

TEXTE

04/2014

Marktanalyse Ökostrom

Endbericht

TEXTE 04/2014

Marktanalyse Ökostrom

Endbericht

von

Matthias Reichmuth (IE Leipzig)

unter Mitwirkung von

Christian Lorenz (IE Leipzig)

Christina Beestermöller (Ecofys Germany)

Dr. Christian Nabe (Ecofys Germany)

Christiane Markgraf (GET AG)

Dr. Johannes Schließer (GET AG)

Juliane Gerstenberg (GET AG)

Alexander Kramer (GET AG)

Angelika Megyesi (GET AG)

Romek Neumann (GET AG)

Im Auftrag des

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz,

Bau und Reaktorsicherheit

Fachliche Betreuung Umweltbundesamt

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt

Wörlitzer Platz 1

06844 Dessau-Roßlau

Tel.: 0340/2103-0

Telefax: 0340/2103 2285

info@umweltbundesamt.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

www.facebook.com/umweltbundesamt.de

www.twitter.com/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Leipziger Institut für Energie GmbH

Lessingstraße 2, 04109 Leipzig

In Kooperation mit

Ecofys Germany GmbH (Berlin)

GET AG (Leipzig)

Abschlussdatum:

19.07.2013

Redaktion:

Fachgebiet I 2.7

Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Publikation als pdf:

[https://www.umweltbundesamt.de/umweltbundesamt/publikationen/marktanalyse-
oekostrom](https://www.umweltbundesamt.de/umweltbundesamt/publikationen/marktanalyse-
oekostrom)

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, März 2014

INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	4
ENGLISH SUMMARY	9
0 EINLEITUNG.....	14
1 DEFINITIONEN UND KRITERIEN.....	15
1.1 <i>Betrachtete Quellen mit Definitionen</i>	15
1.1.1 Rechtsgrundlagen des Herkunftsnachweisregisters.....	15
1.1.2 Vorliegende Untersuchungen	18
1.1.3 Herkunftsnachweise und Grüne Zertifikate.....	20
1.1.4 Label auf dem Anbietermarkt.....	22
1.1.5 Anforderungen der Label im Überblick	26
1.1.6 Weitere Definitionen.....	28
1.2 <i>Kriterien zur Bewertung von Ökostromangeboten</i>	28
1.2.1 Zusätzlichkeit	30
1.2.2 Konzernunabhängigkeit	31
1.2.3 Zulassung von Erdgas-Kraft-Wärme-Kopplung	32
1.2.4 Zeitgleiches oder mengengleiches Versorgungsmodell	32
1.2.5 Umweltverträglichkeit.....	33
1.2.6 Transparenz	36
1.2.7 Handel mit EECS- und RECS-Zertifikaten.....	37
1.2.8 Doppelvermarktungsverbot.....	39
1.3 <i>Bewertungsmatrix</i>	39
1.4 <i>Definitionen und Betrachtung der Anbieter</i>	41
1.4.1 Anbieter am Ökostrommarkt	41
1.4.2 Definitionen aus Sicht der Anbieter.....	42
1.4.3 Gruppierung der Definitionen und Kriterien	45
1.5 <i>Zusammenfassung</i>	48
2 ANALYSE DES MARKTES IN DEUTSCHLAND	53
2.1 <i>Befragung der Ökostrom-Lieferanten</i>	53
2.1.1 Anzahl der Anbieter und Tarife für Ökostrom	53
2.1.2 Methodik der Lieferantenbefragung.....	53
2.1.3 Befragungsergebnisse zur Statistik der Unternehmen	55
2.1.4 Befragungsergebnisse zur Herkunft des Ökostroms	59
2.1.5 Befragungsergebnisse zur Rolle der Labels.....	67
2.1.6 Befragungsergebnisse zur Energiewende und Zusätzlichkeit.....	74
2.1.7 Befragungsergebnisse zu den Markt-Rahmenbedingungen	79
2.2 <i>Perspektive der Labelanbieter</i>	83
2.2.1 Anzahl der zertifizierten Ökostromprodukte und Strommengen.....	83
2.2.2 Bisheriger und absehbarer Trend	83
2.2.3 Nutzung von Herkunftsnachweisen	84
2.2.4 Kriterium der gleichzeitigen Einspeisung.....	85
2.2.5 Kriterium der Zusätzlichkeit.....	85
2.2.6 Transparenzanforderungen	86
2.2.7 Umweltaanforderungen.....	86

2.3	<i>Perspektive der Anlagenbetreiber</i>	87
2.3.1	Ergänzende Befragung der Anlagenbetreiber	87
2.3.2	Befragungsergebnisse der Anlagenbetreiber	89
2.3.3	Zusammenfassung	91
2.4	<i>Folgerungen für den Gesamtmarkt</i>	92
3	ANALYSE DES AUßENHANDELS	94
3.1	<i>Ziele und Begriffsbestimmungen</i>	94
3.1.1	Differenzierung zwischen Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix	94
3.1.2	Zeitliche Differenzierung	95
3.2	<i>Austauschsalden der physischen Stromlieferung</i>	96
3.2.1	Jahreswerte für Europa.....	96
3.2.2	Betrachtung der Monatsalden	97
3.3	<i>Außenhandel mit Herkunftsnachweisen</i>	100
3.3.1	Association of Issuing Bodies (AIB)	100
3.3.2	Herkunftsnachweise in Deutschland.....	105
3.3.3	Möglichkeiten zur Börsenvermarktung von Ökostrom	108
3.3.4	Perspektiven des Handels mit Herkunftsnachweisen.....	115
3.4	<i>Einfluss des Ökostromhandels auf den Strommix</i>	117
3.4.1	EE-Anteil im Stromerzeugungsmix	117
3.4.2	Auswirkungen kurzzeitiger Stromüberschüsse in Deutschland.....	118
3.4.3	Auswirkungen von Stromimporten auf die Stromkennzeichnung	120
3.4.4	Stromkennzeichnung in ausgewählten Ländern Europas	123
3.4.5	Schlussfolgerungen für den Ökostromhandel.....	129
4	POTENZIALE UND HEMMNISSE	130
4.1	<i>Vermarktungsmengen als Potenzial</i>	130
4.1.1	Rolle der Marktprämie und des Grünstromprivilegs	131
4.1.2	Einschätzung der aktuellen Marktpotenziale	134
4.1.3	Zusammenfassende Betrachtung der gehandelten Mengen.....	135
4.2	<i>Zahlungsbereitschaft</i>	136
4.2.1	Theoretische Zahlungsbereitschaft.....	137
4.2.2	Realisierte Zahlungsbereitschaft der Ökostromkunden.....	140
4.3	<i>Preisniveau</i>	141
4.3.1	Marktpreise für Herkunftsnachweise.....	142
4.3.2	Marktpreise für grüne Zertifikate zur Quotenerfüllung	143
4.3.3	Preise für Graustrom und EEG-Förderung	145
4.3.4	Preisebenen im Vergleich und Schlussfolgerungen	146
4.4	<i>Qualitätskriterien von Ökostrom am Beispiel Wasserkraft</i>	147
4.4.1	Einleitende Übersicht zu Umweltwirkungen von Wasserkraftwerken	147
4.4.2	Existierende Umweltstandards für Wasserkraftanlagen	148
4.4.3	Vergleich von Anforderungen an Wasserkraftanlagen bei europäischen Labels	149
4.4.4	Durchsetzbarkeit freiwilliger Standards und Auswirkungen gesetzlicher Vorschriften.....	152
4.4.5	Schlussfolgerung.....	153

4.5	<i>Systemkompatibilität und Transparenz</i>	153
4.5.1	Zuordnung der Zubau-Impulse	153
4.5.2	Fehlende Transparenz als Hemmnis.....	155
4.5.3	Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch.....	156
4.5.4	Verantwortung für Zertifizierungssysteme	157
5	STRUKTUREFFEKTE UND ENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN	158
5.1	<i>Problemdefinition</i>	158
5.1.1	Zusammenhänge der Hemmnisse.....	158
5.1.2	Handlungsnotwendigkeit.....	159
5.1.3	Anforderungen an die Handlungsoptionen	160
5.2	<i>Handlungsoptionen</i>	160
5.2.1	Idealtypische Vermarktungsmodelle für Ökostromprodukte	160
5.2.2	Entlastungsmodell.....	160
5.2.3	Systemintegrationsmodell.....	161
5.2.4	Weitere Handlungsoptionen.....	162
5.3	<i>Bewertung der Vermarktungsmodelle und -optionen</i>	164
5.3.1	Bewertung des Händlermodells (mit Kopplung von Strom und HKN)	165
5.3.2	Bewertung des Modells HKN-Handel ohne Kopplung.....	166
5.3.3	Bewertung des Initiierungsmodells	168
5.3.4	Bewertung des Fondsmodells.....	170
5.3.5	Bewertung des Entlastungsmodells.....	171
5.3.6	Bewertung des Systemintegrationsmodells.....	172
5.3.7	Bewertung der Direktvermarktungsoptionen für Anlagenbetreiber.....	173
5.3.8	Zusammenfassung der Modellbewertungen.....	175
5.4	<i>Ableitung von Handlungsempfehlungen</i>	176
5.4.1	Transparenz über die Wirkung der Stromkennzeichnung durch HKN.....	176
5.4.2	Schaffung von Transparenz für die übrigen Vermarktungsmodelle	177
5.4.3	Überlegungen für die Schaffung eines Hochpreissegmentes	177
5.4.4	Möglichkeiten zur dauerhaften Marktbeobachtung.....	178
	ANHANG 1 – FRAGEBOGEN ZUR LIEFERANTENBEFRAGUNG	180
	ANHANG 2 – DOKUMENTATION DES WORKSHOPS	193
	GLOSSAR	197
	LITERATURVERZEICHNIS	201
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	212
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	214
	TABELLENVERZEICHNIS.....	216

ZUSAMMENFASSUNG

Ziel und Methodik der Studie

In der vorliegenden Studie wird der deutsche Markt für Ökostrom hinsichtlich seines Volumens, der Funktionsweise, seiner Hemmnisse sowie seiner Entwicklungsperspektiven analysiert. Neben einer Auswertung der aktuellen Literatur wurde als Basis der Analyse eine umfangreiche Befragung von Ökostrom-Lieferanten (Anbietern) durchgeführt.

Hintergrund

Der starke Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland seit 2000 beruht auf den Instrumenten des EEG. Durch Anschluss- und Abnahmeverpflichtung sowie durch garantierte Vergütungszahlungen konnte ein starker Anlagenausbau erzielt werden. Anlagenbetreiber bestätigen, dass ohne die Sicherheit des EEG entsprechende Anlagen nicht gebaut worden wären.

2011 wurden in Deutschland 124 TWh EE-Strom erzeugt und damit über 20 % des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt. Rund 82 % dieser Strommengen (102 TWh) hatten Anspruch auf EEG-Vergütungen, die verbleibenden 22 TWh stammten aus vorwiegend älteren großen Wasserkraftanlagen (13 TWh) sowie auf nicht förderfähiger Nutzung der Biomasse, wie dem biogenen Anteil der Müllverbrennung (9 TWh). Weiterhin gelangten über das Grünstromprivileg ca. 11 TWh auf den Markt, so dass ca. 33 TWh des inländischen EE-Stroms als Ökostrom verkauft werden konnten.

2012 stieg die erzeugte Strommenge an, durch die Änderungen des EEG wurden von den 113 TWh EE-Strom mit Vergütungsanspruch jedoch rund 98 % entweder zu festen Einspeisesätzen oder unter der Nutzung der Marktprämie vermarktet. Die Differenzkosten zum Strompreis wurden für beide Varianten von den Energieversorgungsunternehmen in aller Regel an ihre Endverbraucher weitergegeben. Da die bereits über das EEG finanzierten Strommengen zur Vermeidung einer Doppelvermarktung nicht als Ökostrom vertrieben werden können, verbleiben für die Vermarktung als Ökostrom aus deutschen Quellen die ungeförderten Strommengen (23 TWh) sowie die über das Grünstromprivileg und über die ungeförderte Direktvermarktung abgesetzten Mengen (2,4 TWh), deutlich weniger als 2011.

Fazit: Von den ca. 136 TWh EE-Strom, die 2012 in Deutschland erzeugt wurden, standen nur 26 TWh für den Handel mit Ökostrom zur Verfügung (vgl. Abbildung 1).

Der Markt für Ökostrom

Aus verschiedenen Motiven heraus, z. B. um die Energiewende zu beschleunigen, oder um den Wunsch nach einem persönlichen Umstieg auf erneuerbare Energien auszudrücken, bezogen 2011 nach Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) ca. 5,5 Mio. Letztverbraucher, darunter mehr als 5 Mio. private Haushalte, insgesamt 33,6 TWh Ökostrom. Dies entspricht rund 11,8 % aller Stromkunden sowie 7,4 % der gesamten Elektrizitätsabgabe. Auf den Haushaltssektor entfielen dabei 28 % des gelieferten Ökostroms, der Rest entfiel auf Unternehmen, die öffentliche Hand und andere Letztverbraucher.

Nach einer im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Analyse steht dieser Nachfrage ein Angebot von deutschlandweit 810 Ökostrom-Lieferanten mit mehr als 3.800 unterschiedlichen Ökostromtarifen gegenüber.

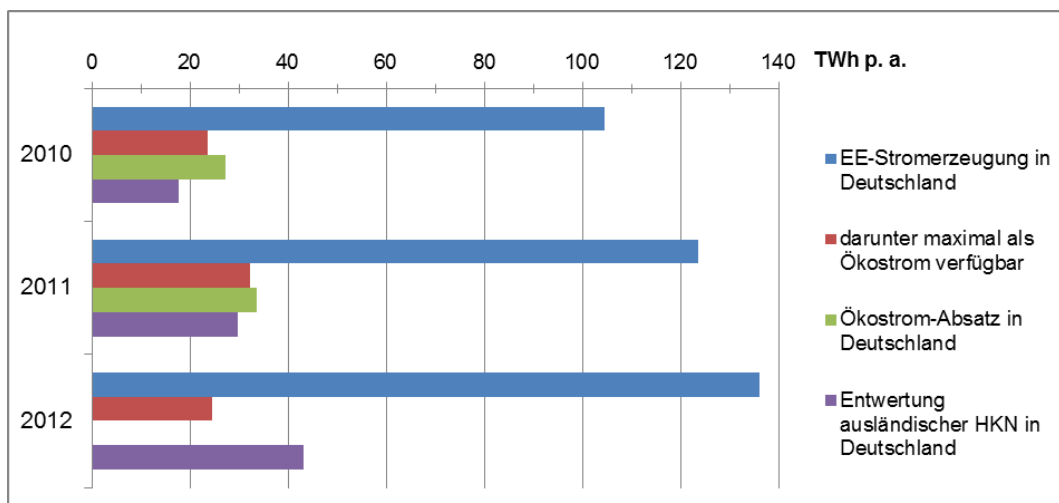


Abbildung 1 Mengenverhältnisse im deutschen Ökostrommarkt 2010 bis 2012

Um die Nachfrage zu befriedigen, folgen die befragten Lieferanten im Wesentlichen zwei Strategien: Entweder schließen sie Stromlieferverträge mit aus- und inländischen Produzenten von EE-Strom und koppeln die Lieferung mit der Lieferung von Herkunftsnachweisen (HKN), oder sie beziehen die HKN getrennt von ihren Stromlieferverträgen. 2011 wurden HKN für 29,8 TWh Ökostrom in Deutschland entwertet, die überwiegend aus skandinavischen Wasserkraftwerken stammen. Dies entspricht ca. 89 % des von der BNetzA erfassten Marktvolumens. 2012 setzte sich das in Abbildung 1 erkennbare Wachstum des Marktes fort. So wurden HKN für 43,05 TWh EE-Strom in Deutschland entwertet, dies deckt sich mit den Aussagen der befragten Lieferanten, die den Markt überwiegend als wachsend ansehen; aktuelle Daten der BNetzA liegen noch nicht vor.

Fazit: Der überwiegende Anteil des als „Ökostrom“ vermarkteten Stroms beruht auf dem Handel mit Herkunftsnachweisen und stammt aus dem europäischen Ausland.

Preise und Marktvolumen

Die Preise für Ökostromprodukte in Deutschland unterscheiden sich nur geringfügig von denen der übrigen Tarife („Graustrom“). Oft sind Grünstromangebote auch günstiger als Graustromangebote. Die geringen Preisaufschläge sind das Resultat einer geringen Zahlungsbereitschaft der Stromkunden und eines Überangebotes von HKN aus EE.

So schätzten die befragten Lieferanten die zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden für Ökostromprodukte überwiegend als gering bis negativ ein. 7 % der befragten Lieferanten gaben an, dass ihre Kunden durch den Wechsel zum Ökostrom billigere Tarife erwarten, 59 % rechnen mit einer gleichen Zahlungsbereitschaft wie für Graustrom, 30 % rechnen mit einer Zahlungsbereitschaft von maximal 3 ct/kWh Aufschlag für Ökostromprodukte.

Aufgrund eines großen Angebotes von HKN aus skandinavischer Wasserkraft werden diese für Marktpreise zwischen 0,02 ct/kWh und 0,03 ct/kWh angeboten und ermöglichen so das Angebot von günstigem Ökostrom. Um wechselwillige Kunden zu gewinnen, nehmen Lieferanten temporär sehr geringe Vertriebsmargen in Kauf. Aufgrund der geringen HKN-Preise können die Graustrompreise oft unterboten werden.

Ausgehend von einer Spanne von Zusatzerlösen zwischen 0,02 ct/kWh und 1 ct/kWh (Aufschlag bei einem Label) bewegt sich das Marktvolumen für die Zusatzerlöse beim Ökostromhandel zwischen 6,7 und 336 Mio. Euro. Dem stehen im EEG Differenzkosten von 16,2 Mrd. Euro (Deckungslücke bei Berechnung der EEG-Umlage 2013) gegenüber.

Fazit: Die Preise der HKN sind nicht hoch genug, um einen EE-Ausbau zu finanzieren. Sie führen zu Ökostromtarifen, die sich von Graustromtarifen kaum unterscheiden. In Deutschland wird der Zubau neuer Anlagen weiterhin durch die EEG-Umlage finanziert, weshalb auch Kunden mit Ökostromvertrag davon nicht befreit werden.

Glaubwürdigkeit und Transparenz

Die Schaffung glaubwürdiger Ökostromprodukte und die Herstellung von Transparenz sind den befragten Ökostrom-Lieferanten wichtig. So setzen 70 % der Befragten auf einen Mindestanteil von Strom aus neuen EE-Anlagen. 79 % der befragten Lieferanten nutzten für ihr Ökostromprodukt mindestens ein Label, die Entscheidung für Label wurde am häufigsten mit der „hohen Glaubwürdigkeit aufgrund strenger Kriterien“ begründet. 51 % der Lieferanten befürworteten eine staatliche Vorgabe für Qualitätskriterien (analog zum Biosiegel). Von 60 Befragten, die sich zum Thema „Greenwashing“ äußerten, bewertete eine Mehrheit diesen Vorwurf als gerechtfertigt, falls Strom und HKN getrennt eingekauft werden. Trotz all dieser Bemühungen seitens der Lieferanten um Glaubwürdigkeit verbleiben folgende systembedingte Tatsachen bestehen, die für Endkunden oft unklar bleiben:

Tatsache 1: Kaum nachweisbare Zubauwirkung

Da Herkunftsnachweise für alle Anlagen ausgestellt werden, die EE-Strom produzieren, führt der Handel mit EE-Strom in Form von HKN und in Form von Lieferverträgen dazu, dass der erzeugte EE-Strom den Ökostromkunden zugeordnet wird, während die von den Ökostromkunden nicht mehr benötigten Mengen des nicht-regenerativen Stroms anderen Kunden zugeordnet werden, deren EE-Strom-Anteil damit sinkt. Dieser „Tauschhandel“ hat bereits dazu geführt, dass der Energieträgermix für norwegische Stromkunden, die sich nicht für ein Ökostromprodukt entscheiden (Residualmix), 2011 nur noch zu 23 % aus EE-Strom bestand, obwohl die norwegische Stromerzeugung zu 96 % auf Wasserkraft beruht. Bestünde kein Ökostromhandel, würde der vorhandene Ökostrom anderen Stromkunden zugeordnet und den EE-Anteil in deren Strommix erhöhen. Weil durch das europaweite Überangebot an EE-Strom kein Anreiz zum Neubau entsprechender Anlagen entsteht, ergeben sich aus dem Handel somit keine positiven Effekte für den globalen Klimaschutz.

Auch um dieses Argument zu entkräften, investieren viele der Ökostromlieferanten selbst in den Aufbau neuer Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom. Sofern sie dies allerdings in Deutschland tun, entstehen dabei in der Regel EEG-Anlagen, die auch ohne den Stromhandel wirtschaftlich betrieben werden können. Der Ökostromhandel wird auf diese Weise nur zu einem Ersatzinstrument für Direktinvestitionen, wie sie auch in Form von Energiegenossenschaften oder Bürgersolaranlagen den Endverbrauchern offen stehen. Da die Investition in Anlagen zur EE-Stromerzeugung in der Regel durch das EEG bereits wirtschaftlich ist, kann bestenfalls nachgewiesen werden, dass die Investition der Ökostromanbieter den Zubau in Deutschland geringfügig beschleunigt. Ohne den Ökostromlieferanten wäre die Investition am gleichen Standort durch Dritte vermutlich auch erfolgt, nur führt die Liquidität aus dem Stromhandel dazu, dass der Zeitpunkt für die Investition etwas vorgezogen wird. Auch im Ausland würden die Erträge aus dem Handel mit HKN nicht für Investitionen in neue EE-Anlagen ausreichen, was sich deutlich am Preisunter-

schied zwischen HKN einerseits und skandinavischen grünen Zertifikaten (elcert) bzw. der deutschen EEG-Umlage (d. h. Förderinstrumenten) andererseits zeigt.

Der Nachweis einer Zusätzlichkeit gelingt noch am ehesten, wenn Anlagen finanziert werden, die im Rahmen des EEG knapp unter der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit liegen oder bei der Investition in EE-Anlagen in Ländern ohne jedes Fördersystem.

Fazit: Der Zubau von Anlagen zur EE-Stromerzeugung wird durch andere Instrumente als den Ökostromhandel bewirkt. Der Ökostromhandel bewirkt primär eine Umverteilung des im europäischen System vorhandenen EE-Stromangebots.

Tatsache 2: Auch eine physische Lieferung ändert keine Stromflüsse

Die physikalische Lieferung des Stroms erfolgt grundsätzlich über die nächstliegenden Netzknoten und die regional am nächsten liegenden Kraftwerke. Der Handel mit HKN bewirkt nur einen Handel mit der Eigenschaft „aus EE-Stromerzeugung“, aber nicht mit physischem Strom. HKN können auch aus Ländern ohne Verbindung zum deutschen Stromnetz (z. B. Island) importiert werden. Diese Form des HKN-Handels wird von einem Teil der Branche, der Medien und der Öffentlichkeit als „Greenwashing“ bezeichnet.

Alternativ dazu stehen die Lieferanten, die geschlossene Lieferketten mit physischer Lieferung anbieten. Dieses Konzept kann zwar gewährleisten, dass innerhalb eines Jahres beim Stromerzeuger die gleiche Menge Strom erzeugt wird wie sie beim Endkunden verbraucht wird, auch in den Bilanzkreisen werden die Einspeisungen und Lieferungen entsprechend erfasst, aber physikalisch gesehen verändert auch diese Lieferkette die Stromflüsse nicht. Deutschland exportiert jährlich mehr Strom als es importiert, für die Mehrzahl aller Stunden des Jahres wird an den Grenzkuppelstellen ein Stromfluss von Deutschland zu den Nachbarländern registriert. Daraus folgt z. B., dass auch bei einem ganzjährig gültigen Stromliefervertrag mit geschlossener Lieferkette deutsche Kunden Ökostrom aus Österreich verbrauchen, während Deutschland über die Grenzkuppelstellen zugleich Strom nach Österreich liefert. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat sich der Exportüberschuss 2012 gegenüber 2011 noch vergrößert.

Fazit: Auch geschlossene Lieferketten, die auf Stromlieferverträgen beruhen, bewirken keine Veränderungen der Stromflüsse, weder grenzüberschreitend noch im Inland.

Tatsache 3: Keine Gleichzeitigkeit

Für die meisten deutschen Haushaltskunden ist im Einzelfall nicht bekannt, zu welchen Tageszeiten sie wie viel Strom nutzen. Da der Stromzähler nur einmal jährlich abgelesen werden muss, arbeiten die Energieversorger mit Standardlastprofilen, die Erfahrungswerten über eine Summe vieler Haushalte entsprechen. Selbst unter der Annahme, dass die Darstellung der Lastprofile der Realität entspricht, ist es beim heutigen Stand (Speicher und Netze) für Lieferanten kaum möglich, die damit ermittelte Bedarfskurve ausschließlich durch erneuerbare Energien zu decken, weil diese vom natürlichen Energieangebot abhängen. Wasserkraftwerke liefern in trockenen Jahreszeiten weniger Strom, Windenergieanlagen liefern bei Flaute keinen Strom. Um hier einen Ausgleich zu schaffen, müssen Stromhändler zeitweise auch Ausgleichsenergie vom Strommarkt beschaffen.

Fazit: Eine dauerhafte Gleichzeitigkeit zwischen der individuellen Belieferung privater Haushalte mit 100 % EE-Strom und der Stromerzeugung ist derzeit systembedingt nicht in großem Maßstab möglich.

Handlungsoptionen

Die oben beschriebenen Hemmnisse einer weiteren Entwicklung des Ökostrommarktes hängen teilweise miteinander zusammen. Die fehlende Transparenz über die Produkteigenschaften von Ökostrom, die auch durch bestehende Labels nicht behoben wird, führt zu einer Präferenz der Nachfrager für Produkte mit geringen Anforderungen und damit zu der Dominanz der günstigen Anbieter. Dies führt zu kritischer öffentlicher Diskussion und fehlendem Vertrauen in das Produkt.

Es zeichnet sich Handlungsbedarf in zwei Richtungen ab. Erstens können die dominanten niedrigpreisigen Ökostromprodukte die Akzeptanz der EEG-Umlage gefährden. Sie bewirken eine Verbrauchererwartung, nach der eine CO₂-neutrale Stromversorgung oder sonstige positive Umweltwirkungen ohne wesentliche Mehrkosten erzielt werden können. Die Handlungsnotwendigkeit ergibt sich damit aus Verbraucherschutzgründen sowie aus möglichen Akzeptanzproblemen. Zweitens wird die potenzielle Zahlungsbereitschaft der Konsumenten nur suboptimal ausgenutzt. Für ein Hochpreissegment (Zahlungsbereitschaft > 1 ct/kWh) müsste aber ein glaubwürdiges Produkt angeboten werden.

Eine Analyse der gegenwärtig praktizierten Vermarktungsmodelle wie Händlermodell, Fondsmodell oder Initiierungsmodell ergibt, dass diese neben dem EEG nur eine marginale Umweltwirkung entfalten können. Eine relevante Zubauwirkung von Ökostromprodukten könnte nur dann realisiert werden, wenn grüne Zertifikate aus Mengensteuerungsregimes mit den entsprechenden Preisen nach Deutschland importiert würden. Ein Stromprodukt, das zusätzlichen Ausbau von EE garantiert, würde diesen Zubau im Ausland bewirken.

Transparenz und Glaubwürdigkeit könnten ein staatliches Label oder definierte Mindestanforderungen für Ökostrom schaffen. Dies wurde auch von vielen Befragten befürwortet. Jedoch muss differenziert betrachtet werden, in welchem Marktsegment staatliche Regelungen sinnvoll sein können.

Auf der Ebene der Verwendung von Herkunftsnachweisen zur Produktkennzeichnung (Preisaufläge < 0,1 ct/kWh) ist erforderlich, dass die (fehlende) Umweltwirkung des Bezugs von Ökostrom mit Herkunftsnachweisen transparent wird. Die Herkunftsnachweise dienen nur der Kennzeichnung. Dies sollte stärker kommuniziert werden. In diesem Zusammenhang ist auch zu kommunizieren, dass auch physische Lieferverträge mit EE-Anlagen nicht zu einer zusätzlichen Umweltwirkung führen. Auch zählt zur Transparenz, dass das Qualitätsmerkmal „Regionalität der Energieerzeugung“, dem auch 78 % der befragten Lieferanten eine hohe Bedeutung beimessen, systembedingt nicht durch einen Transfer von EEG-Strommengen in Ökostromprodukte erreicht werden kann.

Auf der Ebene der übrigen Vermarktungsmodelle (Preisaufläge von 0,1 bis 1 ct/kWh) der übrigen Lieferanten sollte darauf hingewirkt werden, dass die Umweltwirkung der Aufläge transparent herausgestellt wird. Da die Vermarktungsmodelle die Mechanismen staatlicher Förderinstrumente teilweise substituieren, ist eine staatliche Labelvorgabe schwer zu rechtfertigen.

Für das höchste Preissegment (> 1 ct/kWh) könnte eine staatliche Zertifizierung für Glaubwürdigkeit und Akzeptanz eines Produktes sorgen, das eine echte Zubauwirkung entfaltet. Da die Zubauwirkung sich jedoch nur im Ausland entfalten kann oder Anlagen betrifft, die aus guten Gründen in Deutschland nicht gefördert werden, verbleibt eine offene politische Entscheidung, bei der zwischen einer staatlichen Zertifizierung und sonstigen politischen Zielen (z. B. Beitrag zur Energiewende in Deutschland) abzuwägen ist.

ENGLISH SUMMARY

Objectives and methodology of the research study

In the present study the volume of the German market for green energy will be analyzed for its functionality, barriers and also its development perspectives. Besides an evaluation of actual literature sources, elaborate interviews of electricity suppliers (green energy suppliers) were realized.

Background

Since 2000 the strong installation of generating renewable capacity in Germany is based on instruments of the Renewable Energies Act (short EEG). The strong growth of renewable capacity is a result of the obligation to connect, to take delivery, and to guarantee compensation payment. Plant operators confirmed that without the safety of the EEG the plants would not exist.

In Germany 124 TWh of electricity from renewable energy sources (RES) were produced and so 20 % of Germany's gross electricity consumption could get covered in 2011. Around 82 % of the amount of electricity (102 TWh) was paid by the guaranteed compensation payment, the rest of 22 TWh is mainly from older, big water power plants and also from non-eligible use of biomass as the biogenic part of the waste incineration (9 TWh). Furthermore, approximately 11 TWh came onto the market by the green electricity privilege and as a consequence, 33 TWh were available to be sold as green energy from the domestic renewable electricity amount.

In 2012 the produced electricity amount went up, 113 TWh of renewable electricity with guaranteed compensation payment were produced – but as a result of amendments to the renewable energy law, around 98 % of it was marketed by fixed feed-in tariffs or by using the market premium instrument. In both variations, power supply companies transferred the cost's difference of the electricity price to their customers. By prohibition of multiple sales already under the renewable energy law, the amount of financed electricity cannot be distributed as green energy; thus sold amounts marketed as green energy in 2012 from non-supported electricity by German sources (23 TWh) and by the green electricity privilege and the non-supported direct marketing of electricity combined (2.4 TWh) were comparably less than in 2011.

Result: In 2012, 136 TWh of renewable electricity were produced, but only 26 TWh were available for the green energy trade.

The green energy market

Based on different motives, for example to speed up the energy turnaround or because of the personal wish to transfer to RES, 2011 according to the Federal Network Agency Federal Network Agency (Federal Network Agency, BNetzA) 5.5 million final customers, including more than 5 million private households, were using 33.6 TWh of green energy (see Figure 1). This equals to around 11.8 % of all electricity consumers and also to 7.4 % of the whole electric power supply. 28 % of the delivered green energy was used by the household sector; the rest was used by companies, the public sector, and other final customers.

An analysis of that project has shown that for this demand exists an offer from 810 electricity suppliers with more than 3.800 different green energy tariffs throughout Germany.

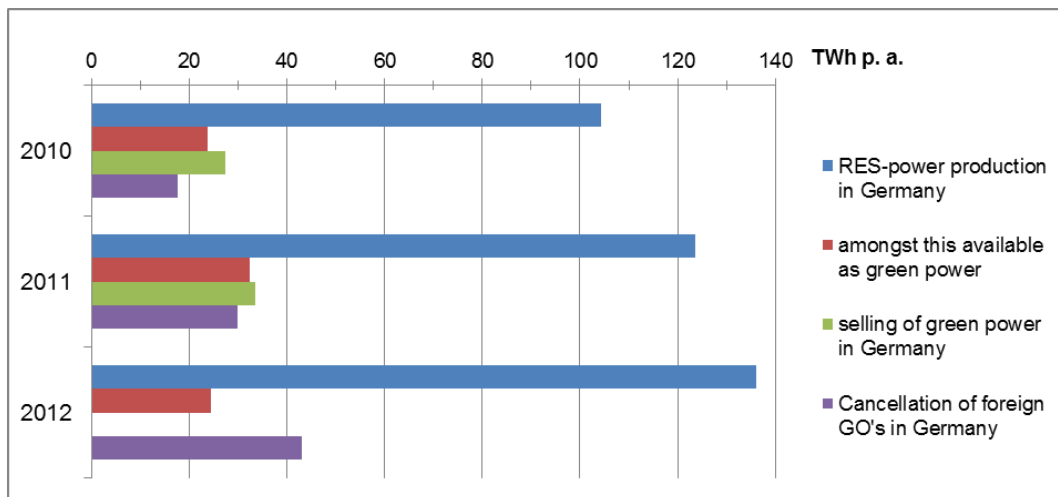


Figure 1 *Different proportions of the German green energy market from 2010 to 2012*

There are two main strategies of the respondents to satisfy the demand: both sign an electricity supply contract with foreign and domestic producers of renewable energy power and combine the delivery with the delivery of guarantee of origin (GO) or get the GO's separate from their electricity supply contracts. In 2011, GO's for 29.8 TWh of green energy, mainly from Scandinavian water power plants, were obliterated. This equals approximately 89 % of the BNetzA evaluated market volume. In 2012, the market growth shown in Figure 1 goes on. 43.05 TWh GO's of green energy were cancelled in Germany. This corresponds to the respondents' answers which also saw the market in growth. Any current data from the BNetzA does not yet exist.

Result: The main part of electricity marketed as green energy is based on trades with GO's and originated from abroad Europe.

Price and market volume

In Germany the prices of green energy products are slightly different with the rest of tariffs (grey electricity). Often green energy products are cheaper than grey electricity products. The small difference is a result of a less willingness to pay more from customers and the oversupply of GO's from RES.

So the respondents estimate mainly a less or non-willingness to pay more for green energy products from customers. 7 % of the respondents said that the customers are expecting cheaper tariffs caused by the change to green energy, 59 % said that customers have the same willingness to pay as for grey electricity, 30 % estimated that customers are willing to pay up to 3 €ct per kWh more for green energy products.

A huge offer by Scandinavian GO's based on water power plants is the reason for market prices between 0.02 €ct per kWh and 0.03 €ct per kWh, resulting in cheaper green energy offers. To get more customers, green energy suppliers are good temporarily with very little margins. Because of small GO prices, the grey electricity prices can be often under-sold.

Based on a spread of extra proceeds between 0.02 €ct per kWh and 1 €ct per kWh (addition for a label), the market volume for extra proceeds for green energy trade is in be-

tween 6.7 and 336 million Euro. For that there are existing EEG differential costs of 16.2 billion Euros (deficit for the calculation of the EEG reallocation charge).

Result: The prices for GO's are not high enough to finance the installation of generating renewable capacity. They bring up green energy tariffs which rarely differentiate from grey electricity prices. In Germany, the installation of new generating plants will be financed with the EEG reallocation charge which includes no relief in green energy contracts for customers from that.

Credibility and transparency

The creation of credible green energy products and transparency are important for the green energy suppliers. 70 % of the respondents are setting a minimum percentage for electricity out of renewable power plants. 79 % of the suppliers are using at least one label for their green energy product; the decision for a label was reasoned with the high credibility based on strict criteria. 51 % of the suppliers would support a state selection of quality criteria (analog to the organic certification). From 60 respondents, who were responding to the topic of Greenwashing, the majority evaluated this accusation as correct if electricity and GO are bought separately. Beside all efforts from the supplier for credibility, there are still the following existing facts determined by the system, that often don't appear for customers:

Fact 1: Almost no detectable effect for supplementary installations

GO's will be made for all renewable energy producing plants. The assignment of renewable energy to green energy customers is caused by the trade with renewable energy based on GO's and supply contracts. Parallel though the amount of non-renewable energy not used by green energy customers will be assigned to other customers and their renewable energy share will drop. The consequence of this barter was already that the energy mix for Norwegian electricity customers who are not using a green energy product (residual mix) was based only of 23 % from renewable energy in 2011 even though the Norwegian energy production is based on 96 % from water power plants. When there will be no green energy trade, the existing green energy will be assigned to other customers and raise their renewable energy share in their energy mix. The European-wide oversupply of renewable energies causes no inductance for new installations. Through the trade, there are no positive effects for a global climate protection.

A lot of green energy suppliers are investing in the installation of new plants to weaken this argument. When they invest in installations in Germany, new plants mostly provided by the EEG will be created, and those are also economical without the trade of electricity. The green energy trade then is becoming more of only a second instrument for direct investments which also exist for final customers as energy cooperatives or as solar power plants projects for citizens as investors. The investment in installations of generating renewable capacity is already economical by the EEG so that the investments of green energy suppliers only marginally expedite installations in Germany. Without the green energy supplier, the installation may happen through somebody else at the same location as well, but the liquidity from the trade of electricity may let the investment happen a little earlier. Also, in foreign countries the trade of GO's will not bring enough yields to invest in new renewable energy producing plants by itself; and so a clear price difference exists between GO's and Scandinavian green certificates (elcert) on the one hand and the EEG reallocation charge on the other hand.

For proving additionality, the most compelling ways are to finance installations that are just under the threshold of profitability within the EEG-framework or by investing in RES installations in countries without any subsidies or feed-in tariffs.

Result: The installations of generating renewable capacity are caused by other instruments than the green energy trade. The green energy trade causes primarily a reallocation from the existing renewable energy in the system.

Fact 2: Even a physical supply will not change electricity flows

The physical supply of electricity works basically at the nearest grid nodes and the closest regional power plants. The trade with GO's causes only a trade with the nature as RES electricity generation, but not with the physical electricity. GO's, for example, can be also imported from countries without any connection to the German grid (e.g. Iceland). This part of the GO trading is called Greenwashing from parts of the branch, media, and public.

There is an alternative with suppliers which offers physical supplies in closed supply chains. This concept can ensure that the same amount of electricity is generated from the power producer and also used from the customer within one year. The feed-in and supply will be recorded in the balancing group, but from a physical view, this supply chain will not change the electrical flow. Germany exports more than it imports electricity. For most hours of the year, an electrical flow to neighbor countries from Germany is registered at interconnectors. The consequence, for example, is that by holding electricity supply contracts with closed supply chains, German customers are using green energy from Austria while Germany is supplying electricity to Austria. Because of more installations of generating renewable capacity, the German export surplus in 2012 was even bigger than in 2011.

Result: Even closed supply chains which are based on electricity supply contracts will not effect changes in either cross-border or internal electrical flows.

Fact 3: No simultaneity

For most German household customers, it is not known in which day or time they use which amount of electricity. The electricity meters have to be checked only once a year, and so the electric companies work with standard load profiles which match the sum to a lot of households. Even under the assumption that the standard load profile matches the reality, for electricity suppliers it is very difficult to cover the determined required curve only with renewable energies because they are dependent on the natural energy supply. So water power plants are producing less energy in dry seasons, and wind turbines are producing no electricity when there is no wind. In order to create compensation, energy suppliers have to get balancing energy at the electricity market at times.

Result: A permanent simultaneity between the individual supply of private households with 100 % renewable energy and electricity generation determined by the system is not possible at the moment.

Options for action

The above-described barriers for a further green power market development are partly connected to each other. The missing transparency of green energy product features, which cannot be solved through existing labels, leads customers to prefer electricity products with low requirements and thus causes an adverse selection of electricity products and so to a dominance of cheap suppliers. That will lead to critical public discussion and missing trust for the product.

There are two following directions for action. First, the dominating low-priced, green energy products could jeopardize the acceptance of the EEG reallocation charge. They cause a consumer expectation that a CO₂-neutral power supply, or other positive environmental effects, can be achieved without significant additional costs. The need for action is thus obtained from consumer protection reasons as well as potential acceptance problems. Second, the potential consumer willingness to pay is used only suboptimal. But, for a high price segment (WTP > 1 €ct per kWh) a credible product needs to be offered.

An analysis of the currently practiced marketing models as a trader's model, a fund model or an initiation model, shows that these can only develop marginal environmental effects in addition to the EEG. A relevant effect of additional installations of green energy products could only be realized when green certificates from quantity control regime would be imported to Germany with corresponding prices. An electricity product which can guarantee an additional development of renewable energies would cause this addition abroad.

Credibility and transparency could establish a state label or define a minimum requirement for green energy. This was also endorsed by many respondents. But it must be considered separately for which market segment public regulation should be carried out:

At the level of use of GO's for product identification (surcharges < 0.1 €ct per kWh) it requires that the (lack of) environmental effects on the purchase of green energy with GO's becomes transparent. The purpose of GO's is only the identification and tracking of electricity. This should be communicated from an official site. In this context, it should communicate that physical supply contracts with renewable energy systems do not lead to any additional environmental impacts. Also belonging to the transparency, the quality characteristic, "regionality of energy production," which 78 % of the respondents ascribe to of a high importance, due to the system cannot be achieved by a transfer of EEG electricity in green power products.

At the level of the other marketing models (surcharges of 0.1 to 1 €ct per kWh) of the other suppliers it should be ensured that environmental impacts of the price premium are transparent. The marketing models partially substitute the mechanism of state funding instruments so that a government default label is difficult to justify.

For the highest price segment (> 1 €ct per kWh), a state certification could provide credibility and acceptance of a product which unfolds in real additionality. Since the additionality can only unfold abroad or concerns plants which cannot be supported in Germany for a good reason, an open political decision remains. This decision must be weighed in between a state certification and other political objectives (e.g. contribution to the energy turnaround in Germany).

0 EINLEITUNG

Der Handel mit „Ökostrom“ oder „Grünstrom“ hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen. Die Zahl der Anbieter hat dabei stark zugenommen, zugleich kommt der Frage nach dem Herkunftsnachweis steigende Bedeutung zu. Das Umweltbundesamt hat daher mit dem Aufbau eines Herkunftsnachweisregisters (HKNR) begonnen, mit dem die EU-Richtlinie 2009/28/EG [EU 2009a] umgesetzt wird. Dieses Register betrifft im Wesentlichen die Anlagen, deren Strom keinen Vergütungsanspruch nach EEG hat sowie Anlagen, die den Strom über das Grünstromprivileg direkt vermarkten. Auch im europäischen Ausland wurde die Richtlinie umgesetzt, so dass Herkunftsnachweise – auch unabhängig von Stromlieferverträgen – handelbar geworden sind. Dies betrifft neben den EU-Mitgliedstaaten beispielsweise auch Norwegen und die Schweiz.

Aus Sicht der Anlagebetreiber von Anlagen, deren Strom einen Vergütungsanspruch nach EEG hat, hat sich die Zahl der Vermarktungsmöglichkeiten ebenfalls vergrößert: Neben der Einspeisung zum festen Tarif besteht die Möglichkeit, den Strom an Stromhändler bzw. Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu liefern, die damit entweder das Grünstromprivileg ausnutzen (seit 2009, seit 2012 mit Einschränkungen), oder den Strom unter Nutzung einer Marktprämie direkt vermarkten (seit 2012). Hinzu kommen sonstige Formen der Direktvermarktung (seit 2009).

Da der Vertrieb des Ökostroms zum größten Teil über bilaterale Verträge organisiert ist, ist das Bild der Angebotsseite noch sehr unscharf. Beispielsweise ist nicht bekannt, wie groß das Volumen des importierten Ökostroms ist, zu welchen Anteilen den gehandelten Volumina auch physische Lieferungen entsprechen, welche Anteile der Importe allein auf dem Handel mit Herkunftsnachweisen beruhen und zu welchen Preisen unterschiedliche Herkunftsnachweise gehandelt werden.

1 DEFINITIONEN UND KRITERIEN

Ziel des Kapitels ist eine Zusammenstellung und Gliederung der Definitionen für den Begriff „Ökostrom“. Dabei sollen sowohl die Definition anhand der geltenden Gesetze und Verordnungen als auch diejenigen aus veröffentlichten Forschungsprojekten sowie die Selbstdarstellungen der am Markt vorhandenen Zertifizierer einbezogen werden.

Als Arbeitshypothese soll von folgender häufig verwendeten Beschreibung ausgegangen werden: Ökostrom wird im Allgemeinen elektrische Energie bezeichnet, die aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird. Der Begriff „Ökostrom“ umfasst meist Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der nicht als „Graustrom“ vermarktet wird. Der Begriff Ökostrom ist inhaltlich jedoch nicht näher definiert oder gar geschützt. Der Strom kann sowohl im Inland als auch im Ausland produziert worden sein.

Grundsätzlich speisen alle Stromerzeuger Elektrizität unabhängig von der Art ihrer Erzeugung in das gleiche Versorgungsnetz ein. Der Verbraucher bezieht seinen Ökostrom nicht direkt über separate Leitungen, sondern nur aus diesem Versorgungsnetz (auch „Stromsee“ genannt). Physikalisch lässt sich der in das Netz eingespeiste elektrische Strom somit beim Verbraucher keiner Produktionsart mehr zuordnen.

Auf dem Strommarkt gibt es einerseits reine Ökostromlieferanten oder aber spezielle Ökostromtarife der konventionellen Stromanbieter. Da es über den Begriff „erneuerbare Energie“ hinaus keine präzise Festlegung für den Begriff „Ökostrom“ gibt, bestehen auch große qualitative Unterschiede der verschiedenen auf dem Strommarkt angebotenen Produkte. Dies betrifft insbesondere Unterschiede bei der Beschaffung von Herkunftsnachweisen (HKN) und beim Abschluss von Stromlieferverträgen.

1.1 Betrachtete Quellen mit Definitionen

1.1.1 Rechtsgrundlagen des Herkunftsnachweisregisters

Im Umweltbundesamt ist das Herkunftsnachweisregister (HKNR) für Strom aus erneuerbaren Energien am 01.01.2013 offiziell in Betrieb genommen worden. Die Rechtsgrundlagen dieses HKNR bilden sowohl europäische Richtlinien als auch die nationale Gesetzgebung. Im Folgenden sollen die Rechtsgrundlagen hinsichtlich der zu Grunde liegenden Definitionen des Begriffs „Ökostrom“ bzw. verwandter Begriffe analysiert werden.

1.1.1.1 Europäische Richtlinien 2009/28/EG und 2009/72/EG

Die rechtliche Grundlage des Herkunftsnachweisregisters bildet die europäische Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [EU 2009a]. Durch die Richtlinie soll in der Europäischen Union der Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 20 Prozent des Bruttoenergieverbrauchs erhöht werden. Für Deutschland liegt das Ziel bei einem Anteil von 18 Prozent am gesamten Bruttoendenergieverbrauch. Zur Erfüllung des Ziels müssen von den Mitgliedstaaten Maßnahmen zur Steigerung der Anteile von erneuerbaren Energiequellen im Verkehrs-, Elektrizitäts- und Wärmesektor ergriffen werden. Gemäß Artikel 15 der Richtlinie muss jeder Mitgliedstaat ein elektronisches Herkunftsnachweissystem für Strom aus erneuerbaren Energiequellen einführen. Mit Herkunftsnachweisen wird si-

chergestellt, dass Strom aus erneuerbaren Energien nur einmal als solcher an Endkunden geliefert werden kann. Die Herkunftsnachweise werden gemäß Richtlinie ausschließlich zum Zweck der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [EnWG 2005] verwendet; dies geht bereits aus der Art. 2 Buchstabe j RL 2009/28/EG hervor. Dieser § 42 ist die Umsetzung der Vorgaben aus Artikel 3 Nr. 9 der Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG, der auf den Verbraucherschutz im Energiemarkt abzielt und eine verständliche Stromkennzeichnung verlangt [EU 2009b]. Mit der Stromkennzeichnung wird der Nachweis erbracht, dass ausgewiesener Ökostrom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.

Die EU-Richtlinie 2009/28/EG verwendet in Art. 2 folgende Begriffsbestimmungen:

- a) „Energie aus erneuerbaren Quellen“: Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne, aerothermische, geothermische, hydrothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;
- b) „aerothermische Energie“: Energie, die in Form von Wärme in der Umgebungsluft gespeichert ist;
- c) „geothermische Energie“: die Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist;
- d) „hydrothermische Energie“: Energie, die in Form von Wärme in Oberflächengewässern gespeichert ist;
- e) „Biomasse“: den biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten.“ [EU 2009a].

1.1.1.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Mit dem Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien (EAG EE) wurde die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in deutsches Recht umgesetzt [EAG EE 2011]. Ziel des EAG EE ist unter anderem die Einführung eines elektronischen Herkunftsnachweisregisters (HKNR) für Strom aus erneuerbaren Energien. Durch das EAG EE ist eine Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) erfolgt. Dabei wurde der § 55 EEG neu gefasst und eine Verordnungsermächtigung geschaffen. Nach § 55 EEG neuer Fassung sollen Herkunftsnachweise in Deutschland zentral durch das Umweltbundesamt (UBA) ausgestellt, übertragen und entwertet werden.

Darüber hinaus wurden mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften [EnWNG 2011] im Jahr 2011 die Stromkennzeichnungspflichten des § 42 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) modifiziert. Die erforderliche Kennzeichnung wurde von vorher drei auf sechs Kategorien erweitert. Die Stromkennzeichnung umfasst Kernkraft, Kohle, Erdgas, sonstige fossile Energieträger, nach dem EEG geförderte erneuerbare Energien und sonstige erneuerbare Energien.

Eine gesetzliche Definition des Begriffs „Ökostrom“ existiert in Deutschland nicht. Im EEG wird lediglich der Begriff der „erneuerbaren Energien“ in § 3 Nummer 3 EEG [EEG 2012] definiert. Hiernach umfasst der Begriff erneuerbare Energien „Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse, Deponiegas und Klärgas sowie aus den biologisch abbaubaren Abfällen aus Haushalt und Industrie“.

Die Ausweisung des so abgegrenzten Stroms ist in § 54 EEG geregelt. Hiernach wird den Stromverbrauchern entsprechend der finanziellen Belastung durch die EEG-Umlage ein Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromrechnung ausgewiesen. Hintergrund dafür ist, dass der nach dem EEG direkt finanziell geförderte Strom aus erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage finanziert wird. Er wird den Stromverbrauchern allerdings nicht physikalisch geliefert, sondern von den Übertragungsnetzbetreibern im Falle der Festvergütung bzw. den Anlagenbetreibern im Falle der Direktvermarktung unter Nutzung der Marktprämie auf dem Strommarkt als Strom aus „unbekannter Herkunft“ verkauft. Zur Erhaltung der „grünen Eigenschaft“ erfolgt daher die Ausweisung des EEG-Stroms in der Rechnung der EVU an die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher entsprechend der gezahlten EEG-Umlage.

Der im EEG im Rahmen der Festvergütung oder über die Marktprämie geförderte Strom kann somit nicht als Strom aus erneuerbaren Energien, sondern nur als Graustrom auf dem Markt verkauft werden, da die Erzeugung dieses Stroms bereits kostendeckend von allen Stromverbrauchern finanziert worden ist und diesen gegenüber entsprechend der finanziellen Belastung ausgewiesen wird. Um eine doppelte Inanspruchnahme der „grünen Eigenschaft“ auszuschließen, darf deshalb Strom aus erneuerbaren Energien, der unmittelbar über das EEG mittels Einspeisevergütung oder Marktprämie finanziell gefördert wird, nicht als Ökostrom verkauft werden.

Daraus folgt, dass als Strom aus erneuerbaren Energien auf dem Ökostrommarkt grundsätzlich nur derjenige EEG-berechtigte Strom verkauft werden kann, der mittelbar über das Grünstromprivileg im EEG gefördert und vermarktet wird oder der im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung ohne Förderung“ vermarktet wird. Daneben kann der Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne der EE-Richtlinie aus dem europäischen Ausland oder von nicht EEG-berechtigten Anlagen (z. B. Großwasserkraft) als Ökostrom verkauft werden.

1.1.1.3 Verordnungen

Anlass der **Herkunftsnachweisverordnung** [HkNV 2011] war die Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen nach § 64d EEG. Die HkNV regelt die Einrichtung eines elektronischen Registers für Herkunftsnachweise im Umweltbundesamt. Da sie Teil der gleichen Systematik wie das EEG ist, enthält sie auch keine vom EEG abweichende Begriffsdefinition von erneuerbaren Energien.

Die **Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung** [HkNDV 2012] wurde auf Grundlage §§ 64d, 64g Abs. 3 EEG 2012 in Verbindung mit § 6 Abs. 1 der HkNV erlassen. Die Verordnung regelt die Einrichtung und den Betrieb eines betrugssicheren Systems zur Registrierung der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen (Herkunftsnachweisregister) durch das Umweltbundesamt. Auch die HkNDV enthält keine abweichenden Begriffsbestimmungen.

1.1.2 Vorliegende Untersuchungen

1.1.2.1 E-TRACK und RE-DISS

Im Rahmen des EU-Programms „Intelligent Energy Europe“ war es Ziel des Projektes **E-TRACK**, die Verfolgbarkeit von Strom und dessen Eigenschaften EU-weit so zu regeln, dass die Transparenz erhöht und die Doppelvermarktung ausgeschlossen werden kann. Hierzu wurde im August 2007 ein Endbericht des Projektes E-TRACK (A European Tracking System for Electricity) [E-TRACK 2007] sowie im November 2009 ein darauf aufbauender Empfehlungskatalog (Recommendations from the E-Track II project) [E-TRACK 2009] veröffentlicht. Thematisch ging es im Rahmen dieses Projektes um das europaweite System von Herkunftsnachweisen für Strom aus erneuerbaren und aus anderen Quellen, das auf dem Grundgedanken beruht, Attribute des Stroms (z. B. „erneuerbar“) getrennt von physischen Stromlieferungen handeln zu können. Hinsichtlich der Definitionen für „Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ sowie für „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ wird jeweils auf die Definitionen aus den jeweils geltenden EU-Richtlinien verwiesen. Der Begriff „Ökostrom“, der im Rahmen dieses Projektes zu klären ist, da er auch im Stromhandel verwendet wird, basiert dabei grundsätzlich auf der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und in einigen Fällen zusätzlich auch auf KWK-Stromerzeugung. Als Grundlagen in diesem Projekt dienten die 2007 geltenden Richtlinien 2001/77/EG [EU 2001] und 2004/8/EG [EU 2004].

Die EU-Richtlinie 2001/77/EG verwendet die folgenden **Begriffsbestimmungen**:

- a) „erneuerbare Energiequellen“: erneuerbare nichtfossile Energiequellen (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponeiegas, Klärgas und Biogas);
- b) „Biomasse“: der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten;
- c) „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“: Strom, der in Anlagen erzeugt wurde, die ausschließlich erneuerbare Energiequellen nutzen, sowie der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Hybridanlagen, die auch konventionelle Energieträger einsetzen, einschließlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der zum Auffüllen von Speichersystemen genutzt wird, aber mit Ausnahme von Strom, der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird... [EU 2001].

Durch die Richtlinie 2009/28/EG [EU 2009a] wurde die Richtlinie 2001/77/EG inzwischen aufgehoben.

Aufbauend auf dem Projekt E-TRACK wurde das Projekt **RE-DISS** (Reliable disclosure systems for Europe) durchgeführt und im Oktober 2012 abgeschlossen. Es konzentriert sich auf korrekte Stromkennzeichnung, welche aus der Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG hervorgeht. Der Endbericht [RE-DISS 2012] sowie ein Fachartikel zum Projekt wurden 2012 veröffentlicht [Kuhlmann et al. 2012]. Die Definition für „erneuerbare Energien“ wird darin der Richtlinie 2009/28/EG entnommen.

1.1.2.2 Fokus Ökostrom

In der Kurzstudie „Fokus Ökostrom“ der E&E Consult, die im Auftrag von Greenpeace 2008 erstellt wurde, wird Ökostrom als ein „ökologisch korrekter“ Strom bezeichnet, der „im wissenschaftlich strengen Sinne“ ... „in Anlagen erzeugt“ wird, „die wegen der Ökostrom-Nachfrage zusätzlich errichtet werden („nachfrageinduzierter Ökostrom“).

In der Studie wird diskutiert, inwiefern diese Zusätzlichkeit nachweisbar ist, da die Rahmenbedingungen des EEG in der Regel den Bau einer Anlage auch dann ermöglichen, wenn dieser nicht im Zusammenhang mit der Vermarktung als Ökostrom steht. Selbst dann, wenn neue Anlagen aus den Zusatzerlösen aus der Vermarktung des Produktes „Ökostrom“ finanziert wurden, wird der Nachweis schwer fallen, dass sie anderweitig ohne diese Finanzierung nicht auch hätten rentabel errichtet und betrieben werden können.

Als Ziel der Kurzstudie wird von den Autoren vorgeschlagen, dass Ökostrom ein Premiumprodukt sein sollte, das „nachweislich einen ökologischen Zusatznutzen bewirkt und das von glaubwürdigen Unternehmen angeboten wird, die einen Umbau des gegenwärtigen Energiesystems und damit die Energiewende vorantreiben wollen“ [E&E 2008]. Hierfür werden konkrete Vorschläge gemacht, wie der Begriff „neue Anlage“ abgegrenzt werden kann, der die Zusätzlichkeit gegenüber den ohnehin bestehenden oder projektierten Anlagen nachweisen soll. Darüber hinaus wird vorgeschlagen, die Glaubwürdigkeit des Anbieters über ein Punktesystem mit folgenden zehn Kriterien zu bewerten:

1. „Quantität des Ökostromangebotes (dieses könnte in % des Gesamtabsatzes des Stromanbieters ausgedrückt werden).
2. Qualität des Ökostromangebotes: Genügen die Anlagen „nur“ den gesetzlichen Ansprüchen für EE-Erzeugungsanlagen, oder genügen sie besonderen ökologischen Ansprüchen (hierbei könnten die z.B. die Anlagenkriterien von ok-Power übernommen werden, bei Biomasse könnte auch das GSL-Kriterium der Biomasseerzeugung in der Nähe des Anlagenstandortes zur Anwendung kommen)?
3. Falls KWK-Nutzung Teil des Ökostromangebots ist: Welchen Kriterien genügen die KWK-Anlagen? Auch hier könnte eine Mischung der Kriterien von ok-Power und des GSL übernommen werden, d.h. die installierte Leistung der Anlagen könnte bewertet werden, aber auch die Erfüllung der technischen Standards, die ok-Power ansetzt.
4. Regionalität des Angebots / regionale Einbettung der Akteure
5. Bei Nutzung bzw. bei Förderung ausländischer Erzeugungsanlagen: Inwieweit werden deutsche Standards angewandt, bzw. inwieweit sind die im Ausland angewandten Standards den hiesigen unter- bzw. sogar überlegen?
6. Verflechtungen des Anbieters mit der etablierten Energiewirtschaft, die auf Atomenergie und Kohlekraftwerke setzt / Gesellschafter (in Bezug auf den Strombezug als auch auf die Eigentumsverhältnisse).
7. Politisches Engagement des Anbieters für Wettbewerb und Klimaschutz.
8. Kohärenz des Anbieters in Bezug auf seine generelle Unternehmensstrategie und Geschäftspolitik (flankierende Klimaschutzangebote wie z.B. Effizienzaktivitäten, Energieberatung, etc.).
9. Umfang und Qualität der Stromkennzeichnung.
10. Servicequalität und Kommunikation des Anbieters“ [E&E 2008].

Die Kurzstudie leistet einen Diskussionsbeitrag, ohne eindeutige Definitionen vorzugeben.

1.1.2.3 Monitoringbericht der Bundesnetzagentur

In den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur [BNetzA 2011], [BNetzA 2012a] wird im Glossar nicht der Begriff „Ökostrom“ sondern der Begriff **Ökostromtarif** verwendet. Damit wird nur der Verkauf und nicht die Erzeugung des Stromes betrachtet. Der Begriff „Ökostromtarif“ ist in der Definitionsliste Monitoring 2012 zum Monitoringbericht 2012 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2012b] wie folgt definiert:

„Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Nicht mit anzugeben ist der über Stromtarife ohne besondere Relevanz des Anteils/der Förderung effizienten oder regenerativen Energiegewinnung vermarktete Anteil von regenerativ erzeugtem Strom, wie z. B. Tarife in welchen lediglich die über die EEG-Umlage geförderte Menge enthalten sind.“

Gemäß dieser beiden Monitoringberichte 2011 und 2012 ist somit entscheidend, dass der Anteil der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung überdurchschnittlich („besonders relevant“) ist und der Strom in einem gesondertem Tarif angeboten wird, welcher als solcher durch Stromkennzeichnung als „Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Stromgewinnung“ ausgewiesen oder von Ökostrom-Labeln zertifiziert ist [BNetzA 2012b]. Auf diese Label wird im Folgenden eingegangen.

1.1.3 Herkunftsnachweise und Grüne Zertifikate

1.1.3.1 Unterscheidung der Definitionen

Während „grüne Zertifikate“ zur Zielerreichung von Fördersystemen genutzt werden, dienen HKN, die gemäß der EE-Richtlinie [EU 2009a] ausgestellt werden, ausschließlich der Stromkennzeichnung. Sie werden eingesetzt, um Endkunden gegenüber nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. In Europa können die Handelsobjekte „physische Strommenge“ und „Grünstromeigenschaft“ getrennt voneinander gehandelt werden. Mit Hilfe von HKN kann der gelieferte Ökostrom zur Quelle der Stromerzeugung zurückverfolgt werden. In der Regel wird jedoch die erzeugte Energie im gleichen Netz transportiert und enthält damit immer einen zeitlich variablen Strommix mit regenerativen und konventionellen Anteilen. Als Herkunftsnachweis finden verschiedene Systeme Anwendung, die im Folgenden näher erläutert werden.

1.1.3.2 RECS-Zertifikate



Das Renewable Energy Certificate System (RECS) war das erste Zertifizierungssystem zum Herkunftsnachweis für Strom aus erneuerbaren Energien, das den Handel mit Ökostrom in Europa ermöglichte. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken bekommen für jede erzeugte Megawattstunde Strom ein RECS-Zertifikat erteilt. Diese Zertifikate können getrennt von der physischen Stromlieferung vermarktet werden. Auf diese Weise kann beispielsweise ein Stromversorger in

Deutschland von einem Wasserkraftwerk in Norwegen RECS-Zertifikate kaufen und dadurch seinen Stromkunden einen Ökostromtarif anbieten, obwohl er physikalisch nur nuklearen oder fossilen Strom liefert. Die RECS-Zertifikate garantieren also nicht die tatsächliche Stromlieferung aus erneuerbaren Energieträgern. Sie weisen lediglich eine den Zertifikaten entsprechende Stromerzeugung und Netzeinspeisung nach – unabhängig von dessen späterer Lieferung. Für die Ausgabe und Entwertung der Zertifikate war bis 2012 auf nationaler Ebene das Öko-Institut Freiburg e.V. zuständig.

Die RECS-Organisation macht auf ihrer Webseite deutlich, dass das RECS System keine Ökostromprodukte zertifiziert und auch kein Ökostrom-Label ist. Die Zertifikate werden zwar nur für erneuerbare Energien ausgestellt, stellen aber darüber hinaus keine weiteren Anforderungen an die Erzeugungsanlagen. So bleiben beispielsweise das Anlagenalter oder sonstige ökologische Anforderungen unberücksichtigt [RECS 2012].

Seit der Inbetriebnahme des HKNR durch das UBA Anfang 2013 sind RECS- oder andere Zertifikate zur Stromkennzeichnung nicht gültig. Das HKNR lässt nur die Verwendung von HKN zu, die der Richtlinie 2009/28/EG entsprechen.

1.1.3.3 EECS-Zertifikate (Herkunftsnachweise)

Neben dem RECS System findet in der Europäischen Union ein in ähnlicher Weise arbeitendes Herkunftsnachweissystem Anwendung: das European Energy Certificate System (EECS). Der Unterschied beider Systeme liegt im Rechtsstatus. Während das RECS-System von Marktteilnehmern auf freiwilliger Basis geschaffen wurde, basieren die Herkunftsnachweise (englisch „Guarantee of Origin, GO“) für erneuerbaren Strom im EECS-System auf der Grundlage der EU Richtlinie 2001/77/EG bzw. 2009/28/EG und den entsprechenden nationalen Gesetzgebungen. Dabei sind die RECS-Zertifikate Teil des EECS-Systems geworden [E-Track 2007], mit dem langfristig das ältere RECS-System abgelöst werden soll. In Deutschland sind bis Ende 2012 keine EECS-Herkunftsnachweise für regenerative Stromerzeugungsmengen ausgestellt worden [AIB 2011]. Mit der Einrichtung des HKNR hat das UBA zum Jahresanfang 2013 diese Aufgabe übernommen, nach einer Übergangszeit wird das Öko-Institut den Betrieb des EECS voraussichtlich Ende 2013 vollständig einstellen.

1.1.3.4 BlueRegistry

BlueRegistry ist eine Registerdatenbank des TÜV Süd zum Handel und zur Verwaltung von Emissionsminderungs- und Herkunftsnachweisen. Mit BlueRegistry soll sichergestellt werden, dass handelbare Zertifikate aus dem freiwilligen Markt für Ökostrom nicht doppelt vermarktet werden. Der TÜV Süd überprüft regenerative Anlagen auf die Einhaltung entsprechender Standards einerseits selbst und erstellt daraufhin Zertifikate (z. B. „TÜV SÜD Erzeugung EE“). In BlueRegistry können sowohl diese Zertifikate als auch andere Herkunftsnachweise gehandelt werden [TÜV Süd 2007]. Mit der Einrichtung des HKNR wird der TÜV den Betrieb des BlueRegistry für Herkunftsnachweise in Deutschland einstellen.

1.1.3.5 Grüne Zertifikate

Während HKN ausschließlich der Stromkennzeichnung dienen, werden „grüne Zertifikate“ als Bescheinigung im Rahmen von Mengensteuerungssystemen eingesetzt, um das Erreichen der gesetzten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu gewährleisten. In Großbritannien, Italien, Schweden, Norwegen, Polen und Rumänien erfolgt die Förderung erneuerbarer Energien mengengesteuert über sogenannte Quotensysteme. Dabei werden Energieversorger (oder Stromerzeuger, teilweise auch große Stromkunden) verpflichtet, einen gewissen Anteil ihrer Stromlieferung mit erneuerbaren Energien zu decken. Sofern kein gemeinsamer Markt vereinbart wurde (wie zwischen Norwegen und Schweden) muss die Energieerzeugung im Inland erfolgen. Die Zielerreichung erfolgt über den Handel mit den grünen Zertifikaten. Bei Nichterreichen der Quote sind Geldstrafen zu leisten. Der Anreiz für Investitionen in neue regenerative Erzeugungskapazitäten ergibt sich aus dem Preis der Zertifikate.

1.1.4 Label auf dem Anbietermarkt

Auf dem Markt gibt es verschiedene Siegel und Zertifikate mit unterschiedlichen Kriterien, die die Qualität von Ökostromprodukten nachweisen sollen. Zu den bekanntesten Ökostrom-Siegeln gehören die Labels der Technischen Überwachungsvereine (TÜV Nord und TÜV Süd), das ok-power-Label und das Grüner-Strom-Label (GSL). Die wesentlichen Kriterien der Gütesiegel werden nachfolgend erläutert.

1.1.4.1 TÜV-Nord



Die Zertifizierung von Ökostromprodukten durch den TÜV NORD erfolgt nach dem Standard „Geprüfter Ökostrom“ A75-S026-1. Das Zertifikat bescheinigt, dass der Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien stammt. Anerkannt werden dabei alle Energieträger im Sinne des EEG. Nicht anerkannt wird hingegen Strom, der bereits eine Vergütung nach dem EEG erhält. Durch diese Regelung wird dem Doppelvermarktungsverbot in § 56 EEG 2012 genüge getan. Außerdem darf der regenerativ erzeugte Strom nicht nach dem Marktprämienmodell gemäß § 33g EEG 2012 vergütet werden. Mit dem Zertifikat des TÜV NORD soll sichergestellt werden, dass der Stromanbieter den Ausbau der erneuerbaren Energien forciert. Zur Förderung von Neuanlagen müssen mindestens 33 Prozent des bereitgestellten Stroms aus Anlagen geliefert werden, die nicht älter als 6 Jahre sind. Mit diesem Neuanlagenkriterium soll der Kraftwerkspark regelmäßig modernisiert und der Bau von neuen regenerativen Anlagen angeregt werden. Alternativ zum Neuanlagenkriterium kann der Stromanbieter einen festen Betrag von 0,25 Cent pro kWh in den Zubau neuer regenerativer Anlagen investieren. Zum Nachweis, dass der Strom aus erneuerbaren Energien stammt, sind Herkunftsnachweise zulässig, die im Rahmen anerkannter und geprüfter Handelssysteme ausgestellt und auf das zertifizierte Stromprodukt entwertet wurden. Dazu gehört beispielsweise das EECS (vgl. Punkt 1.1.3.3). Der Standard A75-S026-1 des TÜV Nord fordert darüber hinaus, dass der Kunde regelmäßig und mittels geeigneter Medien (z.B. Internet) über das zertifizierte Stromprodukt und dessen Merkmale informiert werden soll. Genauso soll das Engagement bei der Förderung von erneuerbaren Energien für den Kunden ebenfalls nachvollziehbar und transparent dargestellt sein [TÜV Nord 2012a].

1.1.4.2 TÜV Süd

Der TÜV SÜD zertifiziert Ökostrom nach den Standards EE01 und EE02. Voraussetzung für die Vergabe der beiden Standards ist, dass der Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Zur Förderung von regenerativen Neuanlagen müssen mindestens zwei Drittel etwaiger Preisaufschläge in den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien investiert werden. Als Herkunftsnachweis des Stroms sind RECS- bzw. EECS-Zertifikate zugelassen. Strommengen, die bereits nach dem EEG gefördert werden, können zum Ausschluss einer Doppelvermarktung nach § 56 EEG nicht zertifiziert werden. Genau wie bei den anderen Labels soll der Kunde regelmäßig über die Entwicklung des Ökostromprodukts sowie über Förderprojekte und den Ausbau der erneuerbaren Energien informiert werden.



Zusätzlich wird beim Standard EE01 gefordert, dass mindestens 30 Prozent der Stromlieferung aus neuen Kraftwerken stammen, die zum Zeitpunkt der erstmaligen Zertifikatserteilung nicht älter als drei Jahre waren. Zudem darf die Inbetriebnahme keiner Anlage länger als 10 Jahre zurückliegen. Alternativ zur Erfüllung des Neuanlagenanteils

kann der Zertifikatnehmer einen Förderfonds zur Förderung des Klimaschutzes einrichten. Die Höhe der Förderkomponente beträgt 0,3 ct/kWh und kann bei Bedarf an die Marktentwicklung angepasst werden. Die zusätzlichen Preisaufschläge müssen mindestens zu zwei Dritteln der Förderung des Klimaschutzes, insbesondere dem Ausbau der erneuerbaren Energien zugutekommen. Nach Einzelfallprüfung sind auch andere Fördermodelle möglich [EE01 2012].



Zur Vergabe des Standards EE02 muss der Strom ebenfalls aus 100 Prozent erneuerbaren Energien stammen. Darüber hinaus soll die Gleichzeitigkeit zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet sein. Das heißt, der Anbieter muss im Viertelstundenraster die Menge an Ökostrom bereitstellen, die der Ökostromkunde aus dem Stromnetz

entnimmt [EE02 2012].

1.1.4.3 Ok-power-Label



Das Gütesiegel ok-power wird vom Verein EnergieVision e.V. für Ökostromprodukte vergeben, die einen garantierten Nutzen für die Umwelt haben. Träger des Vereins sind die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen und das Öko-Institut e.V. Der Umweltnutzen ergibt sich aus Sicht des Vereins, wenn der Ökostrom aus erneuerbaren Energien oder

zu einem gewissen Anteil aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf Erdgasbasis stammt. Außerdem sollte mit dem Kauf eines Ökostromproduktes der Kapazitätsausbau der erneuerbaren Energien gefördert und konventionell erzeugter Strom aus Kohle- oder Atomkraftwerken vom Markt verdrängt werden. Zusätzlich muss das Ökostromprodukt bestimmte Umweltkriterien erfüllen. So sollte beispielsweise bei Wasserkraft die Stromerzeugung primär aus reaktivierten oder sanierten Anlagen stammen. Für die Stromerzeugung aus Biomasse sind nur Brennstoffe aus zertifiziertem Anbau zugelassen. Auch dürfen Photovoltaik-Freiflächenanlagen oder Windenergieanlagen nicht in Naturschutzgebieten, Biosphärenreservaten bzw. weiteren Schutzgebieten ausgewiesenen

werden. Strom aus Deponie- oder Grubengas ist nicht gestattet. Das Gütesiegel ok-power wird in verschiedenen Modellformen vergeben:

Händlermodell. Beim Händlermodell des ok-power-Labels bezieht der Ökostromanbieter seinen Strom aus erneuerbaren Energien oder zu einem gewissen Anteil aus hocheffizienten gasbefeuerten KWK-Anlagen. Ab 2013 fällt die Option fossiler KWK-Kraftwerke fort, da die entsprechenden Produkte nicht mehr angenommen werden [EV 2013]. Die Stromlieferung erfolgt dabei nicht physikalisch sondern nur vertraglich. Der Strom muss mengengleich ins Netz eingespeist werden. Das Händlermodell schafft mit dem Neuanlagenkriterium einen Anreiz zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Beim Händlermodell des ok-power-Labels muss mindestens ein Drittel des Ökostroms aus Anlagen kommen, die nicht älter sind als sechs Jahre. Ein weiteres Drittel soll aus Anlagen stammen, die nicht älter als zwölf Jahre sind. Der Anteil des Ökostroms aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) durfte bis 2012 höchstens 50 Prozent betragen, ab 2013 fällt diese Option fort [EV 2013]. Um eine Doppelförderung auszuschließen, dürfen die Anlagen nicht bereits nach dem EEG oder vergleichbaren Mechanismen im Ausland gefördert werden [EV 2012].

Fondsmodell. Das ok-power-Label wird in diesem Modell an Ökostromprodukte vergeben, deren Eigenschaft „regenerativ“ mit Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energien nachgewiesen wird. Der Ökostromkunde zahlt zusätzlich zum normalen Strompreis einen geringen Aufschlag, der in den Ausbau erneuerbarer Energien fließen soll. Der Ökostrom-Anbieter muss einen jährlichen Nachweis der Mittelverwendung vorlegen und diesen von einem Wirtschaftsprüfer bzw. von einem unabhängigen Gutachter bestätigen lassen [EV 2012].

Initiierungsmodell. Im Jahr 2011 wurde vom Verein EnergieVision e.V. das Initiierungsmodell eingeführt. Dieses Modell zielt darauf ab, einen noch konstanteren Ausbau von neuen regenerativen Erzeugungsanlagen zu gewährleisten. Genau wie beim Händlermodell kann der Ökostrom entweder ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen oder zu maximal 50 Prozent aus hocheffizienten KWK-Anlagen, ab 2013 sind 100 Prozent erneuerbare Energien vorgegeben [EV 2013]. Bei diesem Modell muss der Anbieter den Bau von neuen regenerativen Erzeugungsanlagen initiieren. Die Initiierungsleistung liegt zu 25 Prozent in der Projektierung und zu 75 Prozent in Finanzierung neuer regenerativer Stromerzeugungsanlagen. Der Ökostromanbieter kann sich die Initiierungsleistungen nur von solchen Unternehmen und Gesellschaften anrechnen lassen, zu denen ein eigentumsrechtliches Verhältnis besteht. Dabei können die Initiierungsleistungen einer Muttergesellschaft zu 100 Prozent angerechnet werden, während Initiierungsleistungen eines Schwesterunternehmens nur zu dem Anteil angerechnet werden, zu welchem die gemeinsame Muttergesellschaft am Schwesterunternehmen beteiligt ist. Grundsätzlich können für die vom Anbieter initiierten Anlagen auch gesetzliche Förderregelungen (EEG) in Anspruch genommen werden. Innerhalb von 5 Jahren hat der Anbieter nachzuweisen, dass 60 Prozent des Stromverbrauchs der Neukunden durch selbst initiierte Anlagen erzeugt und ins Stromnetz eingespeist wurden. Für Stromanbieter mit mehr als 25 Prozent Ökostromabsatz muss der Anteil mindestens 50 Prozent betragen.

Nach Erfüllung dieser Neukundenregelung sollen für jährlich 4 Prozent des Stromverbrauchs der Bestandskunden neue regenerative Erzeugungsanlagen initiiert werden. Aus Sicht des Bestandskunden werden mit dieser Regelung alle 25 Jahre regenerative Kraftwerke initiiert, welche seinen Bedarf decken. Bei Nichterfüllung der Initiierungsanforderungen muss die Stromlieferung nach dem Händlermodell erfolgen [EV 2012].

1.1.4.4 Grüner Strom Label



Träger des Vereins „Grüner Strom Label e.V.“ (GSL) sind verschiedene Umwelt- und Verbraucherverbände. Dazu gehören u.a. der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), der Naturschutzbund Deutschland (NABU), der Bund der Energieverbraucher sowie EUROSOLAR e.V. Ziele des GSL sind es, mehr Transparenz auf dem Markt für Ökostromprodukte zu schaffen und die Energiewende, insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzubringen. Als Grünen Strom bezeichnet der Verein Strom, der „naturverträglich und aus regenerativen Energiequellen“ erzeugt wird. Zur Förderung von Neuanlagen wird für jede verkaufte Kilowattstunde Ökostroms ein festgelegter Betrag erhoben. Gefördert werden vor allem regenerative Kraftwerke, die trotz EEG-Vergütung nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Der Förderbetrag beläuft sich auf mindestens 1 Cent pro kWh, kann aber für stromintensivere Verbraucher auch weniger betragen. Darüber hinaus können die Fördergelder auch für innovative Maßnahmen verwendet werden, die die Energiewende voranbringen. Dazu gehört unter anderem die Erforschung neuer Technologien zur Speicherung erneuerbarer Energien. Der Stromanbieter hat einen Herkunftsnachweis der Stromlieferung vorzulegen und nachzuweisen, dass keine Doppelvermarktung erfolgt und der Strom auf ökologisch akzeptable Weise erzeugt wird. Im Unterschied zu den anderen Labels ist der Handel mit RECS- bzw. EECS-Zertifikaten nicht zugelassen. Die Förderung neuer Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung erfolgt nach Umweltstandards, die zum Teil über die im EEG festgelegten Vorschriften hinausgehen. So sollen beispielsweise die Fördergelder für den Bau von Photovoltaikanlagen nur verwendet werden, wenn diese vorrangig auf Gebäuden und an Fassaden errichtet werden. Auch muss die Stromerzeugung aus Biomasse in räumlicher Nähe zum Anbau erfolgen. Die Verwendung von gentechnisch verändertem Material ist untersagt. Bestehende Wasserkraftanlagen werden nur gefördert, wenn der Nachweis einer gewässerökologischen Verbesserung erbracht wird. Der Neubau von Wasserkraftanlagen ist nur bedingt gestattet. Die Nutzung von Deponiegas zur Stromerzeugung ist nicht erlaubt. Das Grüner Strom Label kann nach zwei verschiedenen Ausführungen vergeben werden.

Bei der Vergabe des Grüner Strom Label **Gold** (GSL Gold) muss die Stromerzeugung zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Wird der Strom aus mindestens 50 Prozent erneuerbaren Energien und aus höchstens 50 Prozent (Erdgas-)Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen erzeugt, kann das Gütesiegel Grüner Strom Label **Silber** (GSL Silber) vergeben werden [GSL 2012a].

1.1.5 Anforderungen der Label im Überblick

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Anforderungen der vorgestellten Labels zusammengefasst.

Tabelle 1 Vergleich typischer Ökostromlabels in Deutschland (Stand 2012)

Unternehmen / Verein	TÜV NORD	TÜV SÜD		Energie Vision e.V.			Grüner Strom Label e.V.	
Label	„Geprüfter Ökostrom“	TÜV SÜD		ok-power			Grüner Strom Label	
Label-Stufen	-	EE01	EE02	Händlermodell	Fondsmodell	Initiierungsmodell	Silber	Gold
Energiezusammensetzung	100 % EE	100 % EE		mind. 50 % EE, Rest aus hocheffizienten KWK, 2013: 100% EE	100 % EE	mind. 50 % EE, Rest aus hocheffizienten KWK, 2013: 100% EE	mind. 50 % EE, Rest aus KWK	100 % EE
Kriterien EE Strom	Definition EE nach nationaler Gesetzgebung, in Deutschland Kriterien gemäß EEG	EE = Wasserkraft (Speicherkraftwerke ohne Pumpleistung), Windenergie, Biomasse lt. BiomasseVO, Biogas, Deponiegas, Solarenergie, Geothermie, sortierter biogener Anteil aus Haushalts- und Industrieabfälle		Kriterien gemäß EEG oder vergleichbarer Förderinstrumente im Ausland Zusätzliche Auflagen: Wasserkraft: Strom primär aus reaktivierten oder sanierten Anlagen, Biomasse: Erzeugung nur wenn die Brennstoffe aus zertifiziertem Anbau stammen, PV-Freiflächenanlagen oder Offshore-WEA nicht in NSG, Strom aus Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung sowie aus Deponie- oder Grubengas sind nicht zulässig			Kriterien gemäß EEG: Solarstrahlung, Wind- und Wasserkraft (bei Pumpspeicherkraftwerken nur der durch natürliche Zuflüsse sowie zwischengespeicherte regenerative Strommengen produzierte Strom), Biomasse (im Rahmen der in der Biomasseverordnung definierten Begrenzungen), Klärgas (nicht jedoch Deponiegas) und geothermischen Quellen	
Förderung von Neuanlagen	Mind. 33 % des Stroms muss aus Anlagen stammen, die nicht älter als 6 Jahre sind. Alternativ: Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit 0,25 Cent je kWh abgesetzten Ökostroms	Mind. 30 % des Stroms muss aus Anlagen stammen, die bei der Erstzertifizierung nicht älter als 3 Jahre und nie älter als 10 Jahre sind Alternativ: Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit mind. 0,3 Cent je kWh abgesetzten Ökostroms	Zeitgleiche Versorgung im Viertelstunden-Raster Preisaufläge müssen zu mind. 2/3 dem Ausbau erneuerbarer Energien zugutekommen	Mind. 33 % des Stroms müssen aus Anlagen stammen, die nicht älter als 6 Jahre sind, weitere 33 % können aus neuen Bestandsanlagen stammen, die höchstens 12 Jahre alt sind.	Über einen Strompreisauflage werden Anlagen gefördert, die trotz EEG Vergütung nicht wirtschaftlich betrieben werden können	50 – 60 % des Stromverbrauchs von Neukunden müssen innerhalb von 5 Jahren durch selbst initiierte Anlagen regenerativ erzeugt und eingespeist werden. Nach Erfüllung des „Neuanlagenkriteriums“ sind jährlich neue Anlagen zu initiieren, die 4 % des Stromverbrauchs von Bestandskunden regenerativ erzeugen	mind. 1 Cent pro kWh Preisauflage zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien (für Gewerbekunden mit einem jährlichen Verbrauch ab 20.000 kWh sinkt der Aufpreis schrittweise bis 0,2 Cent pro kWh) Zusätzliche Auflagen: Biomasse: Erzeugung in räumlicher Nähe zur energetischen Nutzung und ohne gentechnisch verändertes Saatgut Photovoltaik: PV-Freiflächenanlagen nur bedingt Wasserkraft: Förderung bestehender WKA nur bei Nachweis einer gewässerökologischen Verbesserung; Neubau von WKA nur bedingt kein Deponiegas	
Zulassung von RECS- bzw. EECS-Zertifikaten	ja	ja		ja			nein	
Modelltyp	Händler- oder Fondsmodell	Händler- oder Fondsmodell	Händlermodell	Händlermodell	Fondsmodell	Initiierungsmodell	Fondsmodell	

1.1.6 Weitere Definitionen

1.1.6.1 Bundesverband Erneuerbare Energien

Nach Auffassung des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) handelt es sich um Ökostrom, wenn mindestens 50 Prozent des erzeugten Stromaufkommens aus erneuerbaren Energien und der Rest aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen gewonnen wird [tagesschau 2010]. Der BEE kritisiert Ökostromangebote auf Basis von Zertifizierungssystemen z. B. RECS-Zertifikaten, und rät den Ökostromkunden, nur mit Anbietern Verträge abzuschließen, die nachweislich ihre Einnahmen für den Bau neuer regenerativer Kraftwerke einsetzen [BEE 2008].

1.1.6.2 Verivox

Das unabhängige Verbraucherportal verivox spricht von Ökostromprodukten, wenn diese zum einen aus 100 Prozent erneuerbaren Energien gewonnen werden. Zum anderen sollten die Gewinne aus dem Ökostromtarif in den Ausbau neuer regenerativer Stromerzeugungsanlagen reinvestiert werden. Der Verbraucherbeitrag bei einer Entscheidung für einen Ökostromtarif liegt nach Auffassung von verivox darin, „durch den Ökostrom-Tarif Investitionen in neue regenerative Anlagen auszulösen, um den Stromsee langfristig von fossilen und atomaren Energien zu befreien und den Strommix zu verbessern“ [Verivox 2012].

1.1.6.3 Öko-Institut

Das Öko-Institut e.V. definiert Ökostrom in erster Linie nach dem zusätzlichen Umweltnutzen. Ein zusätzlicher Umweltnutzen ist nach Darstellung des Öko-Instituts vor allem dann gegeben, wenn ein Beitrag zum Ausbau ökologischer Stromerzeugung geleistet wird. Das heißt, das Öko-Institut definiert Ökostromprodukte vor allem nach deren Zubauwirkung für regenerative Kraftwerke und verweist bei der Wahl von „guten“ Ökostromprodukten auf die Kriterien des ok-power-Labels, welche in Abschnitt 1.1.3 näher erläutert werden und an dem das Öko-Institut über den Verein „EnergieVision e. V.“ selbst beteiligt ist. Das Öko-Institut sieht im RECS- bzw. EECS-Zertifikatehandel ein zuverlässiges Nachweissystem für die Herkunft von Strom aus erneuerbaren Energien, welches dazu beitragen kann, eine Doppelvermarktung von Ökostrom zu verhindern. [ÖkoInst 2008b].

1.2 Kriterien zur Bewertung von Ökostromangeboten

Auf dem Strommarkt gibt es bisher keine einheitlichen Kriterien zur Bewertung von Ökostromangeboten. Die Beurteilung von Ökostrom hängt unter anderem davon ab, wie die Energieversorgung der Zukunft aussehen soll. Das Energiekonzept 2010 der Bundesregierung und die Beschlüsse zur Beschleunigung der Energiewende vom Sommer 2011 stellen dafür eine Grundlage dar. Demnach soll die zukünftige Energieversorgung auf nachhaltige Weise mit Strom aus erneuerbaren Energien erfolgen.

Mit „**nachhaltig**“ ist in diesem Zusammenhang eine umweltschonende und zugleich emissionsarme Stromerzeugung gemeint, die zum Umwelt- und Klimaschutz beiträgt und

den Umbau des Energieversorgungssystems von fossilen und atomaren auf regenerative Energieträger bewirkt. Das Ökostromprodukt kann also in erster Linie nach dem Beitrag zur Energiewende beurteilt werden. Dabei lassen sich verschiedene Kriterien festlegen, die in den folgenden Abschnitten eingehender untersucht werden.

- Die **Zusätzlichkeit** wird meist über die erzielte Zubauwirkung von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten durch das Stromprodukt definiert, die zur Energiewende beitragen und mit dem Bezug von Ökostrom forciert werden soll.
- Die **Konzernunabhängigkeit**, also keine Verflechtung des Ökostromanbieters mit einem Konzern, der Kern- oder Kohlekraftwerke betreibt ist vor allem für Umwelt- und Naturschutzverbände ein entscheidendes Kriterium zur Bewertung von Ökostromangeboten. Bekannte Beispiele für Anbieter, die von Umweltverbänden empfohlen werden, weil sie nicht mit der konventionellen Energiewirtschaft verflochten sind, werden in Abschnitt 1.2.2 genannt.
- Einbezug von **Strom aus Erdgas-KWK-Anlagen** zur Ergänzung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Als „Übergangslösung“ wird die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen als notwendig und förderungswürdig erachtet. Kritisiert wird häufig, dass es sich bei fossil befeuerten KWK-Anlagen nicht um Ökostrom im engeren Sinne („100 % regenerativ“) handelt, die systemische Notwendigkeit und damit die Förderungswürdigkeit ist Verbrauchern schwer vermittelbar, daher haben die meisten Anbieter Abstand von Produkten mit Erdgas-KWK-Anteil genommen.
- Das **Versorgungsmodell – zeitgleiche oder mengengleiche Stromlieferung** kann zur Bewertung eines Ökostromproduktes herangezogen werden.
- Die **Umweltverträglichkeit** von regenerativen Kraftwerken stellt ein weiteres Kriterium zur Ökostrombewertung dar. Durch bauliche Eingriffe (z.B. Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen) wird die Umwelt zum Teil stark beeinträchtigt. Hierzu zählen unterschiedliche Aspekte auch aus den Bereichen Natur- und Artenschutz
- Die **Transparenz**, mit der ein Ökostromanbieter die Herkunft des Ökostroms nachweist und in welche Öko-Projekte der Anbieter investiert, spielt bei der Bewertung eine wichtige Rolle.
- Der **Zertifikatehandel**, beispielsweise mit RECS-Zertifikaten, sowie die Rolle der direkten Lieferbeziehung zwischen Produzent und Versorger werden als Bewertungsmaßstab für Ökostrom herangezogen. Im Rahmen der Anbieterbefragung wurde im letzten Quartal 2012 daher auch danach gefragt, ob Herkunftsnachweise vollständig oder teilweise eingesetzt werden und ob diese an eine Stromlieferung gekoppelt sind (vgl. Kap. 3.1).
- Das **Doppelvermarktungsverbot** des EEG ist grundsätzlich zu beachten. Darüber hinaus ist aber auch von Bedeutung, ob der Strom oder die Anlage bereits staatlich **gefördert** wurde. Bei Anlagen, die in Deutschland errichtet werden, wird durch das Doppelvermarktungsverbot des EEG sichergestellt, dass der erzeugte Strom nicht anderweitig verkauft werden kann, Investitionszuschüsse beim Anlagenbau (z. B. Förderung durch Bundesländer) sind dagegen nicht ausgeschlossen. Daneben ist zu berücksichtigen, ob eine Begünstigung im Rahmen des Grünstromprivilegs oder andere Maßnahmen (Forschungsförderung, CDM) erfolgt

sind. Bei Anlagen im Ausland muss geprüft werden, inwieweit dort ausgeschlossen ist, dass geförderter Strom im Ausland zur Stromkennzeichnung verwendet wird. Auch solche Anlagen können nicht als zusätzlich angesehen werden. Diese Angaben sind grundsätzlich auf Herkunftsnachweisen vorhanden.

1.2.1 Zusätzlichkeit

Während sich aus dem EEG der Begriff „Ökostrom“ hauptsächlich von der Erzeugungsart und der Vermarktung ableiten lässt, ist der Begriff Ökostrom im Sinne einiger Gütekennzeichen wie das ok-power Label oder das Grüner Strom Label weiter gefasst. Von den Prüforganisationen wird eine gewisse Zusätzlichkeit der Ökostromerzeugung gefordert, die einen Umweltnutzen aufweisen und den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern soll. Um der Forderung nach einer Zusätzlichkeit gerecht zu werden, gibt es verschiedene Modelle mit unterschiedlichen Kriterien. Der Begriff kann dabei auch weit über den Zubau neuer Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien hinausgehen.

Neuanlagenkriterium. Beim Händlermodell bezieht der Anbieter seinen Strom aus erneuerbaren Energien oder zu einem gewissen Anteil aus hocheffizienten gasbefeuerten KWK-Anlagen. Dabei muss ein bestimmter Anteil des Stroms aus Anlagen stammen, die ein bestimmtes Alter nicht überschritten haben. Durch die Neuanlagenanforderung soll der Erzeuger dazu angehalten werden, seinen Kraftwerkspark in regelmäßigen Abständen zu modernisieren und zu erneuern und somit zum Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten beizutragen.

Aufpreisregelung. Beim Fondsmodell zahlt der Kunde zusätzlich zum normalen Strompreis einen Preiszuschlag von wenigen Cent, der in den Ausbau der erneuerbaren Energien fließen soll.

Dabei können sowohl eigene Anlagen als auch andere regenerative Anlagen gefördert werden, bei denen der wirtschaftliche Betrieb trotz staatlicher Förderinstrumente (z.B. EEG) nicht gegeben ist. Dies kann z. B. bei Kleinwindenergieanlagen mit wenigen Kilowatt Nennleistung der Fall sein, welche aufgrund der vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten häufig nicht rentabel betrieben werden können.

Für Modelle mit finanzieller Beteiligung (z. B. Fondsmodell) kann das Kriterium der Zusätzlichkeit auch dadurch erfüllt werden, dass durch die Kapitalaufstockung aus dem Fonds geplante Neuanlagen (z.B. Bürgersolaranlage) ermöglicht oder vergrößert werden.

Eine Zusätzlichkeit könnte auch dann gegeben sein, wenn mit dem Preiszuschlag Anlagen gefördert werden, die nicht in den Geltungsbereich des EEG fallen (z.B. Mitverbrennung von holzartiger Biomasse) oder aber, wenn in regenerative Anlagen in denjenigen Ländern investiert wird, in denen es kein dem EEG vergleichbares Förderinstrument gibt. In Ländern mit Mengensteuerungssystemen wäre eine Zusätzlichkeit gegeben, wenn mehr Strom erzeugt wird, als es der Mengenvorgabe entspricht.

Sofern unter Zusätzlichkeit nicht nur die Erzeugung zusätzlicher regenerativer Energien gemeint ist, kann der **Begriff weiter gefasst** werden und auch den ökologischen Nutzen im Sinne des Natur- und Umweltschutzes oder die Weiterentwicklung des Energiesystems umfassen.

Die Förderung von Zukunftstechnologien könnte in diesem Sinne dem Begriff Zusätzlichkeit zugeordnet werden. Im Strombereich wären dabei Investitionen in Speichertechnologien (z.B. der Einsatz von Batterien, Power to Gas) denkbar, welche dann z.B. zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergie verwendet werden und auf diese Weise die Versorgungssicherheit bei überwiegend fluktuierender Stromerzeugung verbessern können. Da Stromspeicher auch im Rahmen der Elektromobilität benötigt werden, kann auch die Forschung der Nutzung von Akkus in Fahrzeugen eine Maßnahme darstellen, die die Rubrik „Zusätzlichkeit“ erfüllt.

Ein zusätzlicher Umweltnutzen kann auch darin gesehen werden, wenn z.B. Steuerungsanlagen wie Smart Grids gefördert werden, welche Lastspitzen reduzieren, die Einbindung von EE-Strom verbessern, Verbraucherverhalten steuern und insgesamt zur Stromersparnis beitragen.

Weiterhin könnten auch Energieeffizienzmaßnahmen der Eigenschaft Zusätzlichkeit angerechnet werden. Im Strombereich könnten z.B. alte Elektrogeräte durch neue, effizientere ersetzt werden, bis hin zum Austausch von Glühbirnen durch Sparlampen.

Nicht zuletzt können auch Machbarkeitsstudien für Energiekonzepte im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit die Eigenschaft der Zusätzlichkeit erfüllen, z.B. wenn es sich um Energiekonzepte handelt, welche die Machbarkeit einer regenerativen Stromerzeugung darstellen und Energieeinsparpotenziale offenlegen [GSL 2012b].

In diesem Bericht wird nachfolgend von **Zusätzlichkeit im engeren Sinn** gesprochen, wenn neue regenerative Kraftwerke entstehen, die ohne das Ökostromangebot nicht gebaut worden wären. Unter **Zusätzlichkeit im weiteren Sinn** wird der zusätzliche Nutzen verstanden, der allgemein für die Umwelt, den Naturschutz und/oder das Energiesystem entstehen kann.

1.2.2 Konzernunabhängigkeit

Mit dem Bezug von Ökostrom wollen viele Kunden auch anderen als den bisherigen Stromversorgern vertrauen. Um zu verhindern, dass mit dem Ökostromtarif letztlich doch wieder die gleichen Unternehmen Geld erhalten, mit dem sie auch nukleare und fossile Kraftwerke finanzieren können, fordern unter anderem einige Umweltorganisationen wie beispielsweise Robin Wood eine eigentumsrechtliche Entflechtung des Ökostromanbieters von Energiekonzernen, die Kern- oder Kohlekraftwerke betreiben oder mit dem Strom aus diesen Quellen handeln [Robin Wood 2012]. Auch von der Stiftung Warentest wird kritisiert, dass bei der Vergabe von den oben aufgeführten Labels mitunter nur der einzelne Tarif, nicht aber der komplette Stromversorger im Vordergrund steht [test 2011]. Nach Auffassung von ROBIN WOOD und der Stiftung Warentest gehören die EWS Schönau, Greenpeace Energy, Lichtblick und Naturstrom zu den konzernunabhängigen Ökostromanbietern und werden daher von diesen Organisationen empfohlen. Die gleiche Empfehlung wurde durch die Initiative „Atomausstieg selber machen“ [ASM 2013] ausgesprochen.

Die Tatsache, dass auf dem Markt inzwischen sowohl unabhängige und kommunale Anbieter als auch Tochterunternehmen größerer Energieversorger Ökostrom anbieten, zeugt von einem mittlerweile intensiveren Wettbewerb.

1.2.3 Zulassung von Erdgas-Kraft-Wärme-Kopplung

Von einigen Anbietern wird auch Strom aus fossiler Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) als Ökostrom vermarktet. Dafür werden auch an diese Anlagen Anforderungen gestellt. In fast allen Fällen werden nur hocheffiziente Anlagen akzeptiert und die meisten Anbieter erlauben nur mit Erdgas befeuerte Anlagen. Obwohl es sich dabei um eine nicht regenerative Energiequelle handelt, wird dem Strom aus Erdgas-KWK-Anlagen durch die hohe Effizienz durch gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme eine besondere Bedeutung beigemessen. Durch die Wärmenutzung erhöht sich bei KWK der Wirkungsgrad und trägt zur Vermeidung klimaschädlicher Emissionen bei und hilft den Bedarf an Rohstoffen zu senken. Gleichzeitig sind die Anlagen leicht regelbar und können Schwankungen durch volatile erneuerbare Energieträger gut ausgleichen. Aus diesem Grunde wird Strom aus Erdgas-KWK-Anlagen grundsätzlich als ökologisch sinnvoll angesehen.

Diese Ansicht wird auch von einigen Prüforganisationen beispielsweise durch das Grüner-Strom-Label Silber oder das ok-power-Label geteilt. Allerdings darf nicht außer Acht gelassen werden, dass hiermit aufgrund der hohen Effizienz der KWK-Technologie auch fossile Energieträger mit den entsprechenden CO₂-Emissionen in den Begriff „Ökostrom“ einbezogen werden. Zu Ökostrom im engeren Sinne wird der KWK-Strom erst dann, wenn er aus regenerativen Energiequellen beispielsweise aus Biomethan gewonnen wird. Im Allgemeinen werden hocheffiziente KWK-Anlagen auch als Brückentechnologie angesehen, die für den Umbau des Energieversorgungssystems notwendig sind [Greenpeace 2011]. Da die Mehrzahl der Verbraucher von einem Ökostromprodukt jedoch die Eigenschaft „100 % erneuerbare Energien“ erwartet, wurde ab 2013 auch beim ok-power-Label dieses engere Kriterium eingeführt [EV 2013].

1.2.4 Zeitgleiches oder mengengleiches Versorgungsmodell

Ein Kriterium zur Bewertung von Ökostrom ist der Zeitpunkt der Energieerzeugung und -versorgung, auch wenn dies bei den derzeit vergebenen Labels in der Regel noch kein ausschlaggebendes Kriterium ist. Derzeit werden Versorgungsmodelle mit zeitgleicher oder mengengleicher Einspeisung angeboten. Bei einer **zeitgleichen Versorgung** muss der Anbieter im Viertelstundenraster die Ökostrommenge bereitstellen, die der Kunde verbraucht. Die Einspeisungen müssen also zeit- und mengengleich die Entnahmen kompensieren. Das setzt allerdings voraus, dass der Anbieter den Verbrauch seiner Kunden genau kennt und vorhersagen kann. Folglich muss zu jedem Zeitpunkt der Ökostromabsatz gemessen und beim Erzeuger mit der Stromproduktion abgeglichen werden, d. h. der Erzeuger müsste anhand der Daten seine Kraftwerksleistung dem Bedarf entsprechend anpassen.

Die zeitgleiche Versorgung ist mit einem deutlich höheren Aufwand verbunden. Problematisch ist bereits die fehlende Lastgangmessung bei den meisten Tarifkunden. Hilfsweise wird der Verbrauch anhand von nutzertypischen Lastprofilen geschätzt, die auf Erfahrungswerten beruhen. Eine zeitgleiche Versorgung ist zum Beispiel bei der Zertifizierung von Ökostrom nach dem Standard EE02 des TÜV Süd gefordert.

Da gegenwärtig Strom nicht in dem Umfang gespeichert werden kann, dass die Schwankungen aller fluktuierenden Stromeinspeisungen (v. a. Wind- und Solarenergie) ausgeglichen werden können, müssen fehlende Ökostrommengen über das Gesamtnetz und Regelenergie ausgeglichen werden. Ein Impuls zur Weiterentwicklung von Speichertechnologien entsteht jedoch durch die physisch fluktuierende Einspeisung. Zugleich zeigt der Anspruch der zeitgleichen Versorgung Schwachpunkte der Versorgung mit fluktuierenden Energieträgern und Potenziale für den Einsatz moderner Technologien (Smart Grid).

In der Regel erfolgt die Einspeisung des Ökostroms **mengengleich in der Gesamtjahresbilanz**. Der Anbieter speist jährlich die Menge an Strom ein, die der Ökostromkunde verbraucht. Dabei kann es vorkommen, dass zeitweise weniger Ökostrom eingespeist als verbraucht wird. Die fehlende Leistung muss in diesen Zeiträumen also auch für Ökostromkunden mit sonstigem Strom gedeckt werden.

1.2.5 Umweltverträglichkeit

Auch wenn Ökostrom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird, haben auch diese Energiequellen unterschiedliche Umweltfolgen. Ein erster Überblick über die Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken erfolgt an dieser Stelle, eine Vertiefung zum Thema Wasserkraft findet in Teilkapitel 4.4 statt.

1.2.5.1 Wasserkraft

Die Stromerzeugung aus bestehenden Wasserkraftwerken führt nicht zur Emission von Treibhausgasen und ist diesbezüglich umweltfreundlich. Der Bau von Wasserkraftanlagen stellt jedoch meist einen erheblichen Eingriff in die Umwelt dar. Die verschiedenen damit verbundenen Eingriffe in das Fließgewässer und die Landschaft haben unmittelbare und mittelbare Auswirkungen auf die abiotischen Umweltbedingungen und beeinträchtigen in der Folge die biologische, physikalische und chemische Funktionsfähigkeit der betroffenen Fließgewässer- und Auenökosysteme. Dies gilt insbesondere bei Großprojekten, bei denen ein hoher Flächenverbrauch und weitere sozioökonomische Folgen hinzukommen. Flora und Fauna werden in der Regel auch durch den Bau und Betrieb von Laufwasserkraftwerken beeinträchtigt. So können die Fischwanderung behindert oder Fische in den Turbinen getötet werden. Diese und weitere Umweltbelastungen durch die Nutzung der Wasserkraft werden in Teilkapitel 4.4 systematischer dargestellt. Für die Zertifizierung von Wasserkraftanlagen müssen bestimmte Auflagen erfüllt werden. So unterstützen das ok-power-Label und das Grüner-Strom-Label die Stromerzeugung aus reaktivierten oder sanierten Anlagen nur, wenn damit eine deutliche gewässerökologische Verbesserung verbunden ist. Dazu kann beispielsweise auch die Renaturierung von Flussabschnitten oder die Einrichtung von Fischaufstiegsanlagen beitragen. Der Neubau von Wasserkraftanlagen erfordert eine eingehende ökologische Untersuchung durch die Prüforganisationen.

1.2.5.2 Windenergie

Der Betrieb einer Windenergieanlage oder eines Windparks ist praktisch immer mit Schallemissionen verbunden. In der Technischen Anleitung zum Schutz vor Lärm (TA-Lärm) sind Geräuschpegel festgelegt, die in Wohn-, Misch- und Gewerbegebieten nicht

überschritten werden dürfen. Damit der Bau einer Windenergieanlage oder eines Windparks genehmigt wird, muss die Einhaltung der Grenzwerte in einem entsprechenden Gutachten nachgewiesen werden, um damit unvermeidbaren Lärmbelastungen vorzubeugen. Mitunter wird auch Schattenwurf einer Windenergieanlage von Anwohnern als störend empfunden. Der Schattenwurf wird durch die drehenden Rotorblätter einer Windenergieanlage verursacht und ist vom Sonnenstand abhängig. Durch entsprechende Standortfestlegungen bei der Planung eines Windenergieprojektes können Beeinträchtigungen durch Schattenwurf ausgeschlossen oder zumindest auf ein Minimum reduziert werden. Windenergieanlagen können darüber hinaus das Landschaftsbild verändern. Vor allem durch die steigenden Anlagengrößen und den zunehmenden Masthöhen der letzten Jahre hat die Frage der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zunehmend an Bedeutung gewonnen. Allerdings beruht der oft als störend empfundene Anblick einer Windenergieanlage auf rein subjektiven Empfindungen. In Zusammenhang mit der Windenergienutzung werden die negativen Auswirkungen auf Vogelwelt und Fledermäuse thematisiert. Dabei wird vor allem auf Störungen von Brut- und Raststätten sowie auf Zugbahnen und Vogelschlag hingewiesen. Diese Beeinträchtigungen lassen sich aber vermindern, wenn bestimmte Gebiete für die Windenergienutzung ausgeschlossen werden. Dazu gehören unter anderem Naturschutz- und Vogelschutzgebiete. Um den Belangen des Natur- und Umweltschutzes gerecht zu werden, gibt es Planungs- und Genehmigungsverfahren, die sich den ökologischen Aspekten annehmen: Für Windenergieanlagen ab einer Gesamthöhe von 50 m ist ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren auf Grundlage des Bundesimmissionsschutzgesetzes [BImSchG 2002] durchzuführen. Je nach Größe des Windparks und der zu erwartenden Beeinträchtigung bedarf es darüber hinaus einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP). Dabei werden die zukünftigen Auswirkungen des Windenergie-Vorhabens mit der Umwelt ermittelt und bewertet. Der unmittelbare Flächenverbrauch von Windenergieanlagen ist – verglichen mit anderen erneuerbaren Energien wie etwa der Gewinnung von Biomasse – relativ gering. Die Abstandsflächen innerhalb eines Windparks können meist ohne Einschränkung landwirtschaftlich genutzt werden. Im Bereich der Offshore-Windenergienutzung fallen die genannten Umwelteffekte wie Schattenwurf aufgrund des großen Abstandes zum Festland weg. Andererseits entsteht durch die Rammarbeiten während der Errichtung der Anlagen Lärm, der unter anderem das Gehör von Meeressäugern schädigen kann [UBA 2012].

Das Genehmigungsverfahren für Windenergie-Projekte garantiert die Berücksichtigung der Naturschutzaspekte vor Ort, sofern nicht Altanlagen in schützenswerten Gebieten vor Inkrafttreten der entsprechenden raumordnerischen Regelungen errichtet wurden.

1.2.5.3 Photovoltaik

Die Strombereitstellung aus Photovoltaikanlagen erfolgt im Allgemeinen sehr umweltfreundlich. Die Photovoltaikanlagen arbeiten weitestgehend geräuschlos und verändern das Landschaftsbild nicht wesentlich. Während Photovoltaik-Dachanlagen keinen zusätzlichen Flächenverbrauch verursachen, wird die benötigte Fläche bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen anderen Nutzungen teilweise oder ganz entzogen. Ein Recycling der Solarmodule ist weitestgehend möglich. Einige Prüforganisationen fordern, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen nicht in Naturschutz- oder Landschaftsschutzgebieten installiert werden, was baurechtlich aber ohnehin kaum genehmigungsfähig wäre. Auch im

EEG wurde die in Frage kommende Flächenkulisse seit 2009 deutlich eingeschränkt, in der Anlagen einen Vergütungsanspruch geltend machen dürfen.

1.2.5.4 Biomasse

Die Verstromung von Biomasse kann nur unter Beachtung vieler Restriktionen als umweltverträglich angesehen werden. Bei der Nutzung von Bioenergie muss allerdings berücksichtigt werden, dass die Flächen für den Anbau von Energiepflanzen wie Mais und Raps in Konkurrenz zum Anbau von Lebens- und Futtermitteln stehen. Dieser Nutzungskonflikt kann sich in dem Maße verschärfen, wie die Nachfrage nach Bioenergie steigt. Erfolgt der Anbau von Energiepflanzen unter Einsatz von Pestiziden oder synthetischen Düngemitteln, kann dies zu Verunreinigungen von Gewässern und Böden führen. Auch kann es durch die Verwendung von Stickstoffdünger zu erhöhten Emissionen des Treibhausgases Distickstoffmonoxid (Lachgas) kommen. Der Anbau der Monokultur Mais gefährdet die Biodiversität und spricht somit gegen eine ökologisch vertretbare Stromerzeugung. Solange bei der Verstromung von Biomasse nur organische Abfälle und Reststoffe verwendet werden, die ohnehin anfallen, kann die Bioenergienutzung eine bessere Ökobilanz erreichen. Werden jedoch Energiepflanzen eigens angebaut, ist in der Regel deutlich mehr Energie erforderlich. Beispielsweise ist die Herstellung von Stickstoffdünger und Pestiziden sehr energieaufwendig und verursacht zusätzliche Treibhausgase. Diese müssen bei der Verstromung von Biogas (auch bei Kombination mit Wärmenutzung) berücksichtigt werden und können eine negative Klimabilanz zur Folge haben. Zudem sind bei Biomasse iLUC-Emissionen zu berücksichtigen. ILUC steht für „indirect land use change“ und bedeutet indirekte Landnutzungsänderung. Zu einer solchen Änderung der Landnutzung kommt es, wenn Pflanzen für Biokraftstoffe (z.B. Raps) zwar auf vorhandenen Ackerflächen angebaut werden, dabei aber den Anbau von Futter- und Nahrungsmittelpflanzen auf andere Flächen, z.B. Waldflächen, verdrängen. Durch die Nutzbarmachung von neuem Ackerland entstehen Treibhausgase, die der Klimabilanz der Biokraftstoffe zugerechnet werden müssen. Die umweltfreundlichste Form der Biomasse-Erzeugung stellt der ökologische Landbau dar. Die Umweltbelastungen durch die iLUC-Emissionen müssen jedoch auch im ökologischen Landbau berücksichtigt werden.

Des Weiteren kann der Betrieb einer Biogasanlage zu Geruchsbelästigungen der Anwohner führen. Diese Beeinträchtigung hängt vor allem von der Art und dem Betrieb der Anlage ab. Auch spielt der Abstand zwischen der Anlage und der nächstliegenden Wohnsiedlung eine Rolle. Darüber hinaus können beim Betrieb von Biogasanlagen Lärmemissionen auftreten, die jedoch durch entsprechende Lärmdämmungen minimiert werden können. Als Nachteil der Stromerzeugung aus Biomasse (sofern es keine Reststoffe sind) wird auch der erhebliche Flächenbedarf für die Anbauflächen gesehen.

Das ok-power-Label wird nur vergeben, wenn die Brennstoffe für die Stromerzeugung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung entsprechen oder aus FSC-zertifizierten Forstbetrieben stammen, Torf ist ausgeschlossen [EV 2012]. Gemäß Kriterienkatalog des Grüner-Strom-Label soll die Biomasse in räumlicher Nähe zur energetischen Nutzung erzeugt werden. Der Einsatz von gentechnisch verändertem Saatgut wird ausgeschlossen [GSL 2012a].

1.2.5.5 Geothermie

Die geothermische Stromerzeugung ist im Allgemeinen eine umweltfreundliche Methode der Energieerzeugung. Einen umfassenden Einblick gibt der IE-Bericht „Umwelteffekte der geothermischen Stromerzeugung“ [IE 2007]. Als Umweltbeeinträchtigung sind unter anderem Lärmemissionen bei der Bohrung und Anlagenerrichtung zu nennen. Diese sind allerdings zeitlich begrenzt. Außerdem kann geförderter Dampf oder heißes Tiefenwasser Schadstoffe wie zum Beispiel Schwefel enthalten. Das verunreinigte Wasser wird in der Regel über den geschlossenen Kreislauf in den Untergrund zurückgeführt, so dass im Prinzip keine Nachteile für die Umwelt zu erwarten sind. Wird das abgekühlte Wasser wieder in die Tiefe gepresst, kann es zu Mikrobeben kommen, wie es z.B. 2009 in der rheinland-pfälzischen Stadt Landau der Fall war [SWR 2012]. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades ist die bei der geothermischen Stromerzeugung entstehende Abwärmemenge relativ hoch [Kaltschmitt 2005]. Die Abwärme kann gegebenenfalls die Umwelt belasten und Folgen für das Mikroklima haben (Treibhauseffekt). Besteht jedoch in der Nähe des Kraftwerkes ein Bedarf an Niedertemperaturwärme, ist eine Nutzung mittels Kraft-Wärme-Kopplung denkbar. Außerdem könnte die Abwärme auch wieder dem Untergrund zugeführt werden. Im Störfall kann es unter anderem zur Freisetzung geringer Mengen gelöster Gase kommen. Durch entsprechende Sicherheitsvorkehrungen lassen sich störfallbedingte Umweltbeeinträchtigungen aber vermeiden oder minimieren [Kaltschmitt 2005]. Nach Abschluss der Bohrungen benötigt eine geothermische Anlage im Vergleich zu anderen Kraftwerken relativ wenig Platz, da die Energiegewinnung unterirdisch geschieht [GtV 2012]. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die geothermische Stromerzeugung mit gewissen Umweltbeeinträchtigungen verbunden ist. Sie kann aber einen Beitrag zum Klimaschutz leisten und ist als Ökostrom zertifizierbar.

1.2.6 Transparenz

Die Verbraucher fordern mehr Transparenz beim Ökostrom. Dies ist das Ergebnis einer repräsentativen Untersuchung, die das Marktforschungsinstitut mindlineenergy gemeinsam mit dem Energie-Informationsdienst (EID) durchgeführt hat [mindline 2008]. Ein wichtiges Kriterium für mehr Transparenz ist, dass der Stromversorger offenlegt, aus welchen Anlagen der Strom stammt (anlagenspezifische Transparenz). Sowohl über die Herkunft des Stromes als auch über die Verwendung etwaiger Preisaufschläge für das Ökostromprodukt sind die Kunden mit Hilfe geeigneter Kommunikationsmittel beispielsweise über die Homepage des Anbieters in Kenntnis zu setzen. Auch sollte dem Kunden gegenüber dargestellt werden, welche Beiträge zur Energiewende durch das spezielle Ökostromprodukt und das Unternehmen geleistet werden. Das Ökostromprodukt ist zudem von unabhängigen Stellen zu zertifizieren. Einige unabhängige Prüforganisationen wurden im Abschnitt 1.1.4 benannt. Die Bewertungskriterien des Zertifizierers sind offen darzustellen. Zur Transparenz gehört auch, dass der Ökostromanbieter deutlich macht, aus welchem Land, von welchen Anlagen er Herkunftsnachweise bezieht und ob diese mit der bilanziellen Lieferung von erneuerbarem Strom gekoppelt sind oder nicht.

1.2.7 Handel mit EECS- und RECS-Zertifikaten

Ein weiteres Kriterium für die Bewertung von Ökostromangeboten war bis zur verpflichtenden Einführung der Herkunftsnachweise die Zulassung von EECS- und RECS-Zertifikaten. Da die RECS-Zertifikate im EECS-System aufgegangen sind, wird nachfolgend nur von EECS-Zertifikaten gesprochen. Während einige Ökostromanbieter diese als Herkunftsnachweise einsetzen, wurden sie von anderen Anbietern bisher grundsätzlich abgelehnt oder nur in Verbindung mit direkten Lieferverträgen eingesetzt. Dahinter steht folgende Diskussion:

Dass der Handel mit Herkunftsnachweisen in Form von EECS-Zertifikaten einen Umweltnutzen hat, wird von vielen Kritikern bezweifelt und wurde in der Vergangenheit beispielsweise als „Etikettenschwindel“ [stern 2008] oder „Grüne Mogelpackungen“ [SZ 2012] bezeichnet. Es wird kritisiert, dass der Stromanbieter durch den Kauf von EECS-Zertifikaten speziell aus seit Jahrzehnten bestehenden und liefernden Wasserkraftwerken – auf dem Papier – zwar Ökostrom bezieht und verkauft, sich aber am Gesamtstrommix in Deutschland nichts ändert. Es wird darauf hingewiesen, dass der ohnehin vorhandene Ökostrom lediglich umverteilt wird. Aus dem „normalen“ Stromkunden wird durch rechnerische Übertragung des Stroms aus Wasserkraft ein „Ökostromkunde“. Das heißt, der Stromanbieter kauft mit den EECS-Zertifikaten ausschließlich den Umweltnutzen bzw. den „ökologischen Mehrwert“ des regenerativ erzeugten Ökostroms, bezieht aber vom Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber (EE-Anlagenbetreiber) nicht dessen physischen Strom. Der „Ökostromkunde“ des örtlichen Energieversorgers bezahlt Strom, der zwar als Strom aus erneuerbaren Energiequellen zertifiziert ist, aber trotzdem aus Kern- und Kohlekraftwerken stammt. Der EE-Anlagenbetreiber muss seinen regenerativ erzeugten Strom nach dem Verkauf des „Umweltnutzens“ dann als „Strom unbekannter Herkunft“ verkaufen. Speziell beim Import von EECS-Zertifikaten aus dem Ausland bestand lange das Problem, dass im jeweiligen Land der Export der Qualität „erneuerbar“ nicht transparent gemacht wurde. Strom ohne Zertifikate wurde dort ebenfalls als „Strom unbekannter Herkunft“ ausgewiesen. Die Prüfung auf Anerkennung zu importierender HKN in Deutschland wird sich ab 2013 auf die Stromkennzeichnung im exportierenden Land erstrecken, eine dortige korrekte Stromkennzeichnung zur Voraussetzung machen und ggf. den Import von HKN ablehnen.

Tatsächlich dienen die EECS-Zertifikate nur als Herkunftsnachweis und gehen nicht mit der Verpflichtung zum Ausbau der erneuerbaren Energien einher. Sie sichern jedoch, dass pro Herkunftsnachweis eine MWh Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz eingespeist wurde und diese nur einmal an einen Endkunden verkauft werden kann. Doppelvermarktung wird damit ausgeschlossen.

Es wird seitens der Kritiker bemängelt, dass der Großteil des „Ökostromtarifs“ für den physischen Strom zu entrichten sei, so dass der Ökostromkunde über den Strompreis also weiterhin überwiegend fossilen oder nuklearen Strom finanziert. Außerdem wird argumentiert, dass durch den Handel mit Herkunftsnachweisen kein Anreiz zum Bau neuer regenerativer Erzeugungskapazitäten geschaffen wird. Dies liegt daran, dass es – im Vergleich zur Nachfrage – derzeit ein Überangebot an Ökostrom vor allem aus Wasserkraftanlagen aus Skandinavien gibt. Solange dies der Fall ist, wird die Gesamtmenge er-

neuerbaren Stroms bzw. ein weiterer Zubau von neuen Anlagen durch den Kauf von Ökostrom nicht erhöht.

Verbraucherverbände lehnten die Idee des EECS-Zertifikatehandels nicht grundsätzlich ab [test 2008]. Falls die Nachfrage nach EECS-Zertifikaten steigen sollte, können sie unter Umständen den Bau von neuen regenerativen Kraftwerken anregen. Auch wenn der Handel an eine physische Stromlieferung gebunden wäre, könnte mit dem Bezug von Ökostrom der Ausbau erneuerbarer Energiequellen vorangetrieben werden. Durch die physische Stromlieferung wäre die Energiewirtschaft gezwungen, neue regenerative Kraftwerke zu bauen, um den Bedarf an Ökostrom zu decken. Mit steigender Nachfrage nach Ökostrom würde auch der Bau neuer regenerativer Anlagen zunehmen. Diese Argumentation berücksichtigt allerdings weder die Mitnahmeeffekte noch die umfangreichen Kapazitäten regenerativer Energien im Ausland. Erst wenn die Nachfrage höher als die Kapazität der Bestandskraftwerke ausfällt, entsteht der Impuls zur Errichtung von Neuanlagen.

Das Öko-Institut e.V. befürwortet den Handel mit Herkunftsnachweisen mit dem Argument, dass der ökologische Mehrwert eines Ökostromproduktes völlig unabhängig davon sei, ob der Anbieter Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vertraglich beziehe oder Produkte über EECS- bzw. RECS-Zertifikate nachweise [ÖkoInst 2008a]. Entscheidend für die ökologische Bewertung sei lediglich, ob die Nachfrage nach einem Ökostromprodukt mit einer Zubauwirkung für regenerative Kraftwerke einhergeht oder nicht.

Durch die Einführung des verbindlichen Herkunftsnachweisregisters (HKNR) steht nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes [EnWG 2005] ab 01.01.2013 nicht mehr zur Debatte, ob Herkunftsnachweise genutzt werden sollen, sondern nur noch, inwiefern sie ohne Kopplung an eine Stromlieferung genutzt werden. In jedem Fall können die Herkunftsnachweise (auch EECS- bzw. RECS-Zertifikate) eine Doppelvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien verhindern. Die Frage der Zusätzlichkeit und des Umweltnutzens muss jedoch separat bewertet werden.

Das Umweltbundesamt macht auf seiner Internetseite deutlich, dass Herkunftsnachweise nur der Stromkennzeichnung dienen und damit in erster Linie dem Verbraucherschutz. Sie schließen eine „Doppelvermarktung“ von Strom aus erneuerbaren Energien aus. Sie enthalten wichtige Detailinformationen über die Art und Weise der Stromproduktion, beispielsweise zum Standort und Alter der Erzeugungsanlage. Solche Informationen können zum Beispiel in die Vergabe von Qualitätslabeln für Ökostrom fließen.

Herkunftsnachweise können - ohne an ein Stromnetz gebunden zu sein – gehandelt werden. Bei diesem Handel wird lediglich die Qualität des Stroms – erzeugt aus erneuerbaren Energien – zwischen den elektronischen Registern in jedem Staat übertragen.

Herkunftsnachweise und ihre Nutzungsmöglichkeit können nicht verhindern, dass Elektrizitätsversorger behaupten, Ökostrom an ihre Kunden zu liefern, obwohl sie lediglich Strom aus Atomkraft- oder Kohlekraftwerken liefern und diesen mit Hilfe von zusätzlich eingekauften Herkunftsnachweisen als „Grünstrom“ deklarieren [UBA 2013a].

1.2.8 Doppelvermarktungsverbot

In Deutschland wird der größte Teil des regenerativ erzeugten Stroms über das EEG gefördert. Im Jahr 2012 betrug der Anteil an der Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen gemäß § 3 Nr. 3 EEG ca. 23 Prozent [BMU 2013]. Diesen Strom beziehen die Verbraucher bereits, denn die Netzbetreiber sind gesetzlich dazu verpflichtet, diesen Strom abzunehmen, die Kosten dafür (abzüglich der Erlöse beim Verkauf an der Börse) werden an die Verbraucher über die EEG-Umlage weitergegeben. Gemäß Doppelvermarktungsverbot in § 56 EEG 2012 darf dieser bereits durch das EEG geförderte Strom nicht separat verkauft oder anderweitig überlassen werden. Strom, der eine feste Einspeisevergütung nach § 16 EEG 2012 erhält oder nach dem Marktprämienmodell nach § 33b Nr. 1 EEG direkt vermarktet wird, darf folglich nicht als Ökostrom verkauft werden. Auch das HKNR des Umweltbundesamtes schließt die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für geförderten (per Einspeisevergütung oder Marktprämie) Ökostrom aus EEG-Anlagen aus. Damit kommt Deutschland seiner Verpflichtung aus der EU-Richtlinie 2009/28/EG nach.

Einen Grenzfall stellt Strom dar, der nach dem sog. „Grünstromprivileg“ gemäß § 33b Nr. 2 EEG zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage vermarktet wird. Das Grünstromprivileg ermöglicht eine Begünstigung des Endkudentarifs. Nach dem Grünstromprivileg vermarkteter Strom wird von allen Labels als Ökostrom anerkannt.

Während in Deutschland das Doppelvermarktungsverbot durch das EEG und durch das HKNR ausgeschlossen ist, wurde in der Vergangenheit in den Energiestatistiken und auf den Stromrechnungen der Norweger, Schweden und Österreicher mitunter der gleiche Strommix ausgewiesen wie vor Beginn der Ökostromlieferung nach Deutschland [Zeit 2008]. Mittlerweile wurde diese Kennzeichnung den im Projekt RE-DISS entwickelten Regeln angeglichen [NVE 2012a]. In Teilkapitel 2.4 wird darauf näher eingegangen.

1.3 Bewertungsmatrix

Die verschiedenen Interpretationen von Ökostrom sind in Tabelle 2 in einer Bewertungsmatrix gegenübergestellt. Dabei werden sowohl die Kriterien der einzelnen Gütesiegel als auch die Begriffsbestimmungen, die sich aus dem EEG und dem HKNR ergeben, verglichen.

Tabelle 2 Wichtige Kriterien bei der Bewertung von Labels

Ökostrom-Label:		TÜV Nord CERT	TÜV SÜD EE01	TÜV SÜD EE02	ok-power Händlermodell	ok-power Fondsmodell	ok-power-Initiierungsmodell	Grüner-Strom-Label Silber	Grüner-Strom-Label Gold	
Kriterien	Ausprägung									
Stromlieferung	100 % Erneuerbare Energien	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓	
	min. 50 % Erneuerbare Energien und der Rest aus KWK-Anlagen	✗	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✗	
Zusätzlichkeit durch Neuanlagenkriterium	33 % des Stroms aus Neuanlagen (max. 6 Jahre alt) und weitere 33 % des Stroms aus neueren Bestandsanlagen (max. 12 Jahre alt)	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	
	60 % (ab 50% Ökostrom: 50 %) des Stroms aus selbst initiierten Anlagen, jährlich Neuanlagen für 4 % des Bedarfs der Bestandskunden	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	
	30 % des Stroms aus Anlagen, die bei der Erstzertifizierung max. 3 Jahre und nie älter als 10 Jahre sind	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	
Zusätzlichkeit durch Aufpreisregelung	Förderkomponente: mind. 0,25 ct/kWh	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	
	Förderung von Neuanlagen über Investitions- oder Betriebskostenzuschüsse nach Formel zur Abbildung des Umweltnutzens	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	
	Förderkomponente: mind. 0,30 ct/kWh	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	
	Förderkomponente: mind. 1 ct/kWh	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	
Versorgungsmodell	zeitgleiche Einspeisung	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	
	jährlich mengengleiche Einspeisung	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Handel mit EECS- und RECS-Zertifikaten	Ausschluss von Zertifikatehandel ohne phys. Stromlieferung	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	
Konzernunabhängigkeit	Anforderungen an die Eigentümerstruktur des Anbieters	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	
Umweltverträglichkeit	eigener Kriterienkatalog mit höheren Naturschutz-Anforderungen an die Anlagen als im EEG	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	
Anlangenscharfe Transparenz	Veröffentlichung der Erzeugungsanlagen im Internet	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	
Legende:	Anm.: Stand 2012. Bei Ok-power-Label ab 2013 in allen Modellen 100 % EE	✓	Kriterium gefordert							
		✗	Kriterium nicht gefordert							

Die in Tabelle 2 benannten Zertifikate und Gütesiegel versuchen Transparenz auf dem Ökostrommarkt zu schaffen. Dazu fordern sie unter anderem, dass sowohl die Herkunft als auch die Zusammensetzung des Strommixes ausgewiesen werden.

Wie in Tabelle 2 dargestellt ist, enthält Ökostrom immer **Strom aus erneuerbaren Energiequellen**. Dazu gehören Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie, Biomasse und Geothermie. Die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen ist bei den Gütekennzeichen ok-power-Label und Grüner-Strom-Label allerdings mit zusätzlichen Auflagen verbunden. Auch Strom aus Deponiegas ist bei diesen beiden Labels nicht zulässig. Darüber hinaus werden von den beiden Gütesiegeln besondere Anforderungen an die Verstromung von Biomasse gestellt. Während das ok-power-Label und das Grüner-Strom-Label besondere Kriterien an die Umweltverträglichkeit der regenerativen Kraftwerke stellen, sind bei den TÜV-Organisationen keine zusätzlichen Auflagen gefordert. Eine entscheidende Gemeinsamkeit aller Label besteht darin, dass der Strom nicht aus Kohle- oder Kernkraftwerken stammen darf. Erdgas-KWK-Anlagen sind in einigen Fällen zugelassen.

Unterschiede gibt es bei der **Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen** (KWK-Anlagen). Da in KWK-Anlagen meist fossile Brennstoffe verfeuert werden, gehören sie nicht zu den regenerativen Energiequellen. Aufgrund des hohen Nutzungsgrades von bis zu über 80 Prozent ist die Energienutzung so effizient, dass der Strom aus KWK-Anlagen auf Erdgasbasis sowohl beim Händler- und Fondsmodell des ok-power-Label als auch beim Grüner-Strom-Label in Silber als ökologisch vertretbar eingestuft wurde und deshalb in gewissen Anteilen als Ökostrom verkauft werden darf.

Im Unterschied zum ok-power-Label und den TÜV-Organisationen akzeptiert das Grüner-Strom-Label den Nachweis fiktiver Stromlieferungen durch handelbare Zertifikate wie beispielsweise RECS- oder EECS-Zertifikate nicht.

Eigene **Umweltkriterien** haben das Grüner-Strom-Label und das Ok-power-Label entwickelt. Dabei handelt es sich jeweils um umfangreiche Kriterienkataloge, die v. a. auf Aspekte des Naturschutzes eingehen. Beide Kataloge sind vergleichbar, aber nicht identisch, die Ausschlusskriterien setzen je nach Technologie unterschiedlich an [EV 2012], [GSL 2012a]. In Abschnitt 2.2.7 finden sich dazu nähere Angaben.

Sowohl mit dem EEG als auch mit den Gütesiegeln soll der **Bau neuer regenerativer Kraftwerke** initiiert werden. Die Gütesiegel setzen dabei vor allem auf das Händlermodell mit Neuanlagenkriterium oder das Fondsmodell mit Preisaufschlägen. Dabei dürfen die Anlagen entweder ein bestimmtes Mindestalter nicht überschreiten oder die Preisaufschläge werden für den Ausbau der erneuerbaren Energien verwendet. Im Gegensatz dazu beruht der Fördermechanismus des EEG auf einer festen Einspeisevergütung.

Eine Gemeinsamkeit der Labelkriterien besteht darin, dass nur der einzelne Ökostromtarif, nicht aber die besitzrechtliche **Verflechtung** des Ökostromanbieters zur konventionellen Energiewirtschaft bewertet wird.

Die Gütekennzeichen in Tabelle 2 werden bei einer mengengleichen Einspeisung des Ökostroms vergeben, d. h. **Verbrauch und Einspeisung** stimmen jährlich überein. Eine Ausnahme bildet dabei das Prüfzeichen EE02 des TÜV Süd, welches nur vergeben wird, wenn die Einspeisung des Ökostroms zeitgleich zum Verbrauch erfolgt.

1.4 Definitionen und Betrachtung der Anbieter

1.4.1 Anbieter am Ökostrommarkt

Auf dem Markt für Ökostrom gibt es Anbieter, die eigentumsrechtlich nicht mit den konventionellen Energiekonzernen verflochten sind. Dazu gehören EWS Schönau, Greenpeace Energy, Lichtblick und Naturstrom. Diese Ökostromanbieter werden auch von Verbraucher- und Umweltverbänden empfohlen. Die Clean Energy Sourcing gehört nach ersten Untersuchungen auch zu den unabhängigen Anbietern am Ökostrommarkt.

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von Marktakteuren, die Ökostromtarife mit anbieten, besitzrechtlich aber mit der konventionellen Stromwirtschaft verflochten sind. Im Fachmagazin Energie & Management (E&M) ist ein Ökostrom-Ranking dargestellt [E&M 2012a].

1.4.2 Definitionen aus Sicht der Anbieter

Im Folgenden soll der Begriff Ökostrom aus Sicht der Anbieter dargestellt werden. Dabei wird untersucht, wie sich die Definitionen der verschiedenen Anbieter voneinander unterscheiden. Die Inhalte basieren im Wesentlichen auf den Internetdarstellungen der Unternehmen wurden durch Befragungsergebnisse ergänzt.

1.4.2.1 Elektrizitätswerke Schönau

Die Elektrizitätswerke Schönau (EWS) bieten „EWS Ökostrom“ an. Der Ökostrom darf nicht aus Atom-, Kohle-, und Ölkraftwerken stammen, sondern muss in regenerativen Kraftwerken oder zu maximal 5 Prozent in KWK-Anlagen auf Erdgasbasis produziert werden. Die Einspeisung muss zeitgleich (in jeder Viertelstunde) zum Verbrauch erfolgen. Die EWS bezieht Ökostrom von Kraftwerksbetreibern, die nicht oder allenfalls minimal mit der Atomwirtschaft verflochten sind. Den Ausbau der erneuerbaren Energien fördert die EWS über einen „Sonnencent“, der sich standardmäßig auf 0,5 Cent pro kWh beläuft. Der Handel mit RECS- bzw. EECS-Zertifikaten ohne gekoppelte Stromlieferung ist zulässig. Die eigenen Kriterien für Ökostrom werden vom TÜV Nord Umweltschutz überprüft und zertifiziert [TÜV Nord 2011].

1.4.2.2 Greenpeace Energy

Für die Greenpeace Energy eG handelt es sich um Ökostrom, wenn der Strom aus mindestens 50 Prozent erneuerbaren Energien und zu höchstens 50 Prozent aus erdgasbetriebenen KWK-Anlagen stammt. Zu den regenerativen Anlagen zählt das Unternehmen Kraftwerke aus dem Bereich Windenergie, Bioenergie, Wasserkraft, Photovoltaik sowie Solarthermie und Geothermie. Biomasse aus gentechnisch veränderten Pflanzen sowie Massentierhaltung sind nicht zulässig. KWK-Anlagen auf Gasbasis müssen einen energetischen Gesamtjahreswirkungsgrad von mindestens 80 Prozent aufweisen. Des Weiteren muss die Einspeisung des Ökostroms zeitgleich (in jeder Viertelstunde) zum Verbrauch erfolgen, wobei die Versorgung auf typischen Standardlastprofilen basiert. Der Einsatz von handelbaren Zertifikaten wie beispielsweise RECS- oder EECS-Zertifikate ohne gekoppelte Stromlieferung ist nicht erlaubt. Die Förderung von Neuanlagen wird dadurch gewährleistet, dass jeder Neukunde spätestens nach fünf Jahren zu 100 Prozent mit Strom aus Anlagen versorgt werden muss, die nicht älter als fünf Jahre sind. Zur Sicherung einer größtmöglichen Transparenz sind regelmäßige Überprüfungen und Testierungen durch unabhängige Gutachten vorgesehen. Das Monitoring umfasst die Kontrolle und Bescheinigung des Strommixes, des Versorgungskonzepts und die Förderung von Neuanlagen [GpEnergy 2012]. Die Prüfung und Zertifizierung erfolgt durch den TÜV Nord Umweltschutz. Die Kraftwerke von Greenpeace Energy sind im Internet einsehbar.

1.4.2.3 Lichtblick

Der Ökostrom der Lichtblick AG ist nach dem Händlermodell des ok-power-Label zertifiziert. Das bedeutet u. a., dass das Unternehmen Strom verkauft, der jeweils zu mindestens einem Drittel aus Anlagen stammt, die nicht älter als sechs bzw. 12 Jahre sind. Die Einspeisung erfolgt zeitgleich, wobei Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch über den Kauf von Graustrom von der Strombörse ausgeglichen werden. Den gegebenenfalls bezogenen Graustrom gleicht Lichtblick durch den Verkauf zeitweise überschüs-

siger Ökostrom-Mengen an der EEX aus, so dass in der Jahressumme eine 100-prozentige regenerative Mengenbilanz nachgewiesen werden kann [Kampwirth 2013]. Neben dem Neuanlagenkriterium des ok-power-Labels investiert Lichtblick seit 2009 jährlich zwischen 10 Mio. € und 20 Mio. € in Mikro-KWK-Anlagen („Zuhause-Kraftwerke“), um den Ausbau der regenerativen Energien zu ergänzen. Dieses Geschäftsfeld befindet sich noch im Aufbau, bisher wurden rund 700 „Zuhause-Kraftwerke“ installiert [Kampwirth 2013]. Der Einsatz von RECS- oder EECS-Zertifikaten ohne gekoppelte Stromlieferung ist möglich. Darüber hinaus zeigt das Unternehmen sein ökologisches Engagement unter anderem durch Projekte zum Schutz des Regenwaldes. Zudem bietet es Energieberatungen an. Die Anlagen von Lichtblick sind im Internet einsehbar. Lichtblick bezieht seinen Strom überwiegend aus Wasserkraft und zu geringen Mengen aus Windenergie und Biomasse.

1.4.2.4 Naturstrom

Die Naturstrom AG ist nach dem Grüner-Strom-Label in Gold zertifiziert und definiert Ökostrom entsprechend den Kriterien des Gütesiegels. Dementsprechend muss Ökostrom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien stammen. Derzeit bezieht Naturstrom ihren Ökostrom zu großen Teilen aus kleinen und mittleren deutschen Wasser- und Windkraftanlagen. Damit kann die Naturstrom AG die Anforderungen des Grünstromprivilegs erfüllen und bei der Preisfestsetzung von einer verminderten EEG-Umlage profitieren. RECS- oder EECS-Zertifikate ohne gekoppelte Stromlieferung werden nicht verwendet. Mit einem Preisaufschlag von 1 Cent pro kWh wird der Ausbau neuer regenerativer Anlagen gefördert [naturstrom 2013]. Das Unternehmen ist unabhängig von Unternehmen, die Kernkraft- oder Kohlekraftwerke betreiben. Die Kraftwerke von Naturstrom sind im Internet einsehbar.

1.4.2.5 Clean Energy Sourