapazität bis 100 Kilowatt, nutzen aus diesen Gründen überwiegend die feste Einspeisevergütung. Diese Kraftwerke erfüllen die technischen Anforderungen der Direktvermarktung nicht und stehen der Regionalstromkennzeichnung damit nicht zur Verfügung. Es wird daher in diesem Gutachten davon ausgegangen, dass EEG-Anlagen mit einer Leistung bis 100 Kilowatt auch zukünftig keine Regionalausweise ausstellen werden.

Nach den Angaben der Netzbetreiber befinden sich derzeit etwa 37.000 EEG-Anlagen in der Direktvermarktung. Im Februar 2017 waren es 36.421 Anlagen mit einer installierten Leistung von 60.971,86 MW.¹⁴ Die Struktur der Anlagen sieht für Februar 2017 folgendermaßen aus:

Tabelle 1: Installierte Leistung und Anzahl erneuerbarer Energien Anlagen

	Windenergie an Land	Biomasse	PV	Windenergie auf See	Wasserkraft	Grubengas, Klärgas, Deponiegas	Geothermie
Anlagenzahl	22.064	7.723	5.085	947	434	158	6
Installierte Leistung in MW	42.139,64	5.168,51	8.417,34	4.286,91	675,43	253,65	30,38

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, www.netztransparenz.de/EEG/Monatsprognosen.

Die jährliche direktvermarktete Strommenge aus diesen Anlagen lag bei rund 112.125,9 GWh im Jahr 2015.¹⁵

In den vergangenen Jahren hat es einen stetigen Anstieg von Bestandsanlagen in der Direktvermarktung gegeben, da die Direktvermarktung zunehmend von allen Betreibern genutzt wird, die hiermit Mehrerlöse generieren können. Die technischen Auflagen der Fernsteuerbarkeit nach § 20 Abs. 2 – 4 EEG 2017 führen allerdings zu einigem technischen und somit finanziellen Aufwand.¹⁶ Da diese Kosten

¹⁴ Netztransparenz 2017.

¹⁵ EEG-Jahresabrechnung 2015.

¹⁶ BDEW 2015.

das Mehrerlöspotenzial kleiner Anlagen schnell übersteigen, sind Betreiber bestehender kleiner PV- und Biogasanlagen vielfach in die Einspeisevergütung zurück gewechselt. Sofern der übergeordnete Trend der zunehmenden Anlagenzahl in der Direktvermarktung anhält, steigt – neben dem zu erwartenden Anstieg durch neue Anlagen – auch die Anzahl und die installierte Leistung der Anlagen, die für das Regionalstromkonzept zur Verfügung stehen. Die Anzahl der Anlagen ab einer Kapazität von 250 kW und größer liegt bei rund 42.500 Stück mit einer installierten Leistung von 58,9 GW. Sollten auch Anlagen ab einer Leistung von 190 kW gänzlich in die Direktvermarktung wechseln, steigt die potenzielle Anzahl auf rund 48.700 bei einer installierten Leistung von etwa 60 GW.¹⁷ Ob derart kleine Anlagen für die Ausgabe von Regionalnachweisen registriert werden, hängt neben dem organisatorischen Aufwand vor allem von der Höhe erzielbarer Mehrerlöse ab. Sollten Anlagen ab 100 kW Leistung teilnehmen, stiege die Zahl der Anlagen sogar auf 67.000 EEG-Anlagen. Einige Anbieter zielen darauf ab, selbst kleinste Kraftwerke wie PV-Anlagen mit Nennleistungen um 10 kWp direkt zu vermarkten.¹⁸

¹⁷ Anlagenstammdaten 2015.

¹⁸ Direktvermarktungsdienstleister 2017 mündlich.

6 Registrierung von Anlagen im RNR

6.1 Anlagenbegriff des Regionalnachweisregisters

Im Rahmen der Registrierung der Anlagen im Regionalnachweisregister stellt sich die Frage, auf welchen Anlagenbegriff abzustellen ist. Insbesondere ist die Frage zu beantworten, ob auch für die Zwecke des Regionalnachweisregisters derselbe Anlagenbegriff genutzt werden kann wie im Rahmen des Herkunftsnachweisregisters und welche Konsequenzen hieraus erwachsen würden.

Als Ausgangspunkt sieht § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 vor, dass das UBA „Anlagenbetreibern“ Regionalnachweise ausstellt. Ein „Anlagenbetreiber“ ist nach § 3 Nr. 2 EEG 2017, „wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt“. Eine „Anlage“ ist wiederum nach der Definition des § 3 Nr. 1 EEG 2017 „jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes einzelne Modul eine eigenständige Anlage ist; (...)“. Damit ist zunächst klargestellt, dass im Rahmen des Regionalnachweisregisters der Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 EEG 2017 zugrunde zu legen ist.

Dies könnte sich allerdings, insbesondere im Fall von Solaranlagen, in deren Fall nach § 3 Nr. 1 EEG 2017 „jedes Modul“ als eigenständige Anlage gilt, aufgrund der Fülle der zu registrierenden und zu administrierenden Einzelanlagen/Module innerhalb einer Gesamtanlage (z.B. Freiflächenanlage) als unpraktikabel erweisen. So definiert § 2 Nr. 1 HkRNDV eine Anlage bereits als „eine Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes; speisen mehrere Anlagen, die Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen, über einen gemeinsamen geeichten Zähler und einen Zählpunkt mit identischer Bezeichnung ein, gilt die Gesamtheit dieser Anlagen als eine Anlage“. Damit wird die Anlagendefinition des EEG gewahrt, gleichzeitig jedoch eine für die speziellen Registerzwecke passende Anlagenzusammenfassung geschaffen. Auch könnten sich unterschiedliche Anlagenbegriffe in Regionalnachweisregister und Herkunftsnachweisregister als unpraktikabel bei der Übernahme von Anlagen-daten vom einen in das andere Register erweisen.

Zwar enthalten die Verordnungsermächtigung für das Regionalnachweisregister nach § 92 EEG 2017 und deren Übertragung auf das UBA nach § 14 Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) keine explizite Ermächtigung zur Regelung einer Anlagenzusammenfassung. Allerdings scheint es möglich, hierfür die Ermächtigung nach § 92 Abs. 1 Nr. 1 lit. a EEG 2017, § 14 Abs. 1 Nr. 2 lit. a EEV zur Regelung der weiteren Anforderungen an die Ausstellung von Regionalnachweisen zu nutzen. Hiernach wird das UBA u.a. ermächtigt, im Einvernehmen mit dem BMWi Anforderungen an die Ausstellung von Regionalnachweisen zu regeln. Es sollte somit möglich sein, die Anlagenzusammenfassung im Regionalnachweisregister ebenso zu regeln wie im Herkunftsnachweisregister.

Allerdings ist in diesem Fall noch zu berücksichtigen, dass die Ausstellung von Regionalnachweisen nach § 53b EEG 2017 im Fall von Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, zu einer Verringerung des anzulegenden Wertes um 0,1 ct/kWh führt. Vor dem Hintergrund dieser Verringerung des Zahlungsanspruchs entstünde womöglich dann ein Konflikt, wenn zwei unterschiedliche Anlagenbetreiber mit gesetzlich festgelegtem Zahlungsanspruch, die Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien produzieren, einen gemeinsamen geeichten Zähler sowie einen Zählpunkt mit identischer Bezeichnung nutzen, aber nur einer der beiden Anlagenbetreiber Regionalnachweise erhält. In diesem Fall muss sichergestellt sein, dass die Verringerung des Zahlungsanspruchs nach § 53b EEG 2017 nur für diejenigen Anlagen des Anlagenbetreibers greift, der die Regionalnachweise nutzt und nicht pauschal für alle Anlagen hinter dem Zählpunkt. In diesem Zusammenhang ist nach § 71 Nr. 2 lit. b EEG 2017 zunächst jeder Anlagenbetreiber selbst dafür verantwortlich, dem Netzbetreiber unverzüglich (§ 70 S. 1 EEG 2017) mitzuteilen, ob und inwieweit für den in seiner Anlage erzeugten Strom Regionalnachweise ausgestellt worden sind. Hat nur einer von mehreren Anlagenbetreibern mit ge-

meinsam geeichtem Zähler und identischem Zählpunkt Regionalnachweise erhalten, werden allerdings alle Anlagen, die eine gemeinsame Messeinrichtung nutzen, eine entsprechende Verringerung des Zahlungsanspruchs seitens des Netzbetreibers nach § 53b EEG 2017 erhalten (die Abrechnung im Fall einer gemeinsamen Messeinrichtung erfolgt nach § 24 Abs. 3 S. 2 EEG 2017). Allerdings dürfte hierfür in der Praxis regelmäßig im Innenverhältnis zwischen den unterschiedlichen Anlagenbetreibern eine vertragliche Regelung existieren, wie mit Vergütungskürzungen umzugehen ist, die nur einen der beiden Anlagenbetreiber treffen, da dieses Risiko nicht nur im Rahmen von Regionalnachweisen besteht (ein weiteres Beispiel hierfür wäre etwa die Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017). Alternativ oder zusätzlich könnten durch die Anlagenbetreiber abrechnungsrelevante Unterpunkte (virtuelle Zählpunkte) eingerichtet werden, um eine genaue Zuordnung der Reduzierung des Zahlungsanspruchs zu ermöglichen. Das Regionalnachweisregister muss daher keine Rücksicht darauf nehmen, dass durch die Anmeldung einzelner EEG-Anlagen die Reduzierung der Marktprämie indirekt auch auf andere Anlagenbetreiber in demselben Wind- oder Solarpark durchschlagen kann. Entscheiden sich Anlagenbetreiber zur Nutzung einer gemeinsamen Messeinrichtung, müssen diese untereinander und mit dem Netzbetreiber entsprechende Vereinbarungen und Vorkehrungen treffen, die eine korrekte Zuordnung der jeweiligen (reduzierten) Zahlungsansprüche ermöglichen.

Im Falle von Streit- oder Beweisfragen wäre es allerdings sinnvoll, dass das Regionalnachweisregister es ermöglicht, „hinter“ den gemeinsamen Zähler oder Zählpunkt zu blicken und damit registrierte Einzelanlagen auch einem bestimmten Anlagenbetreiber zuzuordnen. Dies wäre etwa notwendig, um der Auskunftspflicht des UBA gegenüber dem Netzbetreiber nachzukommen. Denn dieser kann vom UBA nach § 79a Abs. 9 EEG 2017 Auskunft darüber verlangen, ob und in welchem Umfang einem bestimmten „Anlagenbetreiber“ Regionalnachweise ausgestellt worden sind. An dieser Stelle wäre somit darauf zu achten, dass nicht nur die Informationen zur zusammengefassten Anlage, sondern zum jeweiligen Anlagenbetreiber vorhanden sind. Die Anlagen des betroffenen Anlagenbetreibers sollten somit anhand der Angaben bei der Anlagenregistrierung (z.B. Name des Betreibers) zugeordnet werden können. Für das RNR heißt dies praktisch:

- Das RNR sollte sowohl die Registrierung von einzelnen Anlagen (im Sinne des EEG), als auch die Registrierung von zusammengefassten Gesamtanlagen (Solar- oder Windparks) ermöglichen.
- Beim Registriervorgang sollte eine genaue Identifikation der Anlage verlangt werden. Insbesondere muss der Registrierende erklären, wer der Betreiber der Anlagen ist und ob es sich um eine einzelne Anlage (eine Windkraftanlage, ein PV-Modul) handelt, oder um mehrere zu einer Gesamtanlage zusammengefasste Anlagen.

6.2 Ausstellung von Regionalnachweisen für direkt vermarkteten Strom

Nach § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 stellt das UBA Anlagenbetreibern nur Regionalnachweise für „*direkt vermarkteten*“ Strom aus erneuerbaren Energien aus. Dies hat zur Folge, dass für Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung verbraucht wird, für Strom in Arealnetzen und für Strom aus Speichern (mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichen Zuläufen) keine Regionalnachweise ausgestellt werden können, wie im Folgenden näher ausgeführt wird.

6.2.1 Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung

Die Frage, ob Regionalnachweise für Strom ausgestellt werden müssen, der in unmittelbarer räumlicher Nähe und ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung durch einen Dritten verbraucht wird, beantwortet sich anhand der Definition der Direktvermarktung. Nach § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 muss das UBA auf Antrag der Anlagenbetreiber Regionalnachweise für „direkt vermarkteten“ Strom ausstellen. Die „Direktvermarktung“ ist nach § 3 Nr. 16 EEG 2017 definiert als „die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“. Damit ist Strom, der in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, bereits per Definition nicht als direkt vermarkteter Strom anzusehen. Da Regionalnachweise nach § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 aber nur für direkt vermarkteten Strom ausgestellt werden, ist ein Anspruch auf die Ausstellung von Regionalnachweisen für Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, ausgeschlossen. Für die Abwicklung im Rahmen des Regionalnachweisregisters bedeutet dies allerdings nicht, dass das UBA die Voraussetzungen der Direktvermarktung selbst bei Antragstellung überprüfen muss. Es erscheint hierbei ausreichend, darauf abzustellen, ob der Anlagenbetreiber seitens des Netzbetreibers nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2017 für seinen Strom eine Marktprämie erhält, da hierfür nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 die Direktvermarktung des Stroms Voraussetzung ist.

6.2.2 Arealnetze

Die Beantwortung der Frage, ob für Strom in Arealnetzen, also geschlossenen Verteilernetzen, Regionalnachweise ausgestellt werden müssen, ergibt sich ebenfalls aus der Tatsache, dass ein Anspruch auf die Ausstellung von Regionalnachweisen nach § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 nur für „direkt vermarkteten“ Strom besteht. Eine solche Direktvermarktung liegt, wie vorstehend beschrieben, nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 16 EEG 2017 nicht vor, wenn der Strom – erstens – in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und – zweitens – nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Beide Kriterien müssen additiv vorliegen. Im Falle eines Arealnetzes dürfte im Regelfall das erste Kriterium des Verbrauchs des Stroms in unmittelbarer räumlicher Nähe erfüllt sein. Zudem wird im Sinne des zweiten Kriteriums der Strom im Falle eines Arealnetzes auch nicht durch ein „Netz“ im Sinne des EEG durchgeleitet. Ein solches ist nämlich nach § 3 Nr. 35 EEG 2017 definiert als „die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“. Zur Bestimmung des Zwecks der allgemeinen Versorgung kann auf die Begriffsdefinition des „Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung“ nach § 3 Nr. 17 EnWG zurückgegriffen werden, wonach hierunter Energieversorgungsnetze verstanden werden, „die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen“. Ein Arealnetz im Sinne eines geschlossenen Verteilernetzes dient allerdings nicht der allgemeinen Versorgung, sondern nur bestimmten Verbrauchern und steht somit nicht grundsätzlich allen Letztverbrauchern offen. Eine Direktvermarktung unter Nutzung eines Arealnetzes ist damit ausgeschlossen.¹⁹

Allerdings verbleibt den Anlagenbetreibern, die an ein solches Netz angeschlossen sind, aufgrund der Gleichstellungsfiktion nach § 11 Abs. 2 EEG 2017 die Möglichkeit, ihren Strom unter *kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe* in einem Netz der allgemeinen Versorgung anzubieten und somit dennoch direkt

¹⁹ Vgl. Schumacher 2015, § 5 Rn. 56, 154.

zu vermarkten.²⁰ Denn in diesem Fall wird der Strom so behandelt, als sei er in ein „Netz“ im Sinne des EEG eingespeist worden.

Für die Frage, ob ein Anlagenbetreiber innerhalb eines Arealnetzes einen Anspruch auf Ausstellung von Regionalnachweisen hat, ist somit entscheidend, ob er seinen Strom im Wege der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe anbietet. Ist dies der Fall, besteht ein Anspruch für den auf diesem Wege direkt vermarkteten Strom. Auch hier gilt allerdings, dass das UBA dies im Rahmen der Antragstellung nicht selbst überprüfen muss, sondern wiederum darauf abstellen kann, ob der Anlagenbetreiber seitens des Netzbetreibers eine Marktprämie erhält, da die Direktvermarktung des Stroms hierfür Voraussetzung ist. Über den Bezug der Marktprämie informiert der Netzbetreiber mittels Nachricht im Rahmen der Marktkommunikation.

6.2.3 Speicher

Im Rahmen des Aufbaus des Regionalnachweisregisters stellt sich die Frage, inwiefern Speicheranlagen berechtigt sein sollten, sich im RNR zu registrieren und Regionalnachweise ausstellen zu lassen. Dabei ist zunächst nach dem Wortlaut des § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 davon auszugehen, dass nicht allen Anlagenbetreibern auf Antrag Regionalnachweise auszustellen sind, sondern nur denjenigen, die ihren Strom direkt vermarkten. Damit ist klargestellt, dass nur Anlagenbetreiber Regionalnachweise erhalten können, die nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 einen Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie haben. Nach § 3 Nr. 1 Hs. 2 EEG 2017 gelten zwar auch „*Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus EE oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln*“, als Anlage. Daher wird in der Literatur vertreten, dass der Speicherbetreiber durchaus selbst Anspruchsinhaber sein könne.²¹ In der Konsequenz dieser Ansicht hätte der Speicherbetreiber (und nicht der Anlagenbetreiber) damit für den direkt vermarkteten Strom einen Anspruch auf die Ausstellung von Regionalnachweisen. Die Frage, wem Regionalnachweise auszustellen sind, würde somit relevant, wenn Anlagenbetreiber und Speicherbetreiber nicht identisch sind.

Allerdings gelten zwar nach § 3 Nr. 1 Hs. 2 EEG 2017 auch Speicher vor dem Netz als Anlage i.S.d. EEG 2017. Dies bedeutet aber nicht, dass für sie auch ein Anspruch auf Marktprämie besteht. Denn dieser Anspruch besteht nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 für Betreiber von „*Anlagen*“, in denen „*ausschließlich erneuerbare Energien*“ eingesetzt werden. Die Anlagenfiktion für Speicher nach § 3 Nr. 1 Hs. 2 EEG 2017 hilft dabei nur über das Tatbestandsmerkmal der „*Anlage*“ hinweg, nicht aber über das Erfordernis des Einsatzes erneuerbarer Energien. Solche sind nach § 3 Nr. 21 EEG 2017 nur Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie und Energie aus Biomasse. Da Speicher, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zulauf, keine dieser erneuerbaren Energien, sondern eingespeicherten Strom zur Stromproduktion einsetzen, besteht damit für diese bereits kein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie.²² Dementsprechend kann für Speicher bereits nach dem Wortlaut auch kein Anspruch auf die Ausstellung von Regionalnachweisen für direkt vermarkteten Strom „*aus erneuerbaren Energien*“ nach § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 bestehen.

Eine andere Beurteilung ergibt sich auch nicht aus der Bestimmung des § 19 Abs. 3 EEG 2017, wonach geregelt wird, dass der Anspruch auf Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 auch besteht, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist. Hiermit wird kein Anspruch des Speicherbetreibers selbst geregelt, sondern lediglich klargestellt, dass eine Zwischenspei-

²⁰ Schumacher 2015, § 5 Rn. 56; Lehnert/Vollprecht 2012, S. 365; Wustlich/Müller 2011, S. 382.

²¹ Wieser 2011.

²² Sailer 2014.

cherung vor der Netzeinspeisung unschädlich für den Anspruch nach „Absatz 1“ ist (also des Anspruchs der Anlage, die den Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt). Dementsprechend deutet auch § 19 Abs. 3 EEG 2017 darauf hin, dass nicht der Speicherbetreiber selbst den Anspruch auf die Marktprämie hat, sondern der Betreiber der EE-Anlage.²³

Schließlich spricht auch die Behandlung von Speichern im Rahmen der Ausstellung von Herkunftsnachweisen dafür, Speichern (mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zulauf) keine Regionalnachweise auszustellen. Nach § 7 HkRNDV werden HKN explizit nur für Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichen Zuflüssen ausgestellt. Eine explizite Regelung für sonstige Speicher findet sich nicht. Dies spricht dafür, dass auch im Rahmen des HKN-Registers bislang davon ausgegangen wird, dass Speicher nicht direkt erneuerbare Energien zur Stromerzeugung einsetzen und somit keinen Anspruch auf die Ausstellung von HKN haben.

Für die Frage, wie im Rahmen des Regionalnachweisregisters damit umzugehen ist, wenn Speicher und Anlage in unterschiedlichen PLZ-Gebieten liegen, ergibt sich die Antwort somit ebenfalls aus der obigen Argumentation. Es kommt nach vorzugswürdiger Ansicht nur auf den Standort der Anlage und nicht des Speichers an, es sei denn, es handelt sich um ein Pumpspeicherkraftwerk mit natürlichen Zuflüssen.

²³ Sailer 2014.

7 Übertragung des Regionalstromkonzepts auf die Prozesse und rechtlichen Vorgaben der Direktvermarktung

7.1 Haupt- und Nebenprozesse in der Direktvermarktung ohne Regionalstromkonzept

Im Regelfall vermarktet der Betreiber einer EEG-Anlage den erzeugten Strom nicht selbst, sondern beauftragt hiermit ein Direktvermarktungsunternehmen, da dieses die Anforderungen wie die Bilanzierung in einem sortenreinen Bilanzkreis und die Anbindung von Fernsteuereinheiten erfüllt und den Betreiber so entlastet. Der beauftragte Direktvermarkter kann dabei entweder ein Unternehmen sein, das sämtliche Aufgaben eines Direktvermarkters selber übernimmt, oder aber ein solches, das diese Dienstleistungen zwar nach außen hin vollständig anbietet, sie jedoch intern nur teilweise abwickeln kann und sich seinerseits eines Direktvermarkters im Wege der White-Label-Dienstleistung bedient, der die fehlenden Dienstleistungen erbringt.²⁴ Möglich ist auch die Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber selbst, was insbesondere von EVU wahrgenommen wird, die zugleich Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind (§ 20 Abs. 1 EEG 2017).

In der Direktvermarktung bestehen verschiedenste Geschäftsmodelle und vertragliche Modelle gegenüber dem Anlagenbetreiber, so dass im Folgenden eine typisierende Betrachtung vorgenommen wird (Abbildung 6: Ablauf Direktvermarktung). Dies schließt nicht aus, dass es auch abweichende Vermarktungsmodelle gibt, wie z.B. der bereits oben dargestellte Fall einer bloßen Maklerfunktion des Direktvermarkters (oben Abbildung 4: Anlagenbetreiber ist EVU, Direktvermarkter übernimmt Bilanzkreismanagement des Anlagenbetreibers). Im Folgenden werden zunächst nur Formen der Direktvermarktung behandelt, bei denen der AB an den DL Strom liefert (oben Abbildung 2: Bilanzkreispooling).

Ein solcher „typischer“ Direktvermarktungsvertrag regelt, dass der Direktvermarktungsdienstleister zum Zwecke der Direktvermarktung über den eingespeisten Strom frei verfügen kann. Gleichzeitig ist der DL jedoch auch zur Abnahme des Stroms verpflichtet und muss diesen an einen Dritten veräußern.

Hierzu wird der Direktvermarkter vom Anlagenbetreiber beauftragt, die EEG-Anlage beim Verteilnetzbetreiber (VNB) anzumelden; der Strom aus der Anlage wird vom Direktvermarkter in einem sortenreinen Bilanzkreis bilanziert.

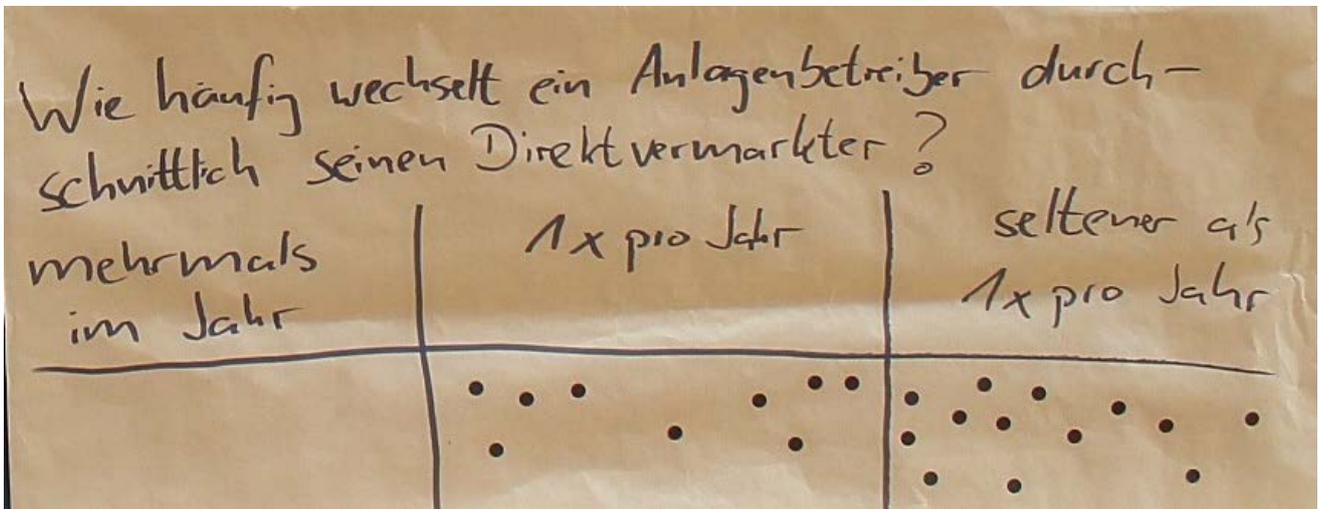
Die Einspeisung der EEG-Anlage wird vom VNB an den DL gemeldet, der als Bilanzkreisverantwortlicher Einspeisung und Absatz des Stroms im sortenreinen MP-Bilanzkreis ausgleichen muss. Der VNB zahlt die Marktprämie zum 15. des Folgemonats in Form von geschätzten monatlichen Abschlägen an den AB aus (§ 26 Abs. 1 EEG 2017). Einmal jährlich findet für das Vorjahr eine Endabrechnung der finalen Marktprämien statt, in der die geleisteten Abschläge des VNB korrigiert werden, da die exakte Höhe der Marktprämie zum Zeitpunkt der Zahlung noch nicht feststeht. Die Stromerlöse und ggf. weitere Vermarktungserlöse, etwa für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, erhält der AB vom DL.

Der AB kann den DL jederzeit wechseln (§ 21b Abs. 4 Nr. 1 EEG 2017). Hierbei meldet der neue DL die EEG-Anlage beim VNB an und der bisherige DL bestätigt die Ablösung der Anlage aus dessen Bilanzkreis und Vermarktungsverantwortung. Ebenso ist der bestehende DL für die Ummeldung in einen neuen Bilanzkreis verantwortlich, sofern der Direktvermarktungsvertrag gekündigt, aber kein neuer DL beauftragt wurde. Der Wechsel findet jedoch zumeist zum Jahreswechsel statt und nicht mitten im

²⁴ So berichtet ein Direktvermarkter bei Köpke 2017, dass von den 46 antwortenden Direktvermarktern nur etwa die Hälfte oder sogar weniger „Full-service-Direktvermarkter“ seien. Angeschrieben wurden 182 Unternehmen, die einen MP-Bilanzkreis bei den vier ÜNB angemeldet haben.

Jahr, da die Direktvermarktungsverträge im Regelfall nur zum Jahresende kündbar sind.²⁵ Zudem erfolgt der Wechsel eher selten, da ein Tausch der erforderlichen Fernsteuereinheiten bedingt durch den Wechsel des DL zusätzlichen technischen Aufwand bedeutet und die Vergütungsaufteilungen aufgrund des starken Wettbewerbs weitgehend angeglichen wurden:

Abbildung 5: Wie häufig wechselt ein Anlagenbetreiber durchschnittlich seinen Direktvermarkter?



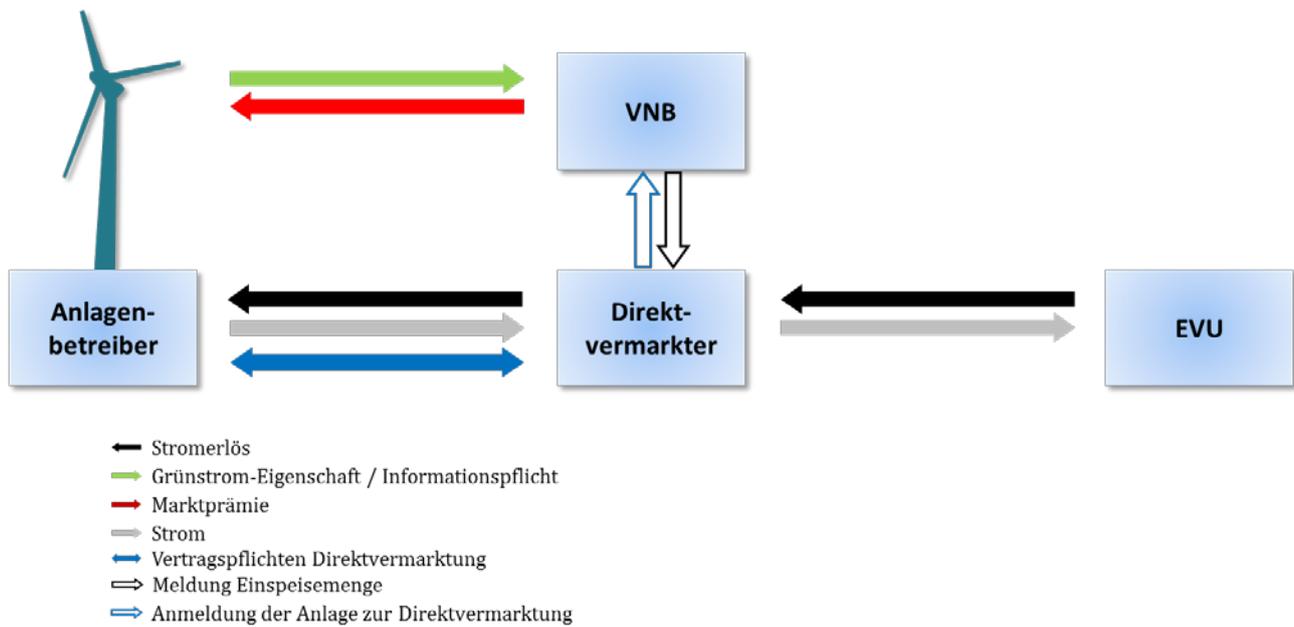
Quelle: HKNR-Fachtagung 2016. Stellwand im Workshop 4 der 4. HKNR-Fachtagung des Umweltbundesamtes am 26./27.04.2016 in Dessau-Roßlau.

Ein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen des EEG ist zum ersten Kalendertag eines Monats möglich (§ 21b Abs. 1 EEG 2017), muss dem Netzbetreiber jedoch einen vollen Monat im Voraus mitgeteilt werden. Daneben ist es auch möglich, den Strom einer Anlage nach Prozenten aufgeteilt in mehreren Vermarktungsformen zu führen, beispielsweise teilweise in der Marktprämie und teilweise in der sonstigen Direktvermarktung (sog. Tranchierung, § 21b Abs. 2 EEG 2017). Hieraus folgt, dass eine Anlage in einem Monat für einen prozentualen Anteil Regionalnachweise und für den anderen prozentualen Anteil Herkunftsnachweise ausstellen lassen kann. Gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 ist die Nutzung der Einspeisevergütung für Anlagen größer als 100 kW, die nach dem 31.12.2015 in Betrieb gegangen sind, auf maximal drei Monate begrenzt (Ausfallvergütung).

Im Falle von lokalen Netzengpässen kann der VNB die Leistung von EEG-Anlagen herunterregeln oder diese vorübergehend ganz abschalten (Einspeisemanagement, § 14 EEG 2017). Der AB kann die so entgangenen Erlöse vom Netzbetreiber (zu mind. 95%, § 15 EEG 2017) zurückfordern und wird hierbei vom DL im Regelfall unterstützt.

²⁵ Nach Lessner 2017 dauern die Verträge bei Bestandsanlagen regelmäßig ein bis zwei Jahre. Bei Neuanlagen sei ein Trend hin zu längeren Verträgen mit fünf-, manchmal sogar zehnjähriger Laufzeit feststellbar. Nach Köpke 2016 wechseln manche AB mit großem Anlagenportfolio jährlich den DL, da sie wegen der Werthaltigkeit des Anlagenportfolios einen DL finden werden, der ihnen den gewünschten Preis zahle.

Abbildung 6: Ablauf Direktvermarktung



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

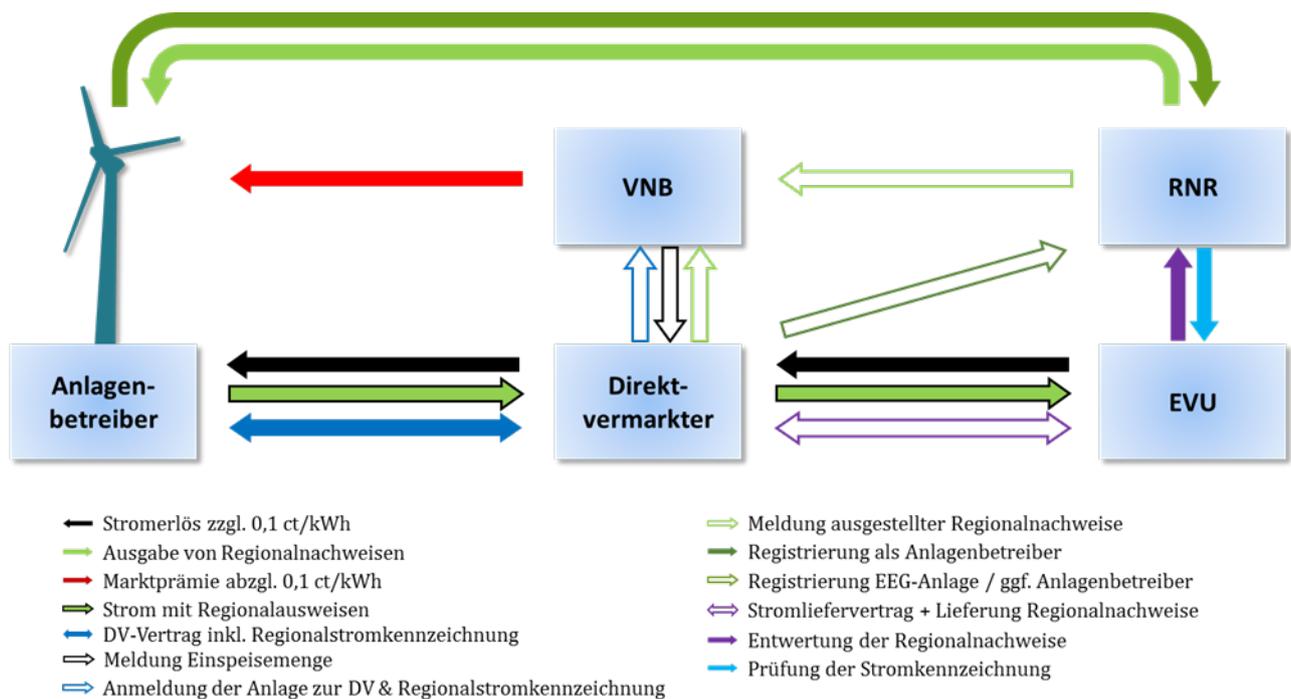
7.2 Vertragsgegenstand der Direktvermarktung nach Regionalstromkonzept

Es ist davon auszugehen, dass die optionale Vermarktung im Rahmen des Regionalstromkonzepts zukünftig regelmäßig in Direktvermarktungsverträge zwischen AB und DL aufgenommen wird, ebenso die Vollmacht, die das UBA für die Registrierung des AB durch den DL vorsieht;²⁶ bestehende Verträge werden bei Bedarf entsprechend um die Vermarktung, gegebenenfalls auch die gesamte Abwicklung der Regionalnachweise und damit die Entscheidung über das „ob“ und das „wie“ erweitert.

In den im obigen Sinne „typischen“ Direktvermarktungsverträgen beauftragt und verpflichtet der Anlagenbetreiber den Direktvermarktungsdienstleister damit, die eingespeisten Strommengen einer oder mehrerer EEG-Anlagen im Rahmen des Marktprämienmodells nach § 20 EEG 2017 zu vermarkten. Der DL verpflichtet sich, mindestens den jeweils zur Einspeisung gültigen Spotpreis an der Strombörse an den AB zu vergüten. Über die Vermarktung an der Strombörse hinaus besteht für den DL bereits bei der bisher gültigen Gesetzgebung die Möglichkeit, die Strommengen deklariert als „Strom unbekannter Herkunft“ an Großabnehmer zu veräußern. Sofern die Nutzung des Regionalstromkonzepts vertraglich vereinbart wird, erhält der DL zukünftig zusätzlich das Recht, die regionale Herkunft unter Nennung der Lieferanlagen mit zu vermarkten. Hierzu übernimmt der DL – je nach Gestaltung des Regionalnachweisregisters und der dortigen Vertretungsmöglichkeiten – nach der Anmeldung der Anlagen beim Verteilnetzbetreiber für die Direktvermarktung im Marktprämienmodell auch die Registrierung im RNR, sofern ihm hierzu eine Vollmacht vorliegt.

²⁶ Direktvermarktungsdienstleister 2017 mündlich.

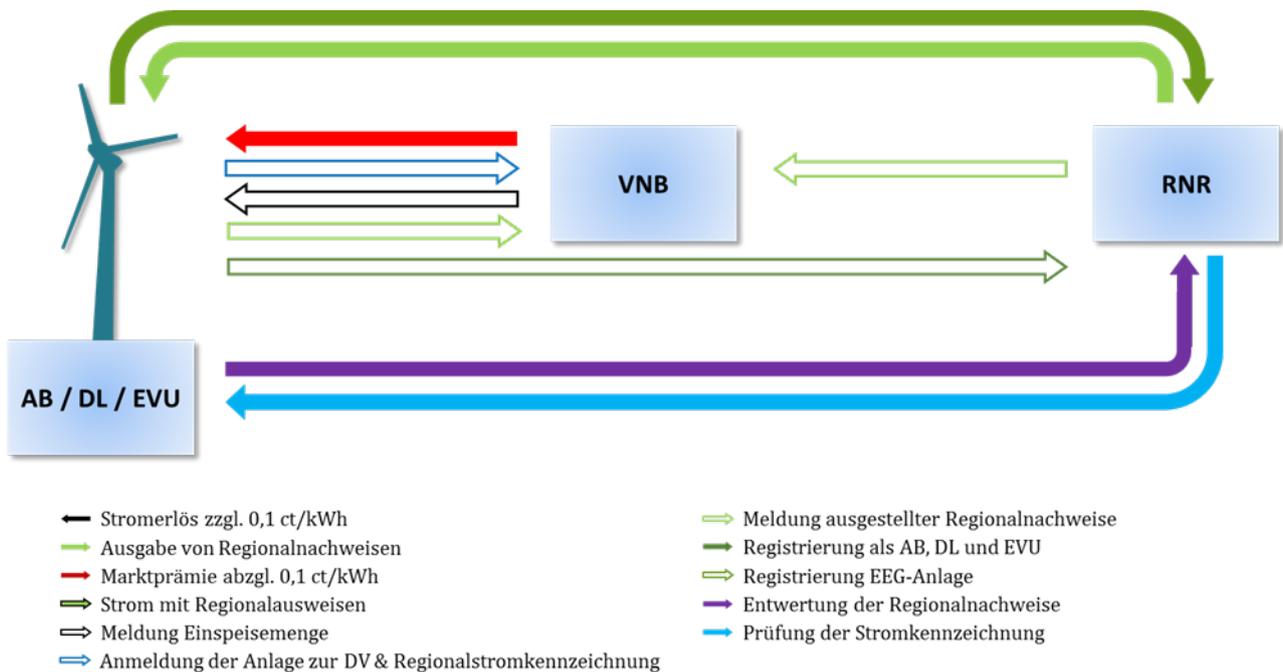
Abbildung 7: Ablauf Direktvermarktung bei Nutzung der Regionalstromkennzeichnung



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Zwar dürfte die Konstellation in der obigen Darstellung im Markt sehr häufig anzutreffen sein, jedoch wird es auch zahlreiche Fälle geben, in denen eine oder mehrere der obigen Akteursrollen in einer Hand liegen. Zur Verdeutlichung sei hier das obige Schema auf die Konstellation übertragen, bei der z.B. ein Stadtwerk eine EEG-geförderte Anlage selbst betreibt und auch die Direktvermarktung selbst übernimmt:

Abbildung 8: Ausgabe von Regionalnachweisen durch Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und EVU in einer Instanz



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

In einer weiteren möglichen Konstellation hat der DL keine Intention, die Regionalnachweise zu vermarkten.²⁷ Er schließt dementsprechend keinen Vertrag mit dem Anlagenbetreiber über die Nutzung der Regionalnachweise. Der Anlagenbetreiber sucht sich daraufhin zusätzlich zum Direktvermarktungsdienstleister einen Dienstleister für die Vermarktung der Regionalnachweise (z.B. einen Commodity-Händler oder einen spezialisierten RN-Dienstleister).

Da Regionalnachweise nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms gehandelt werden dürfen (§ 79a Abs. 5 EEG 2017, siehe hierzu näher Kapitel 8), kann der Anlagenbetreiber die RN nicht ohne eine Stromlieferung an den Händler übertragen.

Es ist denkbar, dass der Anlagenbetreiber sich anderweitig Strom beschafft und an den Dienstleister verkauft. Wenn die Direktvermarktung des Stroms und der Verkauf der regionalen Eigenschaft anhand von RN separat ablaufen sollen, müsste ein zusätzlicher Stromliefervertrag zwischen Anlagenbetreiber und Commodity-Händler bestehen. Hierfür wäre ein zusätzlicher Swap-Vertrag erforderlich, mittels dessen der Anlagenbetreiber den Commodity-Händler/RN-Dienstleister mit einer Strommenge entsprechend der RN-Menge beliefert.

Solange anhand entsprechender Stromlieferbeziehungen zwischen den Beteiligten die – im nächsten Kapitel eingehend erörterten – Anforderungen des Kopplungsgebots eingehalten werden, muss ein Anlagenbetreiber somit die in seiner Anlage erzeugten RN nicht zwingend an seinen Direktvermarkter verkaufen, sondern kann diese auch an Dritte vermarkten. Es ist jedenfalls kein zwingender Grund ersichtlich, weshalb eine solche separate Vermarktung lediglich den nachfolgenden Akteuren der Wertschöpfungskette (Direktvermarkter und Händler) möglich sein sollte.

²⁷ Direktvermarktungsdienstleister 2017 mündlich.

Zweifelhaft ist jedoch, ob sich der Markt tatsächlich in diese Richtung entwickeln wird: Durch den zusätzlichen Bezug von Strommengen, die mittels Swap-Vertrag zwischen Anlagenbetreiber und Commodity-Händler/RN-Dienstleister ausgetauscht werden, damit ein Stromliefervertrag besteht, würde dieses Vertragskonstrukt komplex. Vor diesem Hintergrund erscheint es wahrscheinlicher, dass der Anlagenbetreiber sich einen Direktvermarktungsdienstleister suchen wird, der bereit ist, sowohl den eingespeisten Strom als auch die Regionalnachweise zu vermarkten.

Abzuwarten bleibt auch, ob sich überhaupt ein Markt für entsprechende reine RN-Händler bilden wird. Für Commodity-Händler dürfte ein Handel mit RN eher nicht in Frage kommen, da sie überwiegend nur vom Strom losgelöste Zertifikate wie Herkunftsnachweise oder CO₂-Zertifikate handeln.²⁸ Da der Handel von Regionalnachweisen explizit nicht vom Strommarkt losgelöst ist und die Kommunikation mit verschiedenen Akteuren im Strommarkt erfordert (z.B. Meldung an den VNB, siehe auch Abbildung 7: Ablauf Direktvermarktung bei Nutzung der Regionalstromkennzeichnung), fallen Regionalnachweise voraussichtlich nicht in das Portfolio reiner Commodity-Händler. Unterstrichen wird dies noch durch den Ausschluss von Leergeschäften (siehe auch Kapitel 8.1.3) und die Anforderungen an die Stromlieferverträge (siehe auch Kapitel 8.1.4).

²⁸ Direktvermarktungsdienstleister 2017 mündlich.

8 Kopplung von Regionalnachweisen und Stromlieferverträgen

8.1 Inhalt der Kopplung – Anforderungen an Stromlieferverträge

§ 79a Abs. 5 EEG 2017 verlangt eine Kopplung von Strommenge und Regionalnachweis: *„Regionalnachweise dürfen nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind, übertragen werden.“* Mit dieser Regelung soll ein vom Strommarkt losgelöster Handel von Regionalnachweisen unterbunden werden, um die Glaubwürdigkeit des RN-Systems für die Endkunden zu erhöhen.

Im Folgenden wird näher analysiert, welche Anforderungen Stromlieferverträge erfüllen müssen, um zulässiger Anknüpfungspunkt für eine Übertragung von Regionalnachweisen zu sein. Zunächst wird – in negativer Abgrenzung – herausgearbeitet, welche denkbaren Anforderungen nicht zwingend gegeben sein müssen, im Anschluss werden positiv die verbindlich erforderlichen Anforderungen an die Lieferverträge dargestellt.

8.1.1 Keine bilanzielle Kopplung

Durch die Anknüpfung des Wortlauts von § 79a Abs. 5 EEG 2017 an die vertragliche Lieferkette unterscheidet sich die geforderte Kopplung von Regionalnachweisen von der optionalen Kopplung, welche Anlagenbetreibern für die Ausgabe von Herkunftsnachweisen gemäß § 8 Abs. 3 HkRNDV zur Verfügung steht. Bei letzterer Regelung ist anzugeben, in welchen Bilanzkreis die Strommenge, die von dem Kraftwerk erzeugt wurde, geliefert wird. Die Einhaltung dieser Anforderung ist durch Umweltgutachter zu bestätigen. Die zusätzliche Eigenschaft in Form der Kopplung entfällt, wenn der Herkunftsnachweis an Dritte übertragen wird.

Die Übertragung der Strommenge in den Bilanzkreis des Käufers ist für die Kopplung von Regionalnachweisen nicht vorgegeben. § 79a Abs. 5 EEG 2017 verlangt lediglich das Bestehen eines Stromliefervertrages, also des privatrechtlichen Verpflichtungsgeschäfts, nicht jedoch die Erfüllung des Geschäfts durch Übertragung der Strommenge zwischen den Bilanzkreisen von Käufer und Verkäufer. Demnach können Regionalnachweise zusammen mit der entsprechenden vertraglich festgesetzten Strommenge beliebig oft verkauft werden.

8.1.2 Keine Zeitgleichheit von Stromlieferung an Endkunden und Regionalnachweisen

Die vertragliche Kopplung nach § 79a Abs. 5 EEG 2017 schreibt keine ausdrückliche Zeitgleichheit der Erzeugung und Lieferung von Strom und Regionalnachweisen vor. Diese könnte – je nach Gestaltung der Regionalnachweise – viertelstundenscharf ohnehin nicht abgebildet werden, da Regionalnachweise möglicherweise ähnlich wie Herkunftsnachweise für Produktionsmonate ausgestellt werden. Zudem entwickelte sich bei Zeitgleichheit gegebenenfalls eine neue Vermarktungsart, die aber mit dem reinen Kennzeichnungsmodell des Regionalnachweisregisters nicht kompatibel wäre. Regionalnachweise können somit unabhängig vom Produktionsmonat für die Stromkennzeichnung des gesamten Kalenderjahres, welches der Stromproduktion zu Grunde liegt, verwendet werden. Regionalnachweise, die beispielsweise für eine im Monat Juli 2018 erzeugte Strommenge ausgestellt wurden, können zum Nachweis der regionalen Herkunft des Stroms für das gesamte Jahr 2018 eingesetzt werden. Die monatscharfe Ausstellung der RN hat lediglich eine Bedeutung bei der Bestimmung des Verfallsdatums der RN nach 24 Monaten (siehe dazu § 12 EEV).

8.1.3 Kein Ausschluss durch gegenläufige Lieferverträge

Aus dem oben Gesagten folgt zwangsläufig, dass RN auch entlang von Vertragsketten übertragen werden können, bei denen die in der Energiewirtschaft üblichen gegenläufigen Verträge (es gibt einen Preiseffekt, da einer der beiden Vertragspartner einen höheren Preis zahlt als der andere) sowie Swap-Geschäfte (Finanzinstrument) zum Einsatz kommen, die dazu führen, dass eine Erfüllung der Stromlieferverträge in Form einer Übertragung der Strommengen zwischen den Bilanzkreisen nicht oder nur teilweise erfolgt.

Die Möglichkeit, dass ein Zwischenhändler die Strommenge, an die die Regionalnachweise gekoppelt sind, in geringerer oder gleicher Höhe vertraglich an den Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter zurückliefert, wird durch den Wortlaut des § 79a EEG 2017 nicht ausgeschlossen. Stattdessen sagt die Gesetzesbegründung, dass „*bestehende Liefer- und Vertragsstrukturen möglichst weitgehend beibehalten werden*“ sollen.²⁹ Gerade die Swap-Geschäfte und die gegenläufigen Verträge sind übliches Geschäftsgebaren am Strommarkt.³⁰ Es ist zu erwarten, dass die Akteure am Strommarkt die beschriebenen Instrumente einsetzen werden und auf diesem Wege dem Gesetzeswortlaut entsprechen, letztlich jedoch ausschließlich die Eigenschaft des Stroms in Form der Regionalnachweise übertragen. Entsprechend kann auch ein EVU Strommengen und Regionalnachweise von einem Anlagenbetreiber, einem Direktvermarkter oder einem nachgelagerten Zwischenhändler beziehen, die Regionalnachweise im Rahmen der Stromkennzeichnung entwerten, die bezogenen Strommengen jedoch an Dritte liefern – oder aber die Strommenge aufgrund eines Swap-Geschäfts oder gegenläufigen Vertrags überhaupt nicht oder nur in Teilen tatsächlich in den eigenen Bilanzkreis geliefert bekommen.

Leergeschäfte, also gegenläufige Verträge ohne jeden Effekt, sind als Scheingeschäfte verboten, da die Möglichkeit der Marktmanipulation besteht. Sie können daher auch nicht als Stromliefervertrag herangezogen werden, um eine Übertragung von Regionalnachweisen zu rechtfertigen.

8.1.4 Anforderungen an korrespondierende Stromlieferverträge

Die Zulassung von Swap und gegenläufigem Vertrag erleichtert zwar dem Strommarkt die Handelbarkeit von Regionalnachweisen, jedoch soll es nach dem Willen des Gesetzgebers im Unterschied zum Handel mit Herkunftsnachweisen ausdrücklich keine freie Handelbarkeit der Regionalnachweise geben. Diese können nicht wie Herkunftsnachweise zwischen beliebigen Verkäufern und Käufern gehandelt werden – als Voraussetzung für die Übertragung der RN muss stets das Bestehen mindestens eines konkreten, mit der RN-Übertragung korrespondierenden Stromliefervertrages nachgewiesen werden können. Diese inhaltliche Korrespondenz zwischen dem Liefervertrag und den RN ergibt sich aus der Formulierung des § 79a Abs. 5 EEG 2017, wonach die RN entlang der „*vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind*“, übertragen werden können. Es reicht also nicht aus, dass es irgendeine Art von Stromliefervertrag zwischen dem Käufer und dem Verkäufer der RN gibt – dieser Vertrag muss sich auf die konkrete Lieferkette des Stroms beziehen, für den die RN ausgestellt wurden. Hieraus ergeben sich einige inhaltliche Mindestanforderungen an die Stromlieferverträge:

- **Zuordnungsfähigkeit von Strommengen zu Vertragspartnern:** Die Kopplung der RN-Übertragung an die „*vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind*“, verlangt nach einer Nachvollziehbarkeit der jeweiligen Handelspartner und der Zuordnungsfähigkeit des Stroms zu einzelnen Vertragspartnern. Diese Zuordnungsfähigkeit ist bei außerbörsli-

²⁹ BT-Drucks. 18/8860, S. 245.

³⁰ Siehe dazu beispielsweise Draxler/Sessel-Zsebik, Kapitel 19 Rn. 24 ff.

chen OTC-Geschäften gegeben, weil die Handelspartner bilaterale Verträge miteinander abschließen.³¹ Wird der Strom über die Börse vermarktet, steht auf den ersten Blick zwar die Zuordnungsfähigkeit in Frage, weil die an der Börse auftretenden Käufer und Verkäufer einander nicht kennen und der Handel über die Börse anonymisiert stattfindet. Anders als bei anderen Börsen wird die Strombörse jedoch selbst Vertragspartner: Die ECC (European Commodity Clearing) wird Vertragspartner (= Käufer) des Verkäufers und Vertragspartner (= Verkäufer) des Käufers.³² Theoretisch wäre somit eine vertragliche Lieferkette auch beim Stromhandel über die Börse nachweisbar und entsprechend auch ein Handel mit RN über die Börse denkbar. Da die Vermarktbarkeit von RN jedoch regional stark begrenzt ist, erscheint es sehr fraglich, ob RN ein börsentaugliches Produkt sind. Solange die Börse keinen RN-Handel anbietet, können keine RN für Strom übertragen werden, der an der Börse vermarktet wurde. Insbesondere ist eine Übertragung der RN vom Börsenstrom-Verkäufer an den Börsenstrom-Käufer unter Auslassung des Handelspartner ECC nicht möglich, weil mit einer solchen „Abkürzung“ der Handelswege das Merkmal einer „Übertragung entlang der vertraglichen Lieferkette“ nicht mehr erfüllt wäre.

- **Keine anlagenspezifische Lieferpflicht:** Nicht erforderlich ist der Nachweis, dass der Strom aus spezifischen Anlagen an einzelne Kunden geliefert werden soll – beispielsweise, dass ein bestimmter Kunde den Strom aus einer im Regionalnachweis genau definierten Anlage geliefert bekommt. Dieser Nachweis wäre in der Praxis des Stromhandels kaum zu erbringen, da in der Regel der Strom aus vielen Anlagen zusammengefasst vermarktet wird. Die anlagenspezifische Zuordnung von Strommengen an Abnehmer erfolgt erst auf nachgelagerter Ebene durch das RN-System.
- **Bestimmung der Hauptleistungspflichten – keine Rahmenverträge:** Lieferverträge im Sinne des § 79a EEG 2017 sind nur solche Verträge, welche den Verkäufer zur Lieferung einer genau definierten Menge Strom zu einem definierten Zeitraum mit definierter Eigenschaft zum Gegenstand haben. Die Liefermenge und der Lieferzeitraum bestimmen die Hauptleistungspflicht des Lieferanten und sind daher ebenso notwendige Vertragsinhalte von Stromlieferverträgen wie der Preis für die Zahlungspflicht des Empfängers. Nicht als Stromliefervertrag sind daher EFET-Rahmenverträge³³ oder sonstige Rahmenverträge³⁴ zu beurteilen, die lediglich die allgemeinen Konditionen für spätere Einzelaufträge bestimmen. Der Rahmenvertrag wird grundsätzlich unbefristet geschlossen.³⁵ Seine Aufbewahrungsfrist beträgt 10 Jahre. Er hat keine Vertragsnummer.

Sog. Election sheets³⁶ konkretisieren als Anpassungsvereinbarung die Lieferbedingungen durch verbindliche Wahl von Optionen, die der Rahmenvertrag offenlässt; auch bestimmen sie, wer berechtigt ist, auf Grundlage des Rahmenvertrages Einzelkontrakte zu schließen. Sie enthalten jedoch noch keine Liefermengen, -zeiträume, -bedingungen oder -preise und sind daher noch kein Stromliefervertrag.

Nach Abschluss eines solchen Rahmenvertrags müssen sich beide Vertragsparteien meist telefonisch nur noch über den Preis, die Menge und den Zeitraum der konkret zu kaufenden bzw. zu verkaufenden Elektrizität einigen und die Einigung durch eine normierte Handelsbestäti-

³¹ Krapf, Kapitel 21 Rn. 5.

³² Pilgram, Kapitel 68 Rn. 35; Krapf, Kapitel 21 Rn. 17.

³³ Siehe dazu beispielsweise Draxler/Sessel-Zsebik, Kapitel 19 Rn. 41 ff; Stuhlmacher/Stappert, Kapitel 69 Rn. 8.

³⁴ Siehe dazu beispielsweise Draxler/Sessel-Zsebik, Kapitel 19 Rn. 44 ff.

³⁵ Zenke/Dessau, Kapitel 140 Rn. 287.

³⁶ Stuhlmacher/Stappert, Kapitel 69 Rn. 3, 8; Zenke/Dessau, Kapitel 140 Rn. 287.

gung beurkunden (man spricht gemeinhin von Einzelbeauftragung, Einzelvertrag, Transaktionsbestätigung, confirmation declaration oder deal confirmation³⁷). Erst diese Einzelbeauftragung stellt einen Liefervertrag da, weil erst damit eine konkrete Lieferverpflichtung des Verkäufers ausgelöst wird. Die Einzelbeauftragung wird in jedem Fall schriftlich bestätigt (per Mail oder Fax).³⁸ Einzelbeauftragungen haben unterschiedliche Laufzeiten von mindestens 15 Minuten bis zu maximal 5 Jahren. Sie werden z.T. täglich, z.T. in größeren Abständen geschlossen. Abgerechnet werden jedoch sämtliche Einzelbeauftragungen – egal ob über wenige Viertelstunden oder über mehrere Jahre – immer auf Monatsbasis nach Vorgabe ACER. Die Aufbewahrungsfrist der schriftlichen Einzelbeauftragungen beträgt 10 Jahre. Beide Vertragsparteien tragen die Einzelbeauftragung in ihre Abrechnungssysteme ein; dies geschieht im Regelfall unter unterschiedlichen Nummern.

- **Keine nachträglichen Lieferverträge:** Im Zuge des Gutachtenprozesses wurde von Marktteilnehmern die Erwartung geäußert, dass zu Beginn eines Jahres zwischen Vertrieben und RN-Anbietern mengenmäßig leere Stromlieferverträge einschließlich entsprechender gegenläufiger Verträge abgeschlossen werden und (erst) im Folgejahr genau bestimmt wird, welche Strommenge im vergangenen Jahr „geliefert“ und im Rahmen eines gegenläufigen Vertrags „zurückgeliefert“ worden sein soll. Da der Rahmenvertrag selbst keinen Stromliefervertrag im Sinne einer „vertraglichen Lieferkette“ darstellt, ist zu prüfen, ob die oben dargestellte Möglichkeit einer nachträglichen Einzelbeauftragung den Anforderungen des § 79a Abs. 5 EEG 2017 gerecht wird.

Für Endkundenvertriebe als potenzielle Teilnehmer am RNR wäre es von Vorteil, wenn sie – genauso wie bei Herkunftsnachweisen – erst zu einem späten Zeitpunkt auf dem RN-Markt tätig müssen: Für sie wäre es ideal, wenn sie erst dann den Beschaffungsprozess für RN einleiten müssen, wenn ihnen – erstens – ihr Stromabsatz für das Jahr der Stromkennzeichnung vorliegt und – zweitens – sie den EEG-Quotienten kennen, den die ÜNB am 31.07. des auf das Lieferjahr folgenden Jahres mitteilen (§ 78 Abs. 3 S. 2 EEG 2017), da dieser die maximale Menge des Stroms definiert, der mithilfe der Regionalnachweise als „regional“ ausgewiesen werden kann. Hilfreich könnte es zumindest sein, wenn der Ablauf des Stromlieferjahres abgewartet werden könnte, da der Endkundenvertrieb dann zumindest eine ungefähre Vorstellung von der zu bewertenden Menge an Regionalnachweisen hätte.

Ein Stromliefervertrag kann aus tatsächlichen Gründen jedoch nicht nachträglich geschlossen werden. Mit Ausnahme des Day-After-Handels mit Ausgleichsenergie zum Glätten von Bilanzkreisen (in der Praxis bis maximal 10 MWh) kennt der Strommarkt keine nachträglichen Stromlieferverträge.³⁹ Derartige Verträge wären auf eine objektiv unmögliche Leistung gerichtet, da Strom bereits im Moment der Produktion verbraucht wird. Verträge, die eine Stromlieferung in der Vergangenheit zum Inhalt haben, wären somit gemäß § 275 Abs. 1 BGB unwirksam und damit kein Bestandteil einer vertraglichen Lieferkette, auf deren Grundlage RN übertragen werden dürfen.

Selbst wenn es – ungeachtet der oben dargestellten zivilrechtlichen Unmöglichkeit – solche Lieferverträge gäbe, würden diese nicht den gesetzlichen Anforderungen des § 79a Abs. 5 S. 3

³⁷ Stuhlmacher/Stappert, Kapitel 69 Rn. 3, 9, 14 f; Zenke/Dessau, Kapitel 140 Rn. 287.

³⁸ Stuhlmacher/Stappert, Kapitel 69 Rn. 9: „Obwohl die Versendung von Bestätigungen je nach Leistungsfähigkeit des Handelssystems einen nicht unerheblichen Aufwand verursacht, macht die Mehrzahl der Handelspartner davon Gebrauch. Einzelverträge, die abseits des üblichen Handelsgeschäfts liegen und Sonderbedingungen beinhalten, aber auf der Grundlage des EFET-Rahmenvertrages vereinbart worden sind, werden immer bestätigt.“

³⁹ Beim Day-After-Handel handelt es sich jedoch bei näherer Betrachtung nicht um Stromlieferverträge, sondern um rein bilanzielle Ausgleichsgeschäfte.

EEG 2017 genügen. Der Gesetzgeber wollte mit der Einfügung des Erfordernisses einer Kopplung zwischen RN und Stromliefervertrag eine freie Handelbarkeit von RN vermeiden. Die nachträgliche Etablierung von Stromlieferverträgen für vorausgehende Zeiträume liefe auf eine solche freie Handelbarkeit hinaus. Zudem erscheint der Abschluss von Lieferverträgen, die auf unmögliche Leistungen gerichtet sind und die den einzigen Zweck haben, die Übertragung von RN zu ermöglichen, als offene Umgehung des § 79a Abs. 5 EEG 2017 als rechtsmissbräuchlich.

Im Ergebnis setzt die Übertragung von Regionalnachweisen also das Bestehen eines Vertrags über zukünftig zu liefernde Strommengen voraus.

- **Kongruenz von vertraglichen Liefermengen und Lieferzeiträume mit RN:** Aus der Formulierung in § 79a Abs. 5 EEG 2017, wonach sich die vertragliche Lieferkette auf den Strom beziehen muss, für den die RN ausgestellt worden sind, ergibt sich, dass zwischen den RN und dem im Liefervertrag verkauften Strom eine Kongruenz bestehen muss. Um diese Kongruenz näher zu bestimmen, ist maßgeblich, für welchen Strom RN ausgestellt werden – was heißt also „für den sie ausgestellt worden sind“? Hierbei ist zwischen der mengenmäßigen und der zeitlichen Dimension zu unterscheiden.

In zeitlicher Hinsicht dienen RN der Ermöglichung der regionalen Spezifizierung für die Stromkennzeichnung, welche ab 1. November des Folgejahres von den Vertrieben zu verwenden ist, wenn sie die Lieferung von Regionalstrom schuldeten. Folglich muss sich der Stromliefervertrag auf das Jahr der Stromproduktion beziehen, für welches ein RN ausgestellt wird. Hierüber hinaus ist nicht erforderlich, dass für jeden Viertelstunden-Zeitraum, jeden Tag oder jeden Monat eines Stromkennzeichnungsjahres, für das RN übertragen werden sollen, eine Stromlieferung vertraglich vereinbart wurde. (Die näheren zeitlichen Abläufe werden unten detaillierter beschrieben.)

In mengenmäßiger Hinsicht muss der Stromliefervertrag bezogen auf das jeweilige Produktionsjahr, für welches die RN ausgestellt wurden, mindestens zur Lieferung einer Strommenge verpflichtet, die so groß ist wie die Menge der RN, die übertragen werden sollen. Sollen zwischen zwei Vertragsparteien beispielsweise zur Stromkennzeichnung ab 1. November 2019 für das Basisjahr 2018 RN im Umfang von einer GWh geliefert werden, muss zwischen den Vertragspartnern mindestens ein Vertrag über die Lieferung von einer GWh oder mehr im Lieferzeitraum 2018 vorliegen.

8.2 Dokumentation, Nachweis und Überprüfung der Kopplung

Aufgrund einer Vielzahl möglicher Lieferkonstellationen ist eine Überprüfung der Lieferketten durch Wirtschaftsprüfer sehr aufwändig und kann die genannte ausschließliche Übertragung der Stromeigenschaften kaum unterbinden. Es dürfte finanziell nicht darstellbar sein, wenn der Wirtschaftsprüfer jeden Handlungsschritt der Lieferkette prüft. Prüfte der Wirtschaftsprüfer hingegen am Ende einer Handelskette beim Lieferanten, so stellt sich die Frage, ob dem Lieferanten Informationen über die vollständige Stromhandelskette bis zum Anlagenbetreiber vorliegen; dies dürfte im Regelfall nicht gegeben sein. Eine praktikable Umsetzung der Kopplung kann daher – anders als in der Gesetzesbegründung angedeutet⁴⁰ – kaum durch die Einschaltung von Wirtschaftsprüfern oder anderen Gewährsper-

⁴⁰ BT-Drucks. 18/8860, S. 258.

sonen zuverlässig geleistet werden. Bei der Ausarbeitung der technischen Grundlagen für das Regionalnachweisregister sollte daher der Fokus auf eine technische und unbürokratische Lösung gelegt werden.

In diesem Gutachtenprozess wurde sorgfältig erwogen, ob im RNR eine technische Lösung umgesetzt werden sollte, mit der im RNR eine nachvollziehbare Dokumentation zum Bestehen eines Stromlieferungsvertrages erfolgt. Es wurde insbesondere geprüft, ob der Verkäufer der Regionalnachweise verpflichtet werden sollte, bei der Übertragung der Regionalnachweise einen bestehenden Stromliefervertrag zum Käufer konkret zu benennen. Eine Übertragung wäre demnach nur dann möglich, wenn der RN-Veräußerer – erstens – ausdrücklich bestätigt, dass ein Stromliefervertrag mit dem RN-Empfänger besteht und er – zweitens – diesen Vertrag in einer für Dritte nachvollziehbaren Weise benennt (Referenz). Diese angedachte konkrete Benennung des Stromliefervertrages ist jedoch mit den Gegebenheiten des Stromhandels kaum vereinbar:

- Der für Stromtransaktionen von ACER vergebene Unique Transaction Identifier (UTI)⁴¹ ist für eine Eingabe in das RNR praktisch ungeeignet, da es sich um eine 55-stellige Abfolge von Ziffern und Buchstaben (klein und groß) handelt. Der UTI wird von den Handelspartnern in ihren Prozessen jedenfalls z.T. nicht verwendet, die Verwendung im RNR wäre mit (einem beinahe prohibitiv wirkenden) Aufwand und einer hohen Fehleranfälligkeit verbunden. Zudem bezeichnet die UTI nur solche Verträge, die nach REMIT berichtspflichtig sind; Verträge zwischen Betreibern von Anlagen bis zu 10 MW installierter Leistung und Händlern/Abnehmern des Stroms fallen nicht darunter, was bereits ausschließt, die UTI zu verwenden (Art. 4 Abs. 1 lit. b VO 1348/2014).
- Von den Marktakteuren intern verwendete Vertragsnummern sind ebenfalls problematisch, da beide Vertragspartner häufig jeweils eigene Referenzsysteme verwenden und somit mehrere verschiedene Referenzziffern für denselben Vertrag bestehen können.
- Die Angabe des Vertragsdatums als Referenz ist ebenfalls nicht unproblematisch, da zwischen Vertragspartnern oft parallel zahlreiche Verträge miteinander bestehen. Dies hätte zur Folge, dass bei Transaktionen von RN nicht nur eine, sondern ggf. dutzende Referenzverträge anzugeben wären.

Es ist vor diesem Hintergrund nach Ansicht von Marktteilnehmern mit einem erheblichen Aufwand verbunden, laufend bei allen Transaktionen von RN im RNR jeweils eine bzw. mehrere zutreffende Referenzen der Lieferverträge mitzuführen. Dieser Aufwand würde aufgrund der damit verbundenen Kosten die Akzeptanz und Marktfähigkeit des RNR erheblich beeinträchtigen.

Im Laufe des Gutachtenprozesses wurde daher entschieden, dass im RNR keine spezifische Referenzierung der jeweils zugehörigen Lieferverträge erfolgen soll. Vielmehr sollen die Marktteilnehmer im Rahmen der HkRNDV zu einer sorgfältigen Dokumentation der zugehörigen Lieferverträge für eine angemessene Frist verpflichtet werden. Solche Aufbewahrungen sollten ohnehin für die Akteure am Handelsmarkt greifen, da sie im Wesentlichen nach EMIR und REMIT reportingpflichtig sind (Ausnahmen: Verträge zwischen Betreibern von Anlagen bis zu 10 MW installierter Leistung und Händlern/Abnehmern des Stroms, Art. 4 Abs. 1 lit. b VO 1348/2014). Die Marktteilnehmer sollten zudem bei jeder Transaktion von RN deutlich darauf hingewiesen werden, dass ihnen die Dokumentation der vertraglichen Lieferkette obliegt und sie diesbezüglich gegenüber der Registerverwaltung auf Anforderung zum Nachweis verpflichtet sind. Im Fall einer Prüfung durch das UBA bzw. eines vom UBA beauftragten Prüfers müssten die Marktteilnehmer also die entsprechenden, passenden Lieferverträge herausuchen. Gelingt es ihnen nicht, anhand von spezifischen Lieferverträgen (mit zutreffendem Liefer-

⁴¹ ACER 2017, S. 59 ff.

zeitraum und ausreichenden Liefermengen) den Nachweis zu führen, dass die RN entlang einer Lieferkette übertragen wurden, sollte das UBA Sanktionen aussprechen können (z.B. Ahndung als Ordnungswidrigkeit oder Ausschluss vom RNR). Hierfür sollten die entsprechenden rechtlichen Grundlagen geschaffen werden.

Angesichts der zahlreichen Verträge, die zwischen einzelnen Marktakteuren z.T. parallel bestehen, sollte auch eine Summation von Lieferverträgen zugelassen werden. Zur Erfüllung der gesetzlichen Voraussetzungen ist es lediglich wichtig, dass in der Summe zwischen den übertragenen RN und den Stromlieferverträgen der beiden Vertragspartner eine Parallelität besteht – die Lieferverpflichtung muss sich daher nicht aus einem einzelnen Vertrag ergeben.

8.2.1 Vermeidung von Fehlüberweisungen

Im Rahmen des Gutachtenprozesses wurden verschiedene Möglichkeiten zur technischen Vermeidung von Fehlüberweisungen herausgearbeitet. Diese kommen in der Praxis des HKNR gelegentlich vor und führen auf Seiten des Registers zu erheblichem Aufwand. Gegenüber dem HKNR sollten im RNR Fehler erschwert und damit möglichst vermieden werden, gerade aufgrund der gesetzlichen Anforderungen an die Kopplung und der ggf. drohenden Sanktionen bei RN-Übertragungen ohne zugrundeliegende Stromlieferverträge. Zur Vermeidung von irrtümlichen Übertragungen von RN kommt beispielsweise eine ausdrückliche Bestätigung des Empfängers über das Bestehen des vom Verkäufer genannten Stromliefervertrags in Betracht. Dies ließe sich systemseitig durch eine elektronische Abfrage umsetzen, bei der der Empfänger der Regionalnachweise bestätigt, mit dem Lieferanten den vom Verkäufer angegebenen Stromliefervertrag geschlossen zu haben.

Eine Alternative hierzu stellt die Ausgestaltung des Übertragungsprozesses in der Weise dar, dass zunächst der Empfänger/Käufer der RN eine Anfrage auf Übertragung bestimmter Regionalnachweise an den Absender/Verkäufer sendet und die Transaktion erst nach dessen Bestätigung stattfindet. Auch auf diesem Wege ließe sich vermeiden, dass der Empfänger RN erhält, die nicht für ihn bestimmt waren.

8.2.2 Rückabwicklung von Transaktionen

Marktteilnehmern zufolge sollte das RNR die Möglichkeit der Prüfung der Qualität der RN (PLZ, Menge,...) und die Möglichkeit, falsche RN wieder zurückzuschicken, vorhalten. Da Transaktionen von RN grundsätzlich aufgrund der Kopplung nur mit einem Stromliefervertrag zulässig sind, muss das RNR für diese Fälle der Rückabwicklung – in denen es zumeist an einem (Rück-)Stromliefervertrag fehlen dürfte – eine Sonderlösung vorsehen.

- Bei Fehlüberweisungen und anderen zivilrechtlichen Rückabwicklungen soll das RNR-System eine Rückabwicklung ermöglichen. Diese Rückabwicklungen unterscheiden sich klar von sonstigen Fällen der Transaktion „Übertragen“, insbesondere muss kein Stromliefervertrag für eine Rückabwicklung vorliegen.
- Aus diesem Grund soll das RNR-System einen eigenen Prozess „Rückabwicklung von Transaktionen“ vorsehen.
- Es sollte jeweils nur der gesamte Transaktionsvorgang rückgängig gemacht werden können, d.h. eine Rückübertragung der gesamten Menge der übertragenen RN einer Transaktion. Damit wird eine Unterscheidbarkeit von Rückabwicklungen mit normalen Handelsvorgängen sichergestellt, für welche die Anforderung der Kopplung besteht.

8.3 Zwischenergebnis

Mit den oben beschriebenen Szenarien wäre es den Nutzern des RN-Registers möglich, die bislang im Strommarkt üblichen Liefer- und Beschaffungsprozesse weitgehend beizubehalten, was die Akzeptanz und Nutzung des Regionalstromkonzepts stärken würde; zudem entspräche dies dem Willen des Gesetzgebers. Gleichzeitig würde in nachvollziehbarer Weise die vom Gesetzgeber geforderte vertragliche Kopplung zwischen RN und Strom auf der gesamten Lieferkette der RN gewährleistet werden.

9 Kernprozesse in der Direktvermarktung unter Nutzung des Regionalstromkonzepts

Nachfolgend werden überblicksartig die Standardprozesse der (im obigen Sinne „typischen“) Direktvermarktung von Strom gemäß Marktprämienmodell bei der Nutzung von Regionalnachweisen beschrieben.

Im ersten Schritt meldet sich der AB, sofern nicht bereits geschehen, unter der entsprechenden Rolle im Regionalnachweisregister an und wählt einen oder mehrere DL aus, die er mit der Vermarktung seiner Anlagen beauftragt hat.

Eingedenk der Erfahrungen vom Aufbau des HKNR sollte zur Vereinfachung der Abläufe auch eine Anmeldung durch den vom AB beauftragten DL als Vertreter des AB ermöglicht werden. Ebenso erscheint es sinnvoll, dass die Begleichung der Gebühren des RN-Registers durch den DL ermöglicht wird. Der DL muss sich vorab per Post-Ident-Verfahren identifizieren und kann im Nachgang auch Anlagenbetreiber registrieren, zu denen eine Vertragsbeziehung besteht. Damit die Anmeldung des AB durch den DL erfolgen kann, bedarf es gegenüber dem RN-Register des Nachweises einer Bevollmächtigung des DL durch den AB. Dies ist alleine schon deshalb erforderlich, damit das RN-Register zur Einziehung der Gebühren im Fall eines Ausfalls des DL den AB in Anspruch nehmen kann. Das RN-Register sollte daher Mindestanforderungen an den Nachweis und an den genauen Inhalt der Bevollmächtigung stellen. Insbesondere sollte noch geprüft werden, ob das RN-Register bereits nach der aktuellen Rechtslage befugt ist, vom anmeldenden DL die physische Vorlage und/oder ein elektronisches Upload einer persönlich vom AB unterschriebenen Bevollmächtigung des DL zur Anmeldung der Anlage als zwingende Voraussetzung für die Anmeldung zu verlangen. Geprüft werden sollte auch, ob das RN-Register zudem die Vorlage einer klarstellenden (der späteren Streitvermeidung dienenden) Erklärung des AB verlangen kann, wonach sich dieser bewusst ist, dass er Gebührenschuldner aller vom DL in seinem Namen vorgenommenen gebührenpflichtigen Handlungen im RN-Register ist. Eine solche Erklärung könnte auf demselben, vom RN-Register zu entwickelnden Formblatt für eine Bevollmächtigung stehen.

Soweit es nach der derzeitigen Rechtslage nicht möglich sein sollte, entsprechende Erklärungen zur zwingenden Voraussetzung einer Anmeldung einer Anlage durch DL oder Dritte zu machen, wäre zu prüfen, ob in die Vorschriften der EEV oder der HkRNDV zum RN-Register ergänzende Vorschriften aufgenommen werden können.

Im eigenen Interesse sollte das RN-Register den Marktakteuren elektronisch ein einheitliches Formblatt zur Verfügung stellen, mit denen die Bevollmächtigung durch den AB zur Anmeldung seiner Anlage im Register rechtssicher erfolgen kann. Ebenso müssen die Prozesse zur Einreichung und Erfassung der Bevollmächtigung geklärt werden (elektronisch/physisch).

Nach der erfolgreichen Anmeldung im RN-Register registriert entweder der AB selbst oder der bevollmächtigte DL die verschiedenen EEG-Anlagen im Regionalnachweisregister.

Im Zuge der Vermarktung schließt der DL mit EVU oder Zwischenhändlern Lieferverträge über bestimmte Strommengen aus EEG-Anlagen eines bzw. mehrerer spezifischer Postleitzahlgebiete. Wie in Kapitel 8.1.3 erläutert sind in der Energiewirtschaft gegenläufige Verträge sowie Swap-Geschäfte üblich. So würde das EVU keine fluktuierenden Strommengen beziehen, sondern lediglich die Regionalstromeigenschaft des Stroms.

Das UBA meldet dem Verteilnetzbetreiber die EEG-Anlagen, die zur Erzeugung von Regionalnachweisen genutzt werden sollen. So ist gewährleistet, dass der VNB gewarnt ist, dass eine Anlage in seinem Netzgebiet potenziell geeignet ist, RN auszustellen. Ihm obliegt es nämlich, künftig die Marktprämie jeweils für ausgestellte RN um den Abschlag von 0,1 ct je kWh zu reduzieren, wenn der anzulegende

Wert der registrierten Anlage gesetzlich bestimmt wird. Der VNB erfasst die Einspeisung der EEG-Anlagen und meldet diese auf Anfrage dem UBA. Anlagen können parallel im HKNR und RNR angemeldet sein, da im Wege der oben beschriebenen Tranchierung gemäß § 21b Abs. 2 EEG eine Anlage sowohl HKN als auch RN erzeugen kann. Bezogen auf erzeugte Strommengen besteht jedoch eine strenge Alternativität zwischen HKNR und RNR, d.h. für eine bestimmte kWh kann nur entweder ein HKN oder ein RN ausgestellt werden.

Sofern durch den AB bevollmächtigt, beantragt der DL beim RN-Register die Ausstellung der Regionalnachweise in der Menge, wie sie von der EEG-Anlage erzeugt und an Letztverbraucher geliefert wurden, ggf. auch für Teilmengen. Diesen Vorgang kann auch der AB selbst ausführen, jedoch erscheint eine Bevollmächtigung des DL ratsam, da durch die große Anzahl von Betreibern teilweise kleiner Anlagen andernfalls sehr zahlreiche Akteure in den laufenden Prozess eingebunden wären.

Inhaber der RN wird zumindest für eine juristische Sekunde immer der Anlagenbetreiber. Die RN werden seinem Registerkonto in jedem Fall gutgeschrieben.

Eine Ausstellung von RN dürfte jedoch aufgrund des Abschlags in Höhe von 0,1 ct/kWh von der Marktprämie bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, vom Anlagenbetreiber in der Praxis nur dann beantragt werden, wenn er hierfür bereits einen Kunden hat. Zudem wird der DL zunächst auf RN von Anlagen zurückgreifen, deren anzulegender Wert in einer Ausschreibung bestimmt wurde. In der Regel dürfte daher zeitgleich mit der Beantragung der RN-Ausstellung vom Anlagenbetreiber bzw. seinem bevollmächtigten DL auch die Übertragung der RN auf einen Dritten beantragt werden, zu dem eine vertragliche Strom-Lieferbeziehung nachgewiesen werden kann.

Die Formulierung in § 79a Abs. 5 EEG 2017, wonach RN nur „für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge“ ausgestellt werden, hat in diesem Zusammenhang keine besondere Bedeutung. Strommengen, die in das Netz des Netzbetreibers eingespeist wurden, gelten als an Letztverbraucher geliefert. Weitere Anforderungen, etwa an einen Nachweis der Lieferung an Letztverbraucher, bestehen nicht. Es ist unter anderem auszuschließen, dass für Strom, den die Anlage selber verbraucht, RN ausgestellt werden.

Unter dieser Annahme kann ein Anlagenbetreiber (auch wenn er in der Praxis hierfür keinen wirtschaftlichen Anlass hat) zumindest theoretisch RN auf seinem Konto horten.

Eine Übertragung der RN an Dritte findet auf seinen Antrag statt, wenn eine Vertragsbeziehung zur Stromlieferung nachgewiesen werden kann. Das Ausstellen und Übertragen kann jedoch auch zum Ende des Lieferjahres hin erfolgen.

Der AB oder der von ihm beauftragte DL meldet dem VNB, welche Anlage RN in welchem Umfang ausgestellt hat, sodass die Marktprämie in der richtigen Höhe an den AB ausgezahlt werden kann (§ 71 Nr. 2 lit. b EEG 2017). Der VNB ist zudem berechtigt, die Anzahl ausgestellter RN je Anlage beim Umweltbundesamt zu erfragen (§ 79a Abs. 9 EEG 2017), etwa um sich hinsichtlich seiner Darlegungspflichten gemäß §§ 70, 72 EEG 2017 abzusichern. Der DL überträgt die RN an das EVU oder den Zwischenhändler, erhält hierfür einen Strompreis zzgl. eines Aufschlags – der i.d.R. nicht niedriger als 0,1 ct je kWh sein wird – und leitet diesen Erlös an den AB weiter. Zusätzlich erhält der AB die Marktprämie durch den VNB ausgezahlt, welche bei Anlagen im Sinne des § 22 Abs. 6 EEG 2017 gemäß § 53b EEG 2017 um 0,1 ct je kWh verringert wird. Die Absenkung der Marktprämie erfolgt nach der letztmöglichen Ausstellung des RN und kann folglich auch nachträglich durchgeführt werden. Von der Absenkung ausgenommen sind Anlagen, deren Förderung mittels Ausschreibungsverfahren festgelegt wurde, da der Gesetzgeber unterstellt, dass der Abschlag von 0,1 ct/kWh in der Ausschreibung bereits eingepreist

worden ist. Angesichts einer für 20 Jahre festgelegten Vergütung ist es jedoch äußerst fraglich, ob Erlöse aus der Vermarktung von Regionalnachweisen, deren Höhe und Absatzchancen unbekannt sind, tatsächlich in Ausschreibungen eingepreist werden.⁴²

Das EVU entwertet die Regionalnachweise für die Strommengen, die an Letztverbraucher innerhalb des 50-km Radius' (zzgl. Buffer) um die Lieferanlage geliefert wurden. Die korrekte Entwertung wird durch das Umweltbundesamt geprüft.

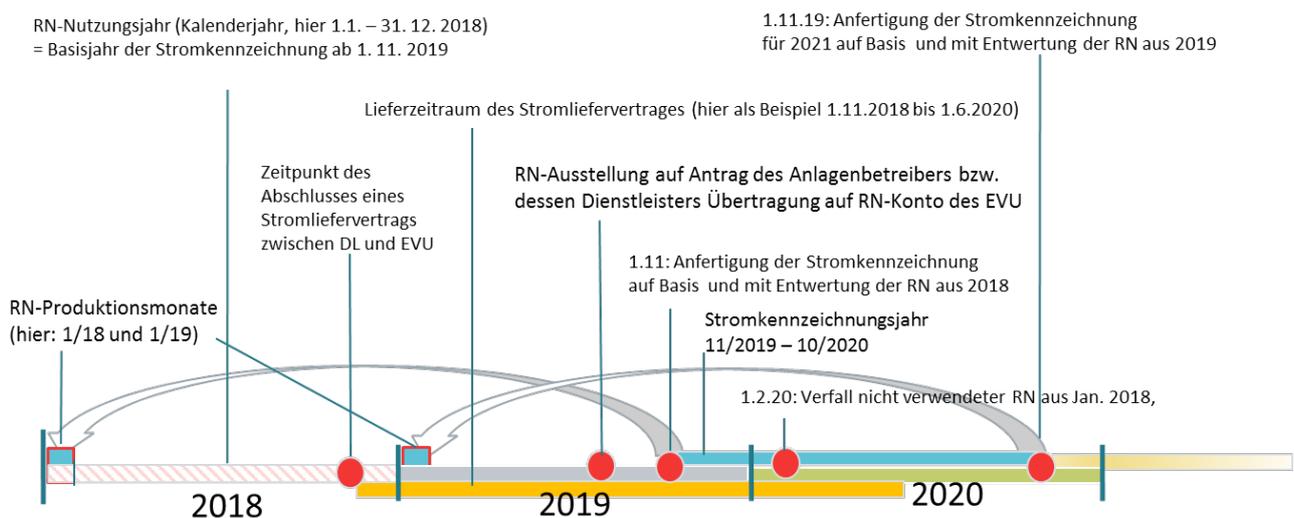
⁴² Buchmüller 2016, S. 303.

10 Zeitliche Abläufe der Lieferung von Strom und Regionalnachweisen

10.1 Übersicht und grundlegende Begriffe

Zur Darstellung der zeitlichen Abläufe bei der Verwendung von Regionalnachweisen sollen zunächst die grundlegenden Begriffe mithilfe der folgenden Darstellung anhand eines typisierten Musterbeispiels vorgestellt werden. Die Typisierung dient der Erleichterung des Verständnisses, die realen Verhältnisse im Strommarkt werden damit nicht detailgetreu nachempfunden. Dargestellt sind die maßgeblichen Zeitpunkte und Zeiträume für die Jahre 2018 bis 2021 in chronologischer Reihenfolge von links nach rechts.

Abbildung 9: Grundlagen und Begriffe der zeitlichen Abläufe im Musterbeispiel



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

In der obigen Abbildung sind beispielhaft die Abläufe für die Jahre 2018 bis 2021 anhand des folgenden exemplarischen Musterbeispiels dargestellt. Ein EVU entscheidet sich im Laufe des Jahres 2018, in einer bestimmten Region ein Regionalstromprodukt anzubieten. Das EVU schließt zu diesem Zweck Ende 2018 mit einem Direktvermarkter einen Stromliefervertrag über eine Stromlieferung in den Jahren 2018, 2019 und 2020. Im Sommer 2019 erwirbt das EVU vom Direktvermarkter RN einer Anlage aus der Region für das Stromproduktionsjahr 2018 und entwertet diese für die Stromkennzeichnung der Regionalstromkunden, welche er für das Stromlieferjahr 2018 ab November 2019 bis Ende Oktober 2020 verwendet. Dieser Prozess wird im Folgejahr wiederholt. Die dargestellten zeitlichen Abläufe und Begriffe werden im Folgenden chronologisch erläutert (in der Abbildung von links nach rechts).

- **RN-Produktionsmonat:** RN werden – wie HKN – für einen bestimmten Monat ausgestellt. Damit wird der jeweilige Monat der Stromproduktion bezeichnet, für den der RN ausgestellt wird. Bedeutung hat der Produktionsmonat lediglich für die Bestimmung der maximalen „Lebensdauer“ des RN, welche 24 Monate beträgt (§ 12 EEG).
- **RN-Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr:** Alle RN-Produktionsmonate eines Kalenderjahres bilden in der Summe das RN-Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr. Das bedeutet: RN aus allen Produktionsmonaten des Jahres 2018 können für die zum 1.11.2019 zu erstellende Stromkennzeichnung für das Stromlieferjahr 2018 verwendet werden, soweit auch die Voraussetzungen der Kopplung vorliegen. RN werden somit zwar monats-scharf ausgestellt, jedoch nur jahresscharf entwertet. Der Jahresbezug folgt daraus, dass RN zum alleinigen Zweck der Stromkennzeichnung ausgestellt werden. RN dürfen nur entlang der vertraglichen Lieferkette

„für den Strom, für den sie ausgestellt worden sind“ übertragen werden (§ 79a Abs. 5 EEG 2017). Die Stromkennzeichnung erfolgt immer bezogen auf ein bestimmtes Basisjahr, nicht für einen speziellen Monat, somit erfolgt auch die Ausstellung und die Entwertung der RN immer für dasselbe Jahr (Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr). Im obigen Musterbeispiel muss das EVU daher für die ab 1. November 2020 zu verwendende Stromkennzeichnung des Stromlieferjahres 2019 auf RN aus dem Nutzungsjahr 2019 zurückgreifen (s. auch unten zur Lebensdauer von RN). Durch die jahresscharfe Entwertung können RN nicht jahresübergreifend rückwirkend genutzt werden. So können z.B. für das Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr 2019 ausgestellte RN nicht für die zum 1.11.2019 zu erstellende Stromkennzeichnung des Nutzungsjahres/Stromproduktionsjahr 2018 verwendet werden. Ebenso ist eine Übertragung der RN für längere Zeiträume in die Zukunft ausgeschlossen: Überschüssige RN, die den Absatz an die Endverbraucher innerhalb der Region innerhalb des Produktionsjahres übersteigen oder aus anderen Gründen nicht für die Stromkennzeichnung des jeweiligen Jahres genutzt werden konnten, können nicht für die Stromkennzeichnung im folgenden Jahr entwertet werden, sondern verfallen. Regionalnachweise sind damit zwar innerhalb ihrer Lebensdauer relativ frei ausstell- und handelbar, jedoch nicht frei entwertbar, sondern in der Entwertung an die Kennzeichnung des Stromproduktionsjahres gebunden. Das System der RN enthält damit nicht nur Regeln zur Gewährleistung einer räumlichen (Region) und energiewirtschaftlichen (vertragliche Kopplung) Nähe der Akteure, sondern auch im Hinblick auf eine zeitliche Nähe.

- **Abschluss des Liefervertrages:** Da RN einen Bezug zur vertraglichen Lieferkette haben müssen (s. näher im Abschnitt zur Kopplung), muss für das jeweilige RN-Nutzungsjahr zwischen RN-Verkäufer und RN-Käufer auch ein Stromliefervertrag vorliegen, der eine Strommenge vertraglich fixiert, die mindestens so groß ist wie die Menge der übertragenen RN. Dieser Liefervertrag muss zwingend auf ein Datum vor dem Ende des RN-Nutzungsjahres datiert sein, da es keine rückwirkenden Stromlieferverträge geben kann. Im obigen Beispiel wurde der Vertrag noch rechtzeitig Ende 2018 geschlossen. Durch die Laufzeit über die Jahre 2018, 2019, 2020 liegt eine Kopplung der RN an den Liefervertrag für drei Nutzungsjahre vor.
- **Lieferzeitraum und -menge des Stromliefervertrages:** Der Zeitraum der vereinbarten Stromlieferung aus dem mit der RN-Übertragung gekoppelten Stromliefervertrag muss das RN-Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr einschließen. Die Menge der Stromlieferung in dem RN-Nutzungsjahr muss mindestens so groß sein wie die Menge der zu übertragenden RN. In der obigen Darstellung schließt der Stromliefervertrag auch Strommengen in 12/2018 ein, so dass im Umfang der für 12/2018 vereinbarten Stromlieferung auch RN aus dem gesamten RN Nutzungsjahr 2018 übertragen werden können, also auch für die Stromproduktion im Januar 2018. Ebenso können im obigen Beispiel in den Folgejahren RN aus den RN-Nutzungsjahren 2019 und 2020 auf Basis des Liefervertrages übertragen werden.
- **Ausstellung und Übertragung der Regionalnachweise auf Antrag:** Das EVU muss rechtzeitig vor Erstellung der Stromkennzeichnung die notwendige Menge an RN beschaffen. Der Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter beantragen im obigen Beispiel im September 2019 beim RNR die Erstellung der RN für das Nutzungsjahr 2018 in der vom EVU bestellten Menge und übertragen diese auf das Konto des EVU. Dort werden die RN vom EVU entwertet. Derselbe Vorgang wird im September des Folgejahres wiederholt.
- **Anfertigung der Stromkennzeichnung:** Spätestens zum 01.11. jedes Jahres sind die Stromkennzeichnungen der Vertriebe auf der Basis des Vorjahres für das vorhergehende Stromlieferjahr zu erneuern. In der obigen Darstellung kann der Vertrieb zum 1. November 2019 alle ihm übertragenen RN aus dem RN-Nutzungsjahr 2018 für die Stromkennzeichnung des Lieferjahres 2018 verwenden sowie zum 1. November 2020 alle ihm übertragenen RN aus dem Nutzungsjahr 2019; dabei sind jeweils die RN im RNR zu entwerten.

- **Stromkennzeichnungsjahr:** Die Stromkennzeichnung ist jeweils vom 01.11. bis spätestens zum 31.10. des Folgejahres zu verwenden.
- **Lebensdauer der RN:** Die Lebensdauer der RN beträgt gemäß § 12 Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) maximal 24 Monate. Die Ausstellung erfolgt analog zu HKN monats-scharf, als Startzeitpunkt für die Lebensdauer wird der Beginn des Monats der Stromproduktion festgelegt. Wie HKN werden RN auch jahresscharf entwertet. Damit können RN immer für die Stromkennzeichnung des jeweiligen Produktionsjahres genutzt werden. Regionalnachweise sind damit nicht innerhalb ihrer Lebensdauer frei verfügbar, sondern an das Stromproduktionsjahr gebunden.

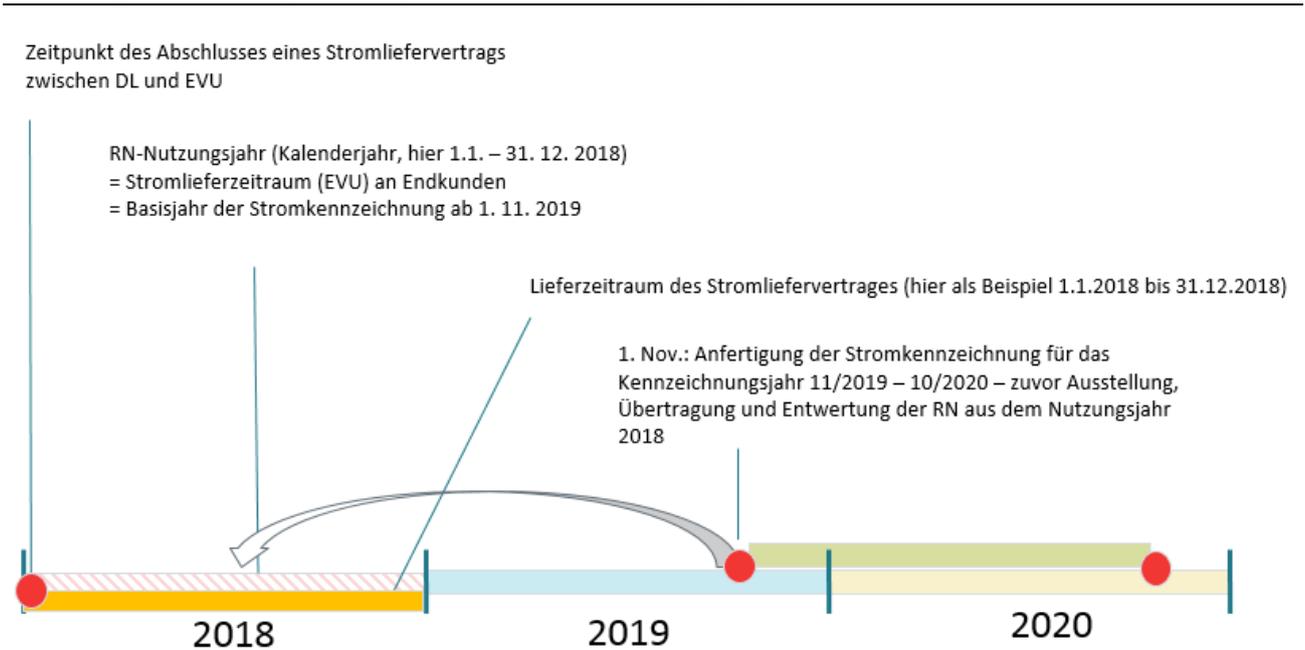
Die Lebensdauer von 24 Monaten wurde zur Erleichterung der Systemnutzung gewählt: Durch sie ist es möglich, die Entwertung der RN direkt vor Fertigstellung der Stromkennzeichnung vorzunehmen. Anders als bei den nach 12 Monaten verfallenden HKN (§ 11 Abs. 2 EEV) besteht keine Notwendigkeit zum unterjährigen Entwerten, um einen Verfall zu vermeiden. Zudem können die zeitlichen Abläufe bei der Anpassung von Gemeinde- und PLZ-Gebieten berücksichtigt werden. Diese werden regelmäßig zu Beginn des Folgejahres aktualisiert. Die zukünftigen Nutzer des RNR können die Festlegung der Regionengrenzen abwarten, bevor sie die RN ausstellen, übertragen und entwerten.

In der obigen Darstellung verfallen etwaige nicht für die Stromkennzeichnung genutzte RN aus dem Produktionsmonat 1/2018 spätestens mit Ablauf des Januar 2020, die RN mit Produktionsmonat 1/2019 verfallen mit Ablauf des Januar 2021. Einen wirtschaftlichen Nutzen haben die RN aus 1/2018 jedoch ohnehin nur bis zur Fertigung der Stromkennzeichnung im November 2019, so dass die gesetzliche maximale Lebensdauer der RN drei Monate länger ist als erforderlich.

10.2 Beispielfälle

10.2.1 Beispiel 1: Idealtypische Übertragung

Abbildung 10: Beispiel 1: Unproblematische Übertragung der RN



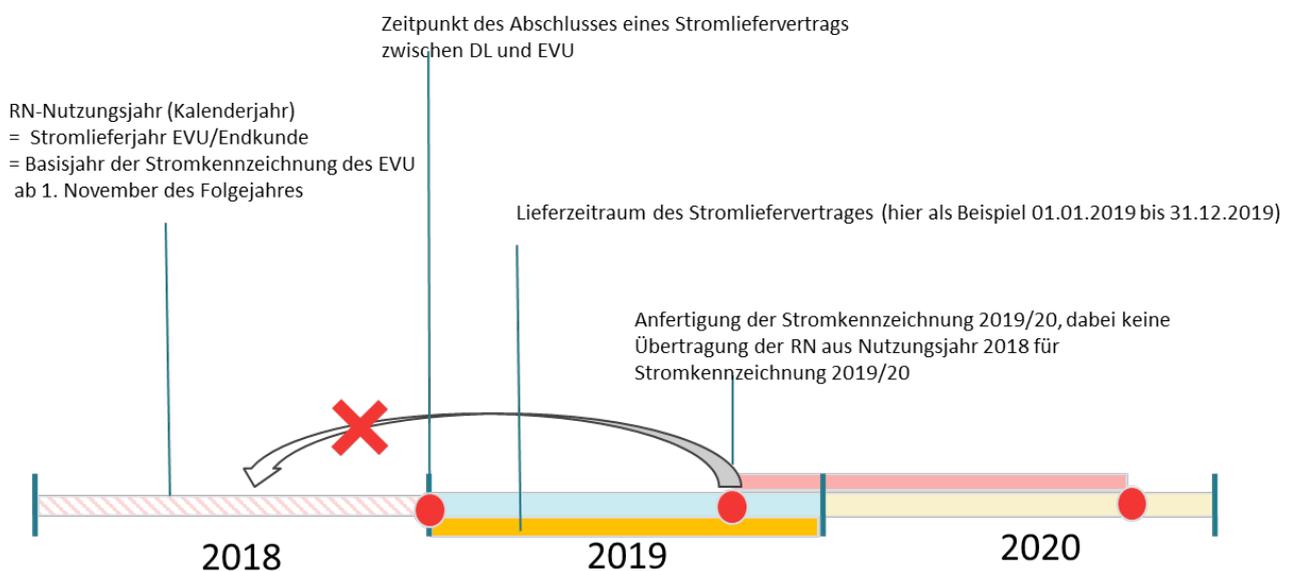
Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Das Beispiel 1 zeigt den idealtypischen Vorgang einer unproblematischen Übertragung von RN. Der Anlagenbetreiber oder dessen Direktvermarkter schließen bereits zu Beginn des Jahres 2018 mit einem EVU einen Stromliefervertrag zur Lieferung von 1 MWh täglich zwischen 8.00 und 9.00 Uhr im Kalenderjahr 2018. Insgesamt kann der Anlagenbetreiber somit für die zum 1. November 2019 zu erstellende Stromkennzeichnung für das Stromlieferjahr 2018 bis zu 365 MWh an Regionalnachweisen aus dem Stromproduktionsjahr 2018 an das EVU übertragen.

10.2.2 Beispiel 2: Keine Übertragung von RN mangels Stromliefervertrag

Im nachfolgenden Beispiel ist eine Übertragung von RN nicht möglich, weil die Anforderungen des Kopplungsgebots in zeitlicher Hinsicht nicht eingehalten werden:

Abbildung 11: Beispiel 2: Keine Übertragung mangels Stromliefervertrag



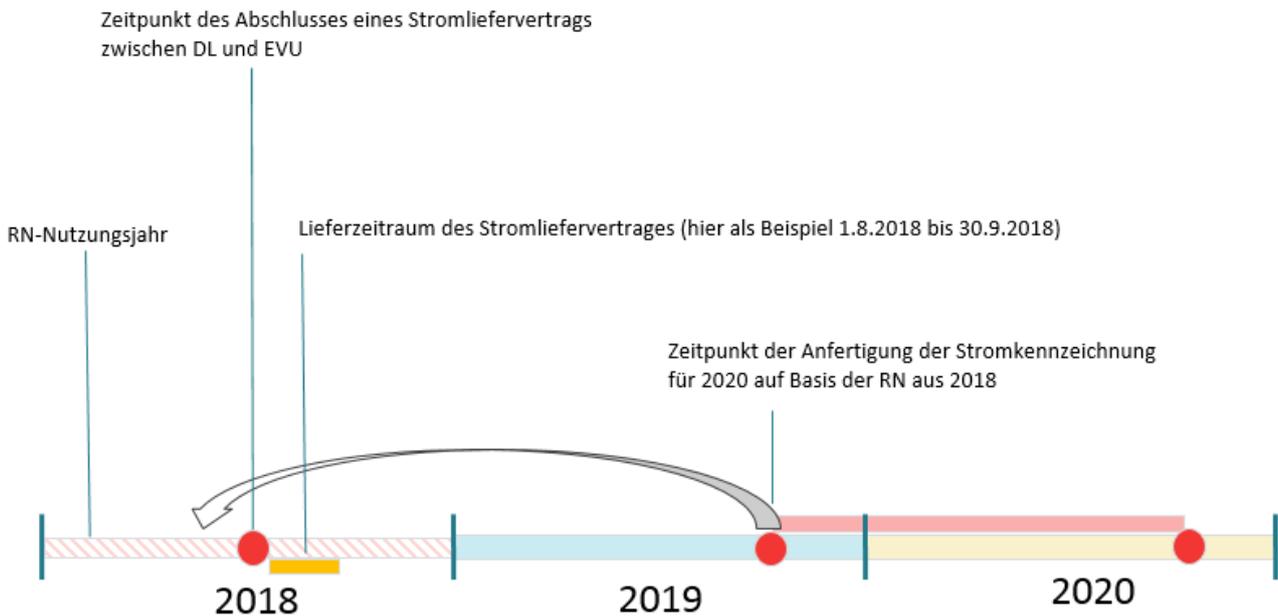
Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Im obigen Beispiel hat das EVU erst zu Beginn des Jahres 2019 einen Stromliefervertrag mit einem EE-Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter geschlossen. Eine rückwirkende Belieferung mit Strom kann nicht vereinbart werden. Für eine Übertragung von RN der Anlage aus dem RN-Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr 2018 fehlt damit ein korrespondierender Liefervertrag, die Anforderungen des § 79a Abs. 5 EEG 2017 („entlang der vertraglichen Lieferkette“) können nicht erfüllt werden. Das EVU kann für die zum 1.11.2019 zu erstellende Stromkennzeichnung für das Lieferjahr 2018 keine RN von der Anlage erwerben. Für die ein Jahr später (1.11.2020) zu fertigende Stromkennzeichnung für das Lieferjahr 2019 wäre hingegen eine Übertragung von RN aus dem Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr 2019 möglich, weil für diese Zeit ein Stromliefervertrag bestanden hat.

10.2.3 Beispiel 3: Übertragung unter Beachtung der vertraglichen Liefermenge

Das folgende Beispiel greift die Konstellation des obigen Musterbeispiels (Grundlagen und Begriffe) in vereinfachter Form auf:

Abbildung 12: Beispiel 3: Übertragung unter Beachtung der vertraglichen Liefermenge des Nutzungsjahrs



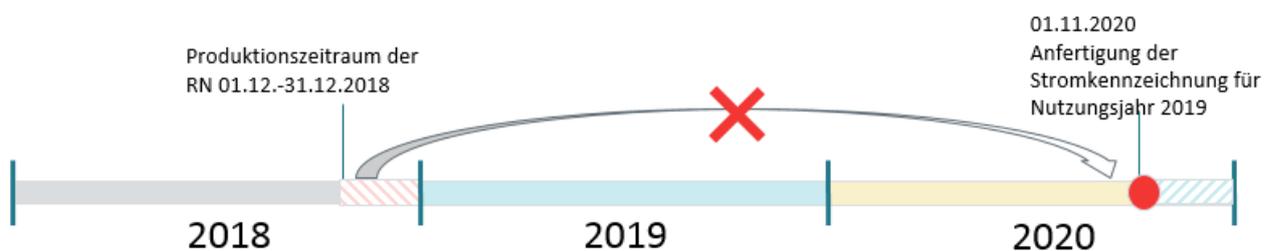
Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Der Anlagenbetreiber bzw. sein Dienstleister darf die für das Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr 2018 produzierten RN auf das EVU übertragen, weil im Nutzungsjahr 2018 ein Stromliefervertrag bestanden hat. Die Übertragung der RN ist auf die Strommenge begrenzt, die laut Stromliefervertrag in 2018 zu liefern war. Dabei dürfen RN aus allen Produktionsmonaten des Nutzungsjahres/Stromproduktionsjahres 2018 übertragen werden, da keine Zeitgleichheit der Erzeugung von Strom und RN vorgesehen ist.

10.2.4 Beispiel 4: Keine Nutzung von RN für spätere Nutzungsjahre

Im folgenden Beispiel wird die Bedeutung der Begrenzung der Entwertungsmöglichkeit von RN auf das Basisjahr der Stromkennzeichnung/Stromlieferjahr verdeutlicht.

Abbildung 13: Beispiel 4: Keine Nutzung von RN für spätere Nutzungsjahre



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

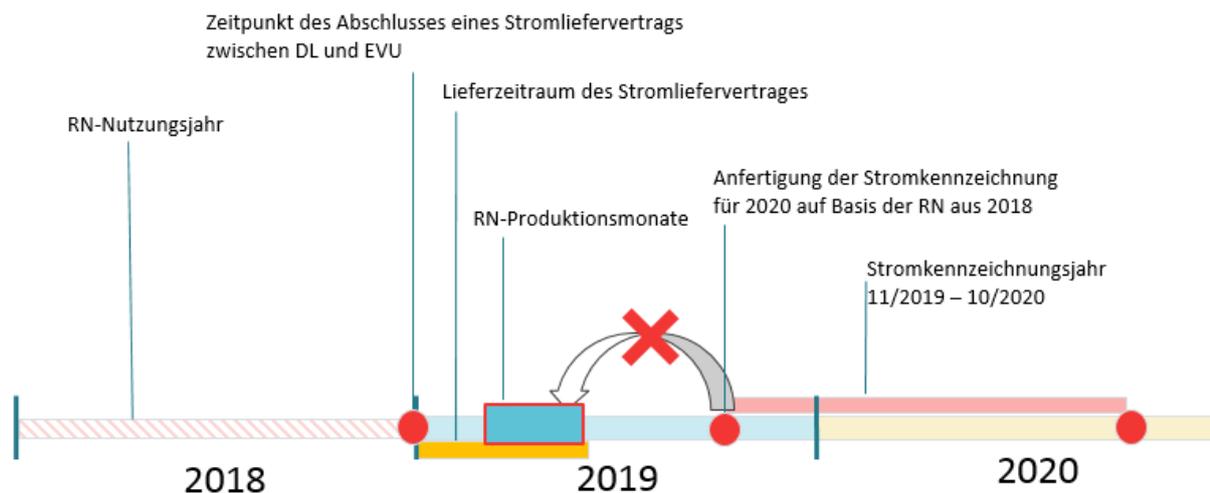
RN dürfen nur für das Jahr verwendet werden, für welches sie zum Zweck der Stromkennzeichnung ausgestellt wurden, dies ist das Stromproduktionsjahr. Für das Basisjahr 2019, welches Grundlage der zum 1. November 2020 zu erstellenden Stromkennzeichnung ist, können somit nur RN aus dem Stromproduktions- bzw. Nutzungsjahr 2019 verwendet werden. RN aus dem Jahr 2018 können nicht

verwendet werden, selbst wenn ihre Lebensdauer am 1. November 2020 noch nicht überschritten sein sollte und wenn für den Produktionszeitraum ein „gekoppelter“ Stromliefervertrag vorlag.

10.2.5 Beispiel 5: Keine Nutzung von RN aus laufendem Nutzungsjahr

In diesem Beispiel wird verdeutlicht, dass auch unterjährig produzierte RN nicht für die Stromkennzeichnung herangezogen werden können, welche im selben Jahr auf Basis der Daten des Vorjahres vorzunehmen ist:

Abbildung 14: Beispiel 5: Keine Nutzung von RN aus dem laufenden Nutzungsjahr



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Die zum 1. November jeden Jahres vorzunehmende Stromkennzeichnung muss RN verwenden, welche für die Stromproduktion des jeweiligen Vorjahres (hier: 2018) ausgestellt wurden, weil dieses das Basisjahr der Stromkennzeichnung ist. Es dürfen hierfür keine RN verwendet werden, die sich nicht auf dieses Basisjahr/Stromproduktionsjahr beziehen. In diesem Beispiel sind RN aus dem Produktionsjahr 2019 ungeeignet zum Nachweis von Regionalstrom für die zum 1.11.2019 zu erstellende Stromkennzeichnung.

10.3 Zeitliche Abläufe zum Start und vor dem Start des RNR

Die oben beschriebenen rechtlichen Restriktionen bei der Nutzung von RN haben Auswirkungen insbesondere für den Start des RNR: Bei einem Start des RNR zum Jahresbeginn 2018 können RN erst für das Nutzungsjahr/Stromproduktionsjahr 2018 ausgestellt werden. Diese RN können dann frühestens für die zum 1. November 2019 vorzunehmende Stromkennzeichnung verwendet werden, so dass Regionalstromprodukte sich erst knapp zwei Jahre nach dem Start des RNR in den Stromkennzeichnungen der Anbieter abbilden können. Gleichwohl können Anbieter bereits mit dem Start des RNR den Vertrieb von Regionalstromprodukten beginnen und entsprechende Werbung betreiben, wenn sie entsprechende Vorkehrungen zum (späteren) Erwerb von RN treffen. Sie sind dann – ähnlich wie bei Ökostromprodukten und HKN – verpflichtet, entsprechende RN in dem Umfang zu beschaffen und zu entwerten, wie Kunden das Regionalstromprodukt erworben haben.

Das RNR stellt nicht nur den Fall der Leistungs- (z.B. Ausstellung der Regionalnachweise, Möglichkeit der Entwertung), sondern auch der Eingriffsverwaltung (z.B. Gebührenerhebung, zwangsweise Entwertung ohne Antrag bei Ablauf der Lebensdauer der RN) dar. Wegen des Gesetzesvorbehaltes kann das RNR bei einem Start zum Jahresbeginn 2018 erst für die Zeit ab Start des Registers RN ausstellen, nicht bereits für die Zeit davor. Dafür spricht auch das praktische Problem, an die Anlagendaten (z.B. historisierte Daten über die Vermarktungsart) oder die Stromerzeugungsdaten in historisierter Form zu gelangen. Es wird voraussichtlich auch – wie beim HKNR – geregelt werden, dass RN erst ab der Registrierung der Anlage ausgestellt werden können. Diese ist also Vorbedingung für die Ausstellung der RN. Da vor dem Registerstart des RNR keine Anlagenregistrierung möglich sein wird, ist auch die Ausstellung von RN für einen Zeitraum vor dem offiziellen Start des RNR nicht möglich.

11 Risikotragung bei der Abschlagszahlung

Zur Diskussion steht, ob der Anlagenbetreiber sich im Vorwege bereits festlegen muss, ob und ggf. in welchem Umfang seine Anlage in einem bestimmten Zeitraum RN produzieren soll. Da der gesetzliche Wortlaut des § 71 Nr. 2 lit. b EEG 2017 „ausgestellt worden sind“ lautet, spricht einiges dafür, dass der Anlagenbetreiber sich nachträglich entscheiden kann, ob und in welchem Umfang für seine Anlage RN ausgestellt werden sollen. Der AB kann bei dieser Regelung exakt die Menge Regionalnachweise ausstellen, die er an Energieversorger absetzen konnte.

Die Frage ist aus folgendem Grund relevant: Der AB erhält monatlich zum 15. des Monats Abschläge auf die Marktprämie (§ 26 Abs. 1 EEG 2017). Sofern die Abschläge ohne die Reduzierung von 0,1 ct/kWh durch den VNB gezahlt werden und der Anlagenbetreiber nachträglich am Ende des Jahres meldet, die Ausstellung von RN in Höhe der vollen Jahresproduktion beantragt zu haben, summiert sich der Korrekturbedarf aufgrund zu viel bezahlter Marktprämie pro mittlerer Wind- oder Biogasanlage (ca. 50.000 kWh/a) auf etwa fünftausend Euro. Zwar werden die monatlichen Abschläge der Marktprämie ohnehin in einer jährlichen Korrektur für das vorangegangene Jahr nachberechnet und Differenzen ausgeglichen (EEG-Jahresendabrechnung, § 72 Abs. 1 Nr. 2 lit. a EEG 2017), jedoch erhöht sich das Risiko für die VNB einseitig in beträchtlichem Umfang. Zudem beträgt die Lebensdauer der RN 24 Monate, sodass diese theoretisch noch bis zur Erstellung der Stromkennzeichnung im Folgejahr der Produktion, und damit bis zu 23 Monate nach dem Produktionszeitraum und weit nach der EEG-Jahresendabrechnung, ausgestellt werden können, sofern vorher bereits ein Stromliefervertrag bestand (siehe 10.1). Zuviel gezahlte Marktprämie kann dann nicht mehr im Wege der Aufrechnung mit dem Anlagenbetreiber gegen neue Marktprämien-Forderungen eingetrieben werden, wenn beispielsweise die Anlage inzwischen aus der EEG-Umlagefinanzierung ausgeschieden ist. Sollte der Anlagenbetreiber inzwischen nicht mehr existieren oder insolvent sein, kann auch die zu viel gezahlte Marktprämie nicht mehr nach § 57 Abs. 5 S. 4 EEG 2017 zurückgefordert werden. Es sollte daher im Zuge zukünftiger Überarbeitungen des EEG geprüft werden, ob und ggf. wie dieses Risiko im Rahmen der EEG-Verordnung oder ggf. einer späteren Anpassung des EEG minimiert werden kann.

Für die Ausgestaltung des RNR ist diese Diskussion allerdings nicht unmittelbar relevant, da die Absenkung der Marktprämie und damit verbundene Nachberechnungen zwischen AB und VNB abgewickelt werden. Das UBA hat lediglich dafür zu sorgen, dass der VNB die Auskunft nach § 79a Abs. 9 EEG 2017 erlangt.

12 Regionalnachweise für ausländischen Grünstrom

Im Zuge der teilweisen Öffnung des EEG im Wege grenzüberschreitender Ausschreibungen nach §§ 5 Abs. 2-6, 88a EEG 2017 i.V.m. der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) stellt sich die Frage, wie die Ausstellung von Regionalnachweisen für Anlagen außerhalb des Bundesgebiets zu handhaben ist. Nach § 79a Abs. 3 EEG 2017 „kann“ das UBA solchen Anlagen Regionalnachweise ausstellen, „sofern der Strom an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet geliefert wird“. Damit ist zum einen die Frage zu beantworten, ob Anlagen außerhalb des Bundesgebiets einen Anspruch auf die Ausstellung von Regionalnachweisen haben. Zum anderen ist zu beantworten, welche Anforderungen an die Anlagenbetreiber bezüglich des Nachweises der Lieferung an Letztverbraucher im Bundesgebiet bei Antragstellung gestellt werden können. Vorab stellt sich zudem die praktisch relevante Frage nach der Übertragbarkeit des Radius-/Bufferprinzips für Regionalstrom.

12.1 Übertragung des Radius-/Buffer-Prinzips auf ausländische Anlagen

Im Folgenden wird geprüft, inwieweit das auf den PLZ-/Gemeindegrenzen basierende Radius-Buffer-Konzept ohne erhebliche Friktionen auf das benachbarte Ausland übertragen werden kann oder ob zur Vermeidung einer Benachteiligung inländischer oder ausländischer Anlagen im Rahmen der Durchführungsverordnung ggf. Korrekturen vorgenommen werden sollten. Eine solche Benachteiligung könnte insbesondere dann vorliegen, wenn die Größe der PLZ-Gebiete im Ausland stark von der Größe deutscher PLZ-Gebiete abweicht. Erheblich größere PLZ-Gebiete im Ausland hätten zur Folge, dass sich die Fläche einer Region deutlich vergrößert und sich somit auch Anlagen für die Belieferung einer Region qualifizieren würden, die deutlich weiter entfernt vom Verbrauchsort liegen als in rein inländischen Regionen.

Die Bestimmung der Region erfolgt ausgehend vom Postleitzahlgebiet des Verbrauchers. Die Region umfasst nach § 79a Abs. 6 S. 2 EEG 2017 alle Postleitzahlgebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlgebiet des Verbrauchers befinden. Somit erstreckt sich die Region für Verbraucher in grenznahen Postleitzahlgebieten auch über die Bundesgrenze hinweg. Die für die Gebietsbestimmung nach Satz 2 maßgebliche Referenzgröße ist das bundesdeutsche (fünfstellige) Postleitzahlgebiet.

Gemäß § 79a Abs. 6 S. 3 EEG 2017 soll das Umweltbundesamt abweichend von Satz 2 auch auf die gesamte Gemeinde, in der der Letztverbraucher den Strom verbraucht, abstellen, wenn die Gemeinde mehrere Postleitzahlgebiete umfasst. Diese ergänzende Ermittlungsmethode hält keine Besonderheiten für grenzüberschreitende Konstellationen bereit, da es auf die Größe der Gemeinde des Verbrauchsorts ankommt. Jeder nach dem Gesetz denkbare Verbrauchsort liegt aber im Bundesgebiet. Es muss also nicht untersucht werden, inwieweit sich die Begriffe Postleitzahlgebiet und Gemeindegebiet in den Anrainerstaaten decken, oder ob in dem ausländischen Staat beispielsweise auf andere Verwaltungsebenen abzustellen wäre.

Die Analyse ergab, dass sowohl in Deutschland als auch in den Anrainerstaaten Postleitzahlgebiete keine standardisierte Referenzgröße darstellen und ihre Größe nicht einheitlich angelegt ist. Vielmehr hängt die Flächengröße von der Bevölkerungsdichte des betreffenden Gebiets ab; in den ländlichen Regionen sind die Postleitzahlgebiete flächenmäßig größer als in Stadtgebieten, dies zeigt sich besonders in Gebieten um Großstädte. Daraus resultierende Flächenunterschiede sind sowohl im Bundesgebiet als auch in den Anrainerstaaten zu finden und – da sie auch bereits in Deutschland gegeben sind – hinzunehmen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für grenzüberschreitende Konstellationen keine korrigierenden Eingriffe seitens des RN-Registers im Rahmen seiner Ermessensausübung oder seitens

des Gesetzgebers erforderlich sind. Es entstehen keine Verwerfungen für die Bestimmung des Begriffs der Region, wenn auch ausländische Postleitzahlgebiete vom Radius erfasst sind.

12.2 Anspruch auf Regionalnachweise für Anlagenbetreiber außerhalb des Bundesgebiets

Die Regelung des § 79a Abs. 3 EEG 2017 ist als Ermessensnorm ausgestaltet („kann“). Allerdings spricht eine europarechtliche Prüfung dafür, dass es sich hier in den meisten praktisch relevant werdenden Fällen um einen gebundenen Anspruch des Anlagenbetreibers außerhalb des Bundesgebiets handelt, sofern dieser die übrigen Anspruchsvoraussetzungen erfüllt (Zuschlag in einer grenzüberschreitenden Ausschreibung und Stromlieferung an Letztverbraucher im Bundesgebiet). Die Frage einer aus europarechtlichen Erwägungen resultierenden Pflicht zur Ausstellung von Regionalnachweisen für bezuschlagte ausländische Anlagenbetreiber wurde für das BMWi bereits im Rahmen eines anderen Projekts von Seiten der Stiftung Umweltenergie recht in einem Kurzgutachten untersucht

Zusammengefasst geht das Kurzgutachten davon aus, dass eine Verweigerung von Regionalnachweisen für bezuschlagte (und damit zum Anspruch auf Marktprämie nach dem EEG berechnete) Anlagenbetreiber außerhalb des Bundesgebiets eine Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV für diese Anlagenbetreiber begründen würde, da diesen der Zugang zu dem durch die Einführung von Regionalnachweisen geschaffenen Regionalstrommarkt verwehrt würde. Denn anders als Anlagenbetreiber innerhalb des Bundesgebiets könnten Anlagenbetreiber außerhalb des Bundesgebiets in diesem Fall nicht die potentiellen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten durch den Verkauf von Regionalnachweisen nutzen.

Vor allem für Anlagen auf ausländischem Gebiet in der Nähe zur deutschen Grenze sind keine zwingenden Gründe ersichtlich, die diese Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit rechtfertigen könnten. Das dennoch in § 79a Abs. 3 EEG 2017 eingeräumte Ermessen könnte das UBA jedoch dann geltend machen und die Ausstellung verweigern, wenn offensichtlich ist, dass die für eine ausländische Anlage ausgestellten RN unter keinen Umständen im System des Regionalstroms eine Rolle spielen können. Dies trifft auf solche ausländischen Anlagen zu, die derart weit weg von der deutschen Grenze liegen, dass sie keinen Verbraucher in Deutschland mehr erreichen können, der „regional“ beliefert werden könnte. Diese Gedanken betreffen beispielsweise Anlagen, die auf französischem Boden an der Grenze zu Spanien oder auf polnischem Boden an der Grenze zur Ukraine stehen. Diese Anlagen stehen derart weit von erreichbaren Verbrauchern in Deutschland weg, dass kein auf deutschem Boden lebender Verbraucher regional aus diesen Anlagen beliefert werden könnte. Es wäre daher mit dem eingeräumten Ermessen vereinbar und vorzuschlagen, dass das RNR ab einer bestimmten Abschneidegrenze von beispielsweise 100 km jenseits der deutschen Grenze die Ausstellung von RN für ausländische Anlagen pauschal verweigert, bzw. dass solche Anlagen von vornherein nicht registriert werden.

Im Ergebnis haben damit Anlagenbetreiber außerhalb des Bundesgebiets ebenso wie Anlagenbetreiber innerhalb des Bundesgebiets grundsätzlich einen Anspruch auf die Ausstellung von Regionalnachweisen, wenn alle Anspruchsvoraussetzungen vorliegen und sie nicht eine Anlage in einer Entfernung von der deutschen Grenze betreiben, die eine regionale Strombelieferung nach dem gesetzlichen 50 km-Bufferkonzept (faktisch) ausschließt. Im Übrigen sprechen für dieses Ergebnis auch Sinn und Zweck der Regelung (= Ausweisung gegenüber dem Letztverbraucher, inwieweit der Stromanteil, der aus der EEG-Umlage finanziert wird, in regionalem Zusammenhang zum Verbrauch erzeugt wurde).⁴³

⁴³ Gesetzesbegründung BT-Drucks. 18/8860, S. 244.

12.3 Lieferung des Stroms an Letztverbraucher im Bundesgebiet

Während für Anlagenbetreiber im Inland nach § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 lediglich die Anspruchsvoraussetzung normiert ist, dass der Strom direkt vermarktet sein muss, beinhaltet § 79a Abs. 3 EEG 2017 für Anlagenbetreiber außerhalb des Bundesgebiets zwei weitere Anspruchsvoraussetzungen. Zum einen müssen die Anlagen außerhalb des Bundesgebiets einen Zuschlag in einer gemeinsamen oder geöffneten Ausschreibung erhalten haben und zum anderen muss der Strom, für den Regionalnachweise ausgestellt werden sollen, an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet geliefert werden. Während die Voraussetzung des Zuschlags recht selbstverständlich erscheint, da nur hierdurch überhaupt ein Anspruch auf Marktprämie nach dem EEG vermittelt wird, wirft die zweite Voraussetzung der Lieferung des Stroms an Letztverbraucher im Bundesgebiet zum Zeitpunkt der Antragstellung Schwierigkeiten auf. Denn hier müsste das UBA bereits *ex ante* im Rahmen der Antragstellung prüfen, ob der Strom künftig tatsächlich an Letztverbraucher im Bundesgebiet geliefert wird (die Lieferung in eine bestimmte Region spielt hierbei noch keine Rolle). Hingegen erfolgt bei Anlagen in Inland lediglich eine Prüfung *ex post* im Rahmen der Entwertung der Regionalnachweise nach § 79a Abs. 6 EEG 2017. Im Zeitpunkt der Ausstellung des Regionalnachweises wird bei inländischen Anlagen damit un- ausgesprochen vermutet, dass diese ihren Strom aufgrund der Netzeinspeisung im Inland letztlich an Letztverbraucher im Bundesgebiet liefern werden. Ein dementsprechender Nachweis ist im Rahmen der Antragstellung nicht erforderlich.

Laut Gesetzesbegründung dient das Erfordernis der Lieferung des Stroms an Letztverbraucher im Bundesgebiet dazu sicherzustellen, dass den Letztverbrauchern auch tatsächlich der Anteil des Stroms aus EEG-finanzierten erneuerbaren Energien zugutekommt, der dem Letztverbraucher mittels der Regionalnachweise in der Stromkennzeichnung als in der Region erzeugt ausgewiesen wird.⁴⁴ Dieses Bedürfnis erscheint prinzipiell sachgerecht und an Sinn und Zweck der Einführung der Regionalnachweise orientiert. Es fragt sich allerdings, ob und wenn ja wie dieses Erfordernis tatsächlich bereits im Rahmen der Antragsphase durch das UBA überprüft werden muss.

Zum einen könnte bereits das Kriterium des physikalischen Imports oder eines vergleichbaren Effekts auf den deutschen Strommarkt nach § 5 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2017 die grundsätzliche Gewähr dafür bieten, dass der in Anlagen außerhalb des Bundesgebiets erzeugte Strom, zumindest bilanziell, in das Bundesgebiet importiert wird oder aufgrund der ausreichenden Interkonnektorenkapazität auch bei Einspeisung in das ausländische Netz zumindest einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt hat, wie wenn die Anlagen in das inländische Stromnetz einspeisen würde. In der Regel wird, wie etwa im Rahmen der Kooperation zwischen Deutschland und Dänemark⁴⁵, auf den vergleichbaren Effekt abgestellt werden. Allerdings bietet dieses Kriterium keine endgültige Gewähr dafür, dass eine Anlage auch tatsächlich Strom an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet liefert. Somit könnte nur für den Fall, dass die Kooperationsstaaten das Kriterium des „physischen Imports“ als erfüllt ansehen⁴⁶, das Vorliegen der Anspruchsvoraussetzung der Lieferung an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet, als

⁴⁴ BT-Drucks. 18/8860, S. 245.

⁴⁵ Siehe Art. 2 Abs. 1 S. 2 des Abkommens zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der Regierung des Königreichs Dänemark über die Schaffung eines Rahmens für die teilweise Öffnung nationaler Fördersysteme zur Förderung der Energieerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen und für die grenzüberschreitende Steuerung dieser Projekte im Rahmen eines einmaligen Pilotverfahrens im Jahr 2016: „Die Zusammenarbeit beruht damit auf dem Prinzip der Gegenseitigkeit und [...] auf dem Verständnis, dass für die Bundesrepublik Deutschland der physikalische Import des im Königreich Dänemark geförderten Stroms in die Bundesrepublik Deutschland und für das Königreich Dänemark der physikalische Import des in der Bundesrepublik Deutschland geförderten Stroms in das Königreich Dänemark im Rahmen dieser grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bedeutend ist, und dass diese Bedingungen angesichts des hohen, direkten Verbundgrades zwischen den Vertragsparteien und des kleinen Volumens der Pilotausschreibungsrunden in 2016 als gegeben betrachtet werden.“ Ebenso Erwägungsgrund 10. Das Abkommen ist abrufbar auf der Internetseite des BMWi unter www.bmwi.de.

⁴⁶ Das würde sich aus dem Kooperationsvertrag entnehmen lassen.

bei Zahlung der Marktprämie an den Betreiber einer ausländischen Anlage indiziert angesehen werden, nicht aber automatisch im Fall des „vergleichbaren Effekts“.

Dennoch ist es eine Folge der Annahme eines vergleichbaren Effekts, dass Anlagen außerhalb des Bundesgebiets im Rahmen des EEG grundsätzlich mit Anlagen innerhalb des Bundesgebiets gleichgestellt werden, wenn sie einen Zuschlag erhalten. Werden also Anlagen außerhalb des Bundesgebiets in die Regelungen des EEG einbezogen, weil deren Stromeinspeisung einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt hat wie die Einspeisung inländischer Anlagen, erscheint es nicht sachgerecht, diesen Anlagen bei Beantragung von Regionalnachweisen höhere Hürden aufzuerlegen als inländischen Anlagen. Dies gilt verstärkt bei Beachtung der Tatsache, dass im Rahmen der Entwertung nach § 79a Abs. 6 EEG 2017 die Lieferung an einen Letztverbraucher innerhalb einer Region im Bundesgebiet ohnehin überprüft wird. Zur Vermeidung einer möglichen Benachteiligung ausländischer Anlagenbetreiber im Rahmen der Antragstellung sollte die Norm so ausgelegt werden, dass es zum Zeitpunkt der Antragstellung ausreicht, dass der Antragsteller die Absicht hat, Strom an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet zu liefern (da er ansonsten auch keinen Anreiz hätte, Regionalnachweise gebührenpflichtig zu beantragen). Diese Absicht bringt der ausländische Anlagenbetreiber konkludent zum Ausdruck, indem er die Ausstellung von RN beantragt. Eine letztendliche Überprüfung erfolgt aber, wie bei inländischen Anlagen auch, erst im Rahmen der Entwertung nach § 79a Abs. 6 EEG 2017 und entlang der vertraglichen Lieferkette nach § 79a Abs. 5 EEG 2017.

13 Stromkennzeichnung von Regionalstrom

13.1 Durchbrechung bestehender Prinzipien der Stromkennzeichnung durch die Kennzeichnung von Regionalstrom

Die Stromkennzeichnung in ihrer bisherigen Form unterscheidet sich strukturell deutlich vom Ansatz der Kennzeichnung von Regionalstrom. Sie durchbricht in mehrfacher Hinsicht bisherige Prinzipien der Stromkennzeichnung. Im Folgenden werden diese strukturellen Unterschiede dargestellt und analysiert. Soweit erforderlich, wird zudem analysiert, welche rechtlichen Konflikte sich ergeben und wie damit umzugehen ist.

13.1.1 Geographische Herkunft vs. Energieträger

Die Stromkennzeichnung gemäß § 42 EnWG hat die gesetzliche Aufgabe, die Art der Erzeugung nach dem *Energieträger* des verkauften Stroms darzustellen. Die geographische Herkunft des Stroms spielt dabei keine Rolle. Die Regionalkennzeichnung verfolgt demgegenüber in erster Linie das Ziel, die *geographische Herkunft* des direkt vermarkteten EEG-Stroms darzustellen. Aus rechtlicher Sicht ist dies unproblematisch, weil sich aus höherrangigem Recht, insbesondere Art. 3 Abs. 9 der Binnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG, keine Bedenken gegen eine solche Verknüpfung der Darstellung von regionaler Herkunft und Energieträgerart ergeben.⁴⁷ Für die Umsetzung von Regionalstromprodukten im Rahmen der Stromkennzeichnung stellt sich jedoch die Frage, wie eine sinnvolle Darstellung der unterschiedlichen Ebenen (Energieträger einerseits, geographische Herkunft andererseits) aussehen könnte. Möglichkeiten einer praktischen Umsetzung dieser Aufgabe werden in diesem Kapitel später eruiert.

13.1.2 Zuordnung von EEG-Anlagen zu einzelnen Verbrauchern

Der Ansatz der Regionalkennzeichnung durchbricht zudem das Prinzip der bisherigen Stromkennzeichnung von EEG-gefördertem Strom, wonach keine Zuordnung von EEG-Strom aus einzelnen Anlagen auf einzelne Verbraucher erfolgt. Nach dem Ansatz des EEG bezahlen sämtliche deutsche Stromverbraucher den Ausbau erneuerbarer Energien über die EEG-Umlage. Diese Verteilung der Kostenlast des Ausbaus auf grundsätzlich alle Schultern in Deutschland hat zur Folge, dass keinem Verbraucher der Strom einer bestimmten geförderten Anlage konkret zugeordnet werden darf und für geförderte EEG-Anlagen keine Herkunftsnachweise weitergegeben werden dürfen (§ 80 Abs. 2 S. 1 EEG 2017). Der über die EEG-Umlage finanzierte Strom soll über die Stromkennzeichnung rechnerisch allen Kunden in der Menge zugeordnet werden, wie sie die EEG-Umlage zahlen. Daher ist es Verbrauchern bislang nicht möglich, den Strom einer bestimmten Anlage zu kaufen, deren Strom über die EEG-Umlage finanziert wird.

Dieser Grundansatz wird von der Regionalkennzeichnung teilweise durchbrochen. Ausweislich der Gesetzesbegründung soll mit dem RN-System eine konkrete Zuordnung des Stroms aus einzelnen EEG-Anlagen zu einzelnen Stromvertrieben und -verbrauchern ermöglicht werden.⁴⁸ § 80 Abs. 2 S. 3 EEG 2017 regelt ausdrücklich, dass das Verbot der Weitergabe von Herkunftsnachweisen aus EEG-geförderten Anlagen nicht für Regionalnachweise gilt. Mit der Möglichkeit einer anlagenscharfen Zuordnung von Regionalstrom zu einzelnen Vertrieben und Verbrauchern trägt der Gesetzgeber auch dem

⁴⁷ Eine europarechtliche Überprüfung der neuen Regelungen des EEG zum Regionalstrom ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

⁴⁸ BT-Drucks. 18/8860, S. 245.

Ziel der Erhöhung der lokalen Akzeptanz des Baus neuer Anlagen Rechnung: Nur wenn die konkreten Anlagen als solche vor Ort vermarktet werden können, besteht überhaupt die Chance auf eine erhöhte Akzeptanz durch die lokale Bevölkerung.

Diese Durchbrechung des bisherigen, oben beschriebenen EEG-Ansatzes ist rechtlich nicht angreifbar. Insbesondere wird dadurch kein Verstoß gegen das gemeinschaftsrechtliche Doppelvermarktungsverbot des Art. 15 Abs. 2 UAbs. 2 der EE-Richtlinie 2009/28/EG begründet. Die Menge der als EE-Strom vermarkteten Kilowattstunden verändert sich durch eine Darstellung der genauen (geographischen) Stromquelle nicht. Das EEG-Kennzeichnungssystem stellt wie bisher sicher, dass jede ungefördernde direktvermarktete Kilowattstunde nur ein einziges Mal als Grünstrom vermarktet werden kann.

Auch verfassungsrechtlich sind die neuen Regelungen nicht zu beanstanden. Denkbar wäre allenfalls, ein grundrechtliches Problem darin zu erblicken, dass die einzelnen EEG-Anlagen von der Solidargemeinschaft aller EEG-Umlagenzahler finanziert wurden. Hieraus könnte man ableiten, dass daher alle EEG-Umlagezahler nicht nur dieselbe Menge, sondern auch dieselbe Qualität von EEG-Strom zugerechnet bekommen müssen.⁴⁹ Angesichts der bestehenden systeminhärenten Ungleichheiten bei der Zuordnung von EEG-Strommengen gegenüber Letztverbrauchern im bestehenden Stromkennzeichnungssystem⁵⁰ erscheint dieser Effekt jedoch vernachlässigbar und rechtlich unterhalb der grundrechtlichen Eingriffsschwelle.

13.2 Gesetzliche Grundlagen der Stromkennzeichnung mit Regionalstrom

§ 79a Abs. 8 S. 1 EEG 2017 bestimmt: „*In dem Umfang, in dem ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Regionalnachweise nach Absatz 7 Nummer 2 entwerten lässt, darf es in der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber Letztverbrauchern ausweisen, zu welchen Anteilen der Strom, den das Unternehmen nach § 78 Absatz 1 als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ kennzeichnen muss, in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist.*“

In § 42 Abs. 2 EnWG ist zudem geregelt: „*Die Informationen zu Energieträgermix und Umweltauswirkungen sind mit den entsprechenden Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland zu ergänzen und verbraucherfreundlich und in angemessener Größe in grafisch visualisierter Form darzustellen.*“

Beide Vorschriften lassen somit einigen Spielraum im Hinblick auf die grafisch visualisierte Form der Darstellung.

Es bestehen zudem nebeneinander verschiedene Verordnungsermächtigungen, deren Verhältnis zueinander abgrenzungs- und klärungsbedürftig ist.

§ 42 Abs. 8 S. 1 EnWG ermächtigt die Bundesregierung u.a. dazu, „Vorgaben zur Darstellung der Informationen nach den Absätzen 1 bis 4“ im Rahmen der Stromkennzeichnung zu treffen. Diese Verordnungsermächtigung wurde jedoch bislang noch nicht in Anspruch genommen, so dass aktuell keine genaueren gesetzlichen Vorgaben zur graphischen Ausgestaltung der Stromkennzeichnung bestehen. Es ist derzeit auch nicht absehbar, dass die Bundesregierung von der Ermächtigung Gebrauch macht, auch wenn sie dies in der Begründung zum EEG 2014 ankündigte.⁵¹

§ 42 Abs. 8 S. 2 EnWG berechtigt die Bundesnetzagentur (BNetzA) solange, wie die Bundesregierung von ihrer Verordnungsermächtigung keinen Gebrauch machte, eine inhaltsgleiche Festlegung nach §

⁴⁹ Vgl. zu den grundrechtlichen Anforderungen an die Stromkennzeichnung von EEG-gefördertem Strom Schlacke/Kröger, NVwZ 2012.

⁵⁰ Maaß 2015.

⁵¹ BT-Drucks. 18/1304, S. 163. Siehe auch BT-Drucks. 18/11514, S. 1, danach „überprüft die Bundesregierung derzeit die Regelungen zur Stromkennzeichnung auf ihre Zweckmäßigkeit“.

29 Abs. 1 EnWG zu treffen. Auch eine solche Festlegung fehlt aktuell, und es ist nicht bekannt, dass die BNetzA Arbeiten an einer solchen Festlegung aufgenommen hätte.

§ 92 Nr. 11 EEG ermächtigt das BMWi im Einvernehmen mit dem BMJV, „die konkrete Gestaltung der Ausweisung der regionalen Herkunft nach § 79a in der Stromkennzeichnung zu regeln, insbesondere die textliche und grafische Darstellung“. Diese Verordnungsermächtigung ist in § 14 Abs. 1 Nr. 9 Erneuerbare-Energien-Verordnung an das Umweltbundesamt im Einvernehmen mit dem BMWi subdelegiert worden.

Somit bestehen nebeneinander drei Ermächtigungsgrundlagen zu einem ähnlichen Regelungsgegenstand, jedoch unterschiedlichen Adressaten (Bundesregierung, BNetzA, BMWi/BMJV, UBA) und unterschiedlichen Inhalten (Darstellung der Informationen nach § 42 Abs. 1 – 4 einerseits, Darstellung der Regionalität andererseits). Während sich § 42 Abs. 8 S. 1 und 2 EnWG auf allgemeine Vorgaben für die Darstellung der Stromkennzeichnung beziehen, beschränkt sich § 92 Nr. 11 EEG 2017 ausschließlich auf die Darstellung der regionalen Herkunft in der Stromkennzeichnung. Um beide Normen miteinander in Einklang bringen zu können, muss § 42 Abs. 8 EnWG einschränkend so ausgelegt werden, dass eine darauf gestützte Verordnung keine Vorgaben zur regionalen Herkunft des EEG-Stroms machen darf – insoweit ist § 92 Nr. 11 EEG sowohl das speziellere als auch das jüngere Gesetz und genießt somit Vorrang. Gleichzeitig ist ebenfalls – umgekehrt – zu beachten, dass eine vom BMWi allein auf § 92 Nr. 11 EEG 2017 oder vom UBA auf § 14 Abs. 1 Nr. 9 EEV gestützte Verordnung jedenfalls keine Anforderungen treffen darf, die über die Darstellung der Regionalität hinausgehen und so gegebenenfalls einen Regelungsbereich miterfasst, welcher der Regelungsmaterie der § 42 Abs. 8 S. 1 und 2 EnWG zuzuordnen wäre; denn der dortige Ordnungsgeber/Festlegungsberechtigte hat von seiner Kompetenz möglicherweise aus gutem Grund keinen Gebrauch gemacht, während BMWi/UBA gerade nicht ermächtigt werden, generelle Regelungen zu treffen. Generelle Vorgaben zur Darstellungsform der Stromkennzeichnung könnten nur von der gesamten Bundesregierung im Rahmen einer Verordnung auf Grundlage des § 42 Abs. 8 S. 1 EnWG oder durch die BNetzA per Festlegung auf Grundlage des § 42 Abs. 8 S. 2 EnWG getroffen werden.

13.3 Textliche Darstellung von RN-Strom

Bevor auf die grafische Darstellung eingegangen wird, ist kurz auf die textliche Darstellung einzugehen. Die textliche Bezeichnung des „Regionalstroms“ ist nur zum Teil gesetzlich determiniert. In § 79a Abs. 8 S. 1 EEG 2017 ist klar festgelegt, dass der RN-Strom aufgrund der EEG-Förderung (in Übereinstimmung mit dem unverändert gebliebenen § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ bezeichnet werden muss. Die deutliche Regelung mit der genauen, in Anführungszeichen gesetzten Bezeichnung lässt keinerlei Abweichungen zu; hierbei hat es also zu bleiben, selbst wenn der Stromlieferant Regionalnachweise für diesen Teilbereich der Stromkennzeichnung entwertet.

Bei der sprachlichen Ausformulierung des regionalen Zusammenhangs zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort des Stromverbrauchs hat der Gesetzgeber hingegen auf die Setzung von Anführungszeichen verzichtet, was auf eine gewisse Flexibilität bei der genauen Formulierung hindeutet. Der gesetzlichen Regelung am Nächsten käme folgende textliche Bezeichnung von mit der EEG-Umlage finanziertem Strom, der mit RN hinterlegt ist:

- „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage – erzeugt im regionalen Zusammenhang zum Verbrauchsort“

Diese Formulierung ist jedoch sprachlich eher sperrig und damit nicht im Sinne eines leichten Verständnisses für die Verbraucher. Angesichts der bestehenden rechtlichen Flexibilität bei der genauen

Bezeichnung sollte bei der Schaffung einer konkretisierenden Verordnung daher eine einfacher zuzugängliche Formulierung gesucht werden, die noch mit dem Gesetz in Einklang stehen. Denkbar sind z.B. folgende Vorschläge:

- „Erneuerbare Energien aus der Region, finanziert aus der EEG-Umlage“
- „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage – aus der Region“
- „Regionale Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“

Zudem könnte in der HkRNDV vorgeschrieben werden, dass Angaben zur Region des belieferten Letztverbrauchers gemacht werden müssen. Da die große Mehrheit der Verbraucher den Gesetzeswortlaut des § 79a Abs. 6 EEG 2017 nicht präsent hat, ist durchaus erklärungsbedürftig, was „regionale Erzeugung“ in diesem Zusammenhang heißt. Denkbar wäre, die Erklärung des Radius-Buffer-Konzepts den Vertrieben zu überlassen, jedoch dürften angesichts der Komplexität des Konzepts dabei starke Vereinfachungen und Fehler zu erwarten sein. Sofern der Verordnungsgeber diese ausschließen möchte, könnten in die HkRNDV möglichst knappe und verständliche Formulierungen aufgenommen werden, die von den Vertrieben zur Erklärung der Regionalität optional oder zwingend⁵² zu verwenden sind. Denkbar sind drei Varianten:

- Es wird sinngemäß der Gesetzeswortlaut wiedergegeben: *„Die Region umfasst alle Postleitzahlengebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht. Wenn die Gemeinde mehrere Postleitzahlengebiete beinhaltet, umfasst die Region einen Umkreis von 50 Kilometern um die Gemeindegrenze des Letztverbrauchers.“*

Da diese Formulierung, welche sowohl die PLZ- als auch die Gemeindegrenzen-Variante umfasst, recht sperrig und verbraucherunfreundlich ist, könnte den Vertrieben freigestellt werden, ob sie stattdessen jeweils individuell die für den einzelnen Endverbraucher zutreffende Variante (Buffer um PLZ-Gebiet oder um Gemeindegrenzen) verwenden. Die zu verwendenden Erklärungen könnten lauten:

- PLZ-Gebiet: *„Die Region umfasst alle Postleitzahlengebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht.“*
- Gemeindegebiet: *„Die Region umfasst alle Postleitzahlengebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um die Gemeindegrenze befinden, in der der Letztverbraucher den Strom verbraucht.“*

Als „Kann“-Vorschrift könnte weiter vorgesehen werden, dass (entsprechend Abbildung 18: Beispielhafte Darstellung eines Lieferkraftwerks) auch Name, Standort und Stromproduktion einzelner Lieferanlagen innerhalb der Region angegeben werden können.

Alle Vorgaben stünden unter der Prämisse, dass das EVU sich freiwillig zur Ausweisung entscheidet, da § 79a Abs. 8 EEG 2017 dies den EVU freistellt („darf“). Sofern sich das EVU jedoch zur Ausweisung entschließt, kann die HkRNDV Vorgaben machen, wie diese Ausweisung auszusehen hat.

13.4 Graphische Darstellung von RN-Strom

Aufgrund der oben dargestellten Rechtslage, wonach § 42 Abs. 8 EnWG den Weg für generelle Vorgaben zur graphischen Darstellung der Stromkennzeichnung im Rahmen einer Verordnung auf Grund-

⁵² Eine optionale Verwendungsvorschrift hätte sinngemäß folgenden Inhalt: *„Wenn das EVU die regionale Herkunft erläutern möchte, muss es dafür die folgende Erklärung verwenden. (...)“* Eine zwingende Vorschrift hätte demgegenüber sinngemäß folgenden Inhalt: *„Das EVU hat durch folgende Erklärung die regionale Herkunft zu erläutern. (...)“*

lage von § 92 Nr. 11 EEG 2017 versperrt, sind die Möglichkeiten für Vorgaben zur graphischen Gestaltung der Regionalität im Rahmen der Stromkennzeichnung von vorneherein stark begrenzt. Die Stromvertriebe sind lediglich verpflichtet, überhaupt in irgendeiner Form eine graphische Darstellung der Stromkennzeichnung vorzunehmen. Sie können, müssen aber nicht die Vorschläge des BDEW-Leitfadens zur Stromkennzeichnung aufgreifen (der in seinen Beispielen die Stromkennzeichnung durchweg als Kreis-/Tortendiagramm darstellt; zulässig wäre aber beispielsweise auch ein Säulendiagramm). Folgerichtig kann auch eine auf § 92 Nr. 11 EEG 2017 gestützte Verordnung keine Vorgaben machen, welche eine bestimmte Art der graphischen Darstellung der allgemeinen Stromkennzeichnung implizieren und präjudizieren würde (beispielsweise durch die verbindliche Vorgabe eines Tortendiagramms, was zumindest für Regionalstromprodukte Säulendiagramme für die Stromkennzeichnung ausschliesse).

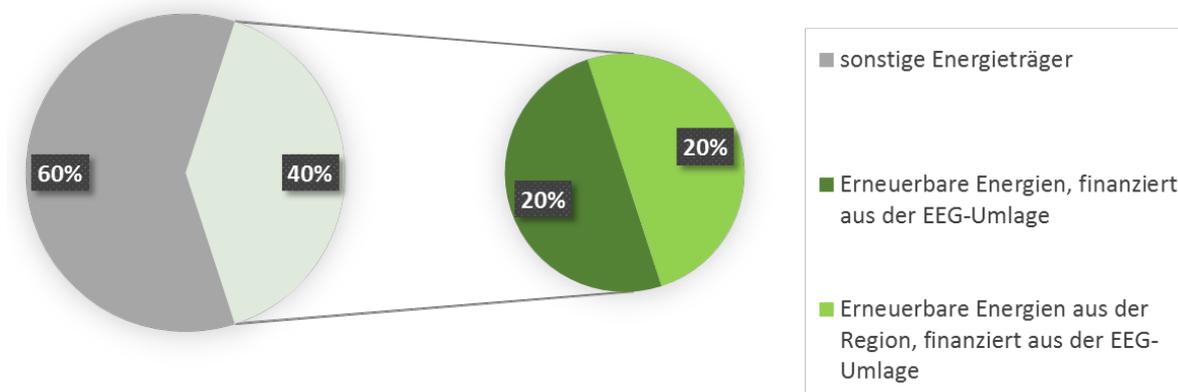
Vor diesem Hintergrund erscheint es nahezu unmöglich, im Rahmen der HkRNDV sinnvolle *konkrete* Vorgaben zur graphischen Darstellung von RN zu statuieren. Denkbar und auch sinnvoll erscheint es hingegen, den RN nutzenden Vertrieben gewisse Grundanforderungen für die graphische Gestaltung der Stromkennzeichnung auf den Weg zu geben. Eine Regelung könnte z.B. lauten:

„Entscheidet sich ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen dafür, gegenüber Letztverbrauchern unter Nutzung von Regionalnachweisen auszuweisen, zu welchen Anteilen der Strom, den das Unternehmen nach § 78 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als „erneuerbarer Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ kennzeichnen muss, in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist, muss diese Ausweisung verbraucherfreundlich und deutlich erkennbar abgesetzt in grafisch visualisierter Form erfolgen.“

Aus diesem Grund erscheint es angebracht, den Marktteilnehmern auf anderem Wege Hinweise für eine sinnvolle und rechtskonforme Umsetzung der gesetzlichen Pflichten zur Kennzeichnung von Regionalstrom zu geben. Dies könnte beispielsweise über eine Integration von Vorschlägen des UBA in den Leitfaden Stromkennzeichnung des BDEW erfolgen. Zu diesem Zweck werden im Folgenden einige Vorschläge entwickelt.

Die Stromkennzeichnung mit Regionalstrom-Anteil kann grafisch in verschiedenen Varianten umgesetzt werden. Für Stromverbraucher muss jedoch eindeutig ersichtlich sein, dass der Regionalstrom ein Teil der Strommenge ist, die durch die Zahlung der EEG-Umlage gefördert wird. Dieser Sachverhalt lässt sich mit der folgenden Abbildung (Abbildung 15: Darstellung des EEG-geförderten Stromanteils als separater Kreis) anschaulich darstellen, da hierbei der durch die EEG-Umlage geförderte Stromanteil separiert wird.

Abbildung 15: Darstellung des EEG-geförderten Stromanteils als separater Kreis



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Zu diskutieren wäre in dieser Art der Darstellung, ob der Prozentanteil des Regionalstroms im obigen Beispiel „20%“ oder „50%“ beträgt. Für „20%“ spräche, dass dieser Wert den Regionalanteil am Gesamtstromprodukt wiedergibt. Gegen „50%“ wiederum spräche, dass damit der Regionalanteil zu groß erschiene, er macht vor allem nicht 50% des Gesamtstromprodukts aus, sondern nur einer Teilmenge des Gesamtstromprodukts.

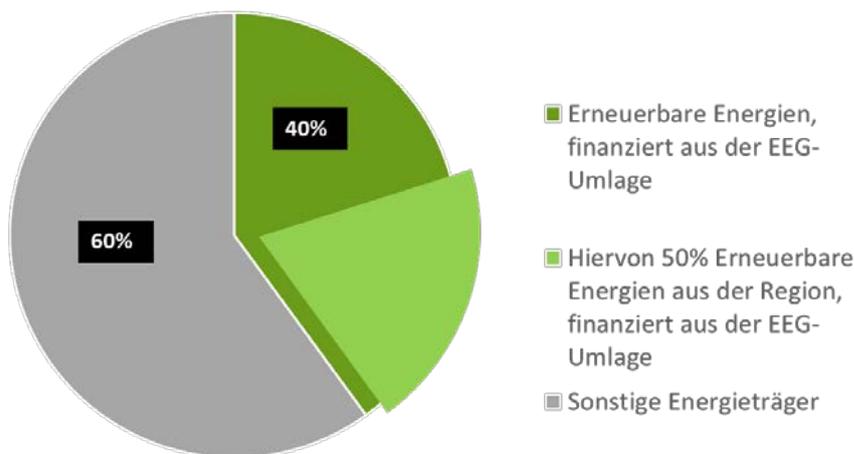
Alternativ ließe sich in einem Kreisdiagramm der Anteil des EEG-geförderten Stroms entsprechend grafisch hervorheben, um den regionalen Anteil kenntlich zu machen. Eine beispielhafte Grafik ist nachfolgend dargestellt. Problematisch wird diese Art der Darstellung in zwei Fällen:

Erstens dann, wenn der Regionalstromanteil identisch groß wäre wie der EEG-Anteil. In diesem Fall überlagern sich die beiden Tortenstücke und man kann beide nicht mehr auseinanderhalten.

Zweitens dann, wenn der Regionalstromanteil minimal groß ist. Hier wäre der Regionalstromanteil kaum zu erkennen, würde aber in der Legende zur Grafik genannt werden.

Gegen das zweite Problem hilft, das Regionalstrom-Tortenstück über den Tortenrand hinaus zu ziehen, wie unten im Beispiel (Abbildung 16: Darstellung des Regionalstromanteils durch Hervorheben) getan. Je weiter es aus der Torte herausragt, desto eher springt seine vom Rest abgehobene Aussage ins Auge.

Abbildung 16: Darstellung des Regionalstromanteils durch Hervorheben



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Grundsätzlich lässt sich die Stromkennzeichnung mit Regionalstromanteil auch als Balkendiagramm darstellen (Abbildung 17: Darstellung der Regionalstromkennzeichnung als Balkendiagramm). Zu diskutieren ist, ob der Anteil des Regionalstroms als separater Wert oder, wie in der vorherigen Darstellung, lediglich als Anteil des Stroms, gefördert durch die EEG-Umlage, ausgewiesen werden soll.

Abbildung 17: Darstellung der Regionalstromkennzeichnung als Balkendiagramm



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

Zusätzlich zur Darstellung auf der Energieträgerebene bietet sich zur Visualisierung der Regionalität der Bezug zu spezifischen Kraftwerken an (Abbildung 18: Beispielhafte Darstellung eines Lieferkraftwerks). Auf diese Weise ließe sich für Verbraucher veranschaulichen, aus welchen Lieferanlagen der bezogene regionale Stromanteil stammt. Die Regionalität würde damit „greifbar“, ohne gegen das Doppelvermarktungsverbot zu verstoßen, und eine höhere Akzeptanz der Verbraucher gegenüber der Energiewende wäre möglich.

Abbildung 18: Beispielhafte Darstellung eines Lieferkraftwerks



Quelle: eigene Darstellung Hamburg Institut Consulting.

13.5 Vollzug der Regionalkennzeichnung

Ökostrom-Produkte sind in besonderem Maße vom Vertrauen der Endkunden abhängig, da die physischen Eigenschaften und die eingesetzten Energieträger des Stroms für den Verbraucher nicht ohne

weiteres nachvollziehbar sind. Nur wenn Endkunden darauf vertrauen können, dass ihre Entscheidung zum Bezug von Ökostrom auch tatsächliche Folgen hat und der Strom des Anbieters entsprechend beschafft wird, werden Endkunden bereit sein, die Mehrkosten für Ökostromprodukte zu tragen. Dies gilt auch für Regionalstromprodukte. Dieses Vertrauen kann nur durch eine verlässliche Infrastruktur in Form des RNR hergestellt werden – zudem bedarf es eines funktionierenden Vollzugs der Regionalstromkennzeichnung. Ohne einen funktionierenden Gesetzesvollzug stünde die Glaubwürdigkeit des Regionalstromkonzeptes und damit seine Akzeptanz und praktische Relevanz zur Disposition.

Das RNR muss daher – wie auch das HKNR – ein besonderes Augenmerk auf eine korrekte Kennzeichnung von Regionalstromprodukten im Markt legen.

13.5.1 Rechtsgrundlagen der Prüfung der regionalen Ausweisung durch das UBA

Die zentrale Norm zur Bewältigung dieser Aufgabe ist § 79a Abs. 7 EEG 2017. Sie lautet:

„Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen meldet für jede Region, für die es Regionalnachweise nutzen will, an das Umweltbundesamt:

- 1. die Strommenge, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen an seine Letztverbraucher in dieser Region geliefert hat und nach § 78 in der Stromkennzeichnung als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ ausweisen muss, und*
- 2. die Regionalnachweise, die es für diese Region entwerten lassen will.“*

Weitere Regelungen darf der Verordnungsgeber treffen. § 92 Nr. 4 EEG ermächtigt diesen dazu

„die Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters nach § 79 Absatz 4 und des Regionalnachweisregisters nach § 79a Absatz 4 zu regeln sowie festzulegen, welche Angaben an diese Register übermittelt werden müssen, wer zur Übermittlung verpflichtet ist und in welchem Umfang Netzbetreiber Auskunft über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen verlangen können; dies schließt Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten ein, in denen Art, Umfang und Zweck der Speicherung sowie Lösungsfristen festgelegt werden müssen,“

Die Verordnungsermächtigung ist nahezu wortgleich in § 14 Abs. 1 Nr. 5 EEV an das UBA delegiert worden. Der Gesetzgeber hat die am RNR teilnehmenden Energieversorger zur Lieferung einiger weniger Daten selbst verpflichtet – und dem Verordnungsgeber die sehr weit gefasste Möglichkeit eröffnet, die Vorlage weiterer Angaben zu verlangen. Dabei hat sich der Verordnungsgeber an den Grundsatz der Erforderlichkeit der Datenübermittlung zu halten, d.h. es dürfen nur Daten verlangt werden, die zur Wahrnehmung der gesetzlich vorgesehenen Vollzugsaufgaben erforderlich sind.

13.5.2 Benötigte Daten für eine Prüfung der regionalen Ausweisung durch das UBA

Die aus hiesiger Sicht wichtigste Kontrollaufgabe liegt darin sicherzustellen, dass ein Stromlieferant für die als Regionalstrom gegenüber Endkunden ausgewiesene Strommenge eine mindestens gleich große Menge an Regionalnachweise entwertet hat.

Für eine wirksame Kontrolle dieses Punktes muss das UBA mindestens in die Lage versetzt werden zu überprüfen, ob für jede von den Vertrieben vermarktete kWh Regionalstrom ein entsprechender RN entwertet wurde. Die maßgebliche Größe hierfür ist die Menge des als Regionalstrom gekennzeichneten Anteils im vermarkteten Strom pro Verbrauchsgebiet (PLZ-Gebiet oder Gemeindegebiet) in kWh. Das UBA muss wissen, wie viele kWh Strom ein Vertrieb pro PLZ-/Gemeinde-Gebiet im jeweiligen Basisjahr der Stromkennzeichnung als Regionalstrom den Endkunden ausgewiesen hat. Hierbei ist das UBA von einer korrekten Datenlieferung seitens des Vertriebes abhängig. Nur der Vertrieb verfügt über die Informationen, welche zur Ermittlung der genannten Größe vorliegen müssen.

Verfügt das UBA über diese Information, kann es die Strommenge mit der Menge der im RN für dieselbe Region entwerteten RN vergleichen und feststellen, ob die entwertete RN-Menge der Menge des Regionalanteils des abgesetzten Regionalstroms entspricht. Der EEG-Gesetzgeber hat keine entspre-

chende Pflicht zur Datenübermittlung durch die RNR-Teilnehmer statuiert, so dass eine entsprechende Pflicht in die HkRNDV aufgenommen werden sollte. Die Rechtsgrundlage hierfür findet sich in § 92 Nr. 4 EEG.

Eine weitere sinnvolle Vollzugsaufgabe liegt darin sicherzustellen, dass die prozentuale Höhe des Regionalstroms in der Stromkennzeichnung nicht höher sein darf als der Anteil des Stroms aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“. Dies lässt sich am einfachsten und sichersten durch eine ex-post Kontrolle der Stromkennzeichnung selbst gewährleisten. Die Teilnehmer am RNR sollten daher verpflichtet werden, für jede Region, in welche sie Regionalstrom liefern, die entsprechende gegenüber Endkunden verwendete Stromkennzeichnung an das UBA zu übermitteln.

Es ist fraglich, ob das UBA über diese und die eingangs genannte Fragestellung (Anzahl entwerteter RN = Menge des vermarkteten Regionalstroms?) hinaus weitere Fragen im Rahmen der Stromkennzeichnung überprüfen soll. Das Gesetz geht offenbar hiervon aus, denn § 79a Abs. 7 EEG 2017 verpflichtet die Anbieter zur Lieferung weiterer Daten an das UBA. Die Lieferpflicht für Daten zur Strommenge, die ein EVU in einer Region geliefert hat, und der Daten zu den „Regionalnachweisen, die es für diese Region entwerten lassen will“, ist für die Überprüfung der beiden oben genannten Vollzugsfragen irrelevant. Offenbar geht der Gesetzgeber daher davon aus, dass das UBA weitere Kontrollaufgaben wahrzunehmen hat, was jedoch im Widerspruch dazu steht, dass grundsätzlich die BNetzA für die Überprüfung der Stromkennzeichnung zuständig ist.

Ein kohärentes Vollzugskonzept lässt sich aus dem Gesetz nicht ermitteln. Aus der Formulierung der Vorlagepflicht für „*die Regionalnachweise, die es für diese Region entwerten lassen will*“, lässt sich möglicherweise schließen, dass der Gesetzgeber eine präventive Kontrolle vorsieht. Nur so ist die Formulierung erklärbar, dass Daten vorgelegt werden müssen in Bezug auf RN, die der Anbieter erst noch entwerten lassen will. Eine präventive Prüfung seitens des UBA ergibt im Zusammenhang mit der vom Gesetzgeber ebenfalls vorgesehenen Datenlieferung zur Menge des EEG-finanzierten Stroms, der in die jeweilige Region geliefert wurde, nur dann Sinn, wenn das UBA kontrollieren soll, ob ein EVU mehr Strom als Regionalstrom ausweisen und mit entwerteten RN hinterlegen will, als das Gesetz dies vorsieht (Begrenzung des RN-Stroms auf den Anteil des EEG-finanzierten Stroms). Es erscheint jedoch fraglich, inwieweit mit den genannten Daten eine wirksame Kontrolle dieser Frage möglich ist. Eine Kontrolle kann nur in den praktisch wohl seltenen Fällen erfolgreich sein, wenn ein Vertrieb in einer bestimmten Region alle seine Kunden mit Regionalstrom beliefert. In diesem Fall würde es anhand der Daten beim UBA auffallen, wenn die vom EVU gemeldete Menge des EEG-finanzierten Stroms in einer Region größer ist als die Menge der zu entwertenden RN. Weitere Voraussetzung ist dabei auch hierfür die Übermittlung der in einer Region im Basisjahr der Stromkennzeichnung abgesetzten absoluten Menge (in kWh) des EEG-finanzierten Stroms in eine Region. Dies müsste zu einem Zeitpunkt erfolgen, der vor der Entwertung der RN liegt.

Sofern ein Vertrieb nur einen Teil seiner Kunden in einer Region mit Regionalstrom beliefert, was in der Praxis häufig der Fall sein dürfte, kann aus den vom Gesetz vorgesehenen Datenlieferungen hingegen kein sinnvoller Schluss für den Gesetzesvollzug gezogen werden. Selbst wenn die Gesamtmenge der zu entwertenden RN niedriger ist als der Anteil des EEG-finanzierten Stroms in der Region, kann es bei den individuellen Regionalstromkunden zu einer unzulässig hohen Ausweisung von EEG/RN-Strom-Anteilen kommen. (Zur Veranschaulichung folgendes Beispiel: In einer Region bekommt nur einer von insgesamt 100 Kunden Regionalstrom geliefert. Für diesen einen Kunden will das EVU jedoch – unzulässig – dessen gesamten Stromverbrauch als Regionalstrom kennzeichnen. Dieser Fehler würde das UBA auf der Grundlage der vom EEG vorgeschriebenen Datenlieferungen nicht bemerken können.) Für derartige Konstellationen bedürfte es einer kompletten präventiven Kontrolle aller Daten zur Stromkennzeichnung, die für die Überprüfung des EEG-Anteils der Stromkennzeichnung wichtig sind (u.a. Gesamtstromliefermenge in kWh, Menge des an privilegierte Endkunden gelieferten Stroms in kWh, Höhe der gezahlten EEG-Umlage, ...). Auf dieser Basis könnte ermittelt werden, wie hoch der Anteil des Stroms „finanziert aus der EEG-Umlage“ ist. Zusätzlich bräuchte das UBA die Information, wieviel Regionalstrom in der jeweiligen Region abgesetzt wird.

Sofern das UBA trotz der oben dargelegten Zweifel an der Praxistauglichkeit der im Gesetz angelegten Präventiv-Kontrolle eine solche durchführen will, müsste in der HkRNDV eine ergänzende Datenlieferungsverpflichtung auf Basis von § 92 Nr. 4 EEG 2017 aufgenommen werden, mit der die Vertriebe zur Übermittlung der in einer Region im Basisjahr der Stromkennzeichnung abgesetzten absoluten Menge (in kWh) des EEG-finanzierten Stroms in einer Region verpflichtet werden. Aus Sicht der Gutachter wäre jedoch eine (oben beschriebene) Verpflichtung der Vertriebe zur Übermittlung der tatsächlichen Stromkennzeichnung in den Liefergebieten für RN-Strom und eine ex-post-Kontrolle dieser Stromkennzeichnungen ein deutlich einfacheres und effizienteres Mittel der Kontrolle, ob die Stromvertriebe nur im Umfang des ausgewiesenen EEG-Stroms Regionalstrom vermarkten. Das UBA als Verordnungsgeber muss entscheiden, ob ein solcher über das gesetzlich angedeutete Prüfprogramm hinausgehender Vollzug angemessen erscheint. Es könnte sinnvoll sein, zumindest im ersten Schritt für die Etablierung des RNR hiervon abzusehen – ggf. könnten später entsprechende Pflichten nach der Erarbeitung eines kohärenten Vollzugskonzeptes für HKN und RN zwischen BNetzA, BMWi und UBA in die HkRNDV noch aufgenommen werden.

13.5.3 Zeitliche Abläufe

Oben wurde bereits dargelegt, dass der Gesetzgeber eine präventive Prüfung seitens des UBA angelegt hat. Der Wortlaut der Norm lässt keinen anderen Schluss zu, als dass die Anbieter bereits vor der Entwertung der RN entsprechende Datenlieferungen beibringen müssen.

Die oben vorgeschlagene Verpflichtung der Anbieter zur Meldung der Daten zur Regionalstromlieferung in alle PLZ-/Gemeindegebiete sollte daher in der HkRNDV zeitlich näher konkretisiert werden. Spätester Zeitpunkt für die Datenlieferung ist jeweils der Ablauf des 31. Oktobers, in der Praxis wird diese Frist jedoch des Öfteren überschritten. Aus praktischer Sicht wird die Datenlieferung in der Regel erst ab dem 1. August jeden Jahres erfolgen, da der EEG-Quotient erst am 31. Juli bekannt gegeben wird. Erst nach diesem Datum können die EVU ihre Stromkennzeichnung ermitteln.

Es erscheint daher sinnvoll, in der HkRNDV die zeitlichen Abläufe näher zu regeln und die RNR-Teilnehmer zur Datenlieferung im Zeitfenster zwischen dem 31. Juli und dem 15. November jeden Jahres zu verpflichten. Zur Sicherstellung der Datenübermittlung könnte ggf. technisch vorgesehen werden, dass erst mit der Übermittlung dieser Daten RN entwertet werden können. Dies könnte z.B. so aussehen, dass die Durchführung der Entwertung durch ein EVU technisch nur dann möglich ist, wenn der Anbieter zuvor in das RNR-System die Daten zur Stromlieferung in der Region übertragen hat. Eine andere Variante wäre, dass eine bereits vorgenommene Entwertung dann wieder storniert wird, falls bis zu einem bestimmten Datum, beispielsweise den 15. November, keine Datenlieferung beim UBA angekommen ist.

14 Quellenverzeichnis

Internetlinks zuletzt aufgerufen am 05.04.2017

- ACER (2017), REMIT – Transaction Reporting User Manual (TRUM), Version 3.0 vom 26.04.2017, www.acer-remit.eu/portal/public-documentation.
- Anlagenstammdaten (2015): Stand 10.2016, www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm.
- BDEW (2015): Energie Info – Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014, www.wasserkraft.org/files/wasserkraft/pdf/EEG%202014/205_BDEW-Anwendungshilfe%20Fernsteuerbarkeit%20Paragr%2036%20EEG%202014-27052015.pdf.
- BMU (2012): Auslegungshilfe zu § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012, www.clearingstelle-eeg.de/files/BMU_Auslegungshilfe_Massenbilanzierung.pdf.
- BT-Drucks. 18/1304: Drucksache 18/1304 des Deutschen Bundestags „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“, 05.05.2014.
- BT-Drucks. 18/8860: Drucksache 18/8860 des Deutschen Bundestags „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“, 21.06.2016.
- BT-Drucks. 18/11514: Drucksache 18/11514 des Deutschen Bundestags „Antwort der Bundesregierung auf Kleine Anfrage: Verbraucherfreundliche Stromkennzeichnung“, 14.03.2017.
- BT-Drucks. 18/11814: Drucksache 18/11814 des Deutschen Bundestags „Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 27. März 2017 eingegangenen Antworten der Bundesregierung“, 31.03.2017.
- Buchmüller, Christian (2016): Regionale Grünstromkennzeichnung – ein neues Geschäftsfeld für Stromversorger?, in: EWeRK 2016, Seiten 299-357.
- Büllesfeld, Dirk/Koch, Nina (2015), Kommentierung § 80 EEG 2014, in: Greb, Klaus/Boewe, Marius (Hrsg.), Beck'scher Online-Kommentar EEG, 5. Edition, Stand: 01.04.2016.
- Dienstleister (2017 mündlich): Telefonat mit einem Dienstleister, 03.03.2017.
- Direktvermarktungsdienstleister (2017 mündlich): E-World 2017, Essen.
- Draxler, Katharina/Sessel-Zsebik, Zsuzanna (2015), Handelsrahmenverträge, in: Stuhlmacher, Gerd/Stappert, Holger/Schoon, Heike/Jansen, Guido (Hrsg.), Grundriss zum Energierecht, 2. Aufl. 2015, Kapitel 19, S. 583-631.
- EEG Jahresabrechnung (2015): Stand 7/2016, www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2015.pdf.
- EnergieAgentur NRW (2016): Die „Regionale Grünstromkennzeichnung“ – systemische Auswirkungen und Nutzbarkeit, Juli 2016, www.energieagentur.nrw/content/anlagen/eapaper-5_2016.pdf.
- Hamburg Institut Consulting (2013): Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes, 11.11.2013, www.ok-power.de/infotehlexikon/downloads/studien.html?file=files/ok_power_theme/Studien%20%28pdf%29/Projektbericht_Weiterentwicklung%20des%20freiwilligen%20%C3%96kostrommarktes.pdf.
- HKNR-Fachtagung (2016): 4. HKNR-Fachtagung des Umweltbundesamtes, 26./27.04.2016 in Dessau-Roßlau.
- HKNR-Fachtagung (2016 mündlich): 4. Workshop der 4. HKNR-Fachtagung des Umweltbundesamtes, 26./27.04.2016 in Dessau-Roßlau.
- Hölder, Daniel/Braig, Stephan (2016): Eckpunktepapier zur regionalen Grünstromkennzeichnung – Mehr Transparenz oder teurer Etikettenschwindel? Eine kritische Analyse, in: ZNER 2016, Seiten 117-121.
- Köpke, Ralf (2016): Und der Druck wächst, in: Energie & Management vom 15.08.2016, S. 6.
- Köpke, Ralf (2017): Ich erwarte ein paar größere Übernahmen, Energie & Management vom 01.02.2017, S. 33.

- Krapf, Erwin (2015), Organisierte Märkte/Börsenhandel/Broker, in: Stuhlmacher, Gerd/Stappert, Holger/Schoon, Heike/Jansen, Guido (Hrsg.), Grundriss zum Energierecht, 2. Aufl. 2015, Kapitel 21, S. 657-680.
- Lehnert, Wieland/Vollprecht, Jens (2012): Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug, in: ZNER 2012, S. 356-368.
- Lehnert, Wieland/Sösemann, Fabian (2016): Die Vermarktung von EEG-Strom als Grünstrom: Aktueller Rechtsrahmen und geplante Änderungen im EEG 2016, in: ZNER 2016, S. 111-116.
- Lessner, Armin (2016): Strom vom Nachbarn nutzen, in: ZfK November 2016, S. 17.
- Lessner, Armin (2017): Scharfer Wettbewerb, in: ZfK Februar 2017, S. 28.
- Maaß, Christian (2015), Kommentierung § 95 Nummer 6 EEG 2014, in: Greb, Klaus/Boewe, Marius (Hrsg.), Beck'scher Online-Kommentar EEG, 5. Edition, Stand: 01.04.2016.
- Maaß, Christian (2016): Kurzfristig umsetzbare Option zur Verbesserung der Stromkennzeichnung, Kurzgutachten des Hamburg Instituts, Hamburg, 20.09.2016, www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/161020%20Lichtblick%20Stromkennzeichnung%20final.pdf.
- Netztransparenz (2017): Übersicht Direktvermarktung, Stand: Februar 2017, www.netztransparenz.de/EEG/Monatsprognosen.
- Pilgram, Thomas (2008): Börsenhandel, in: Bartsch, Michael/Röhling, Andreas/Salje, Peter/Scholz, Ulrich (Hrsg.), Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2008, Kapitel 68, S. 1293-1318.
- Sailer, Frank (2011): Die Energiespeicherung im EEG 2014, in: Busch, Wolfgang/Kaiser, Friederike (Hrsg.), Erneuerbare erfolgreich ins Netz integrieren durch Pumpspeicherung, Tagungsband zur 2. Pumpspeichertagung des EFZN für transdisziplinären Dialog, 2014, S. 115-127.
- Schumacher, Hanna (2015), Kommentierung § 5 EEG 2014, in: Franz Jürgen Säcker (Hrsg.): EEG 2014, 3. Auflage 2015, Sonderband zu Band 2.
- Schlacke, Sabine/Kröger, James (2012): Eine verfassungsrechtliche Bewertung der Kennzeichnung von marktprämiengefördertem Strom als Grünstrom, NVwZ 2012, S. 919-925.
- Stuhlmacher, Gerd/Stappert, Holger (2008): Der EFET-Rahmenvertrag für den Stromhandel, in: Bartsch, Michael/Röhling, Andreas/Salje, Peter/Scholz, Ulrich (Hrsg.), Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2008, Kapitel 69, S. 1319-1341.
- Wernze, Dominik (2016): Regionalstromvertrieb jetzt schon umsetzbar, in: ZfK Mai 2016, S. 16.
- Wieser, Matthias (2011): Energiespeicher als zentrale Elemente eines intelligenten Energieversorgungsnetzes – Rechtliche Einordnung, ZUR 2011, S. 240-245.
- Wustlich, Guido/Müller, Dominik (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, ZNER 2011, S. 380-395.
- Zenke, Ines/Dessau, Christian (2013): Rechtsfragen des Handels mit Energie, Finanzinstrumenten und Zertifikaten, in: Danner, Wolfgang/Theobald, Christian (Hrsg.), Energierecht, Kommentar, Stand: September 2016, 90. Ergänzungslieferung, Kapitel 140.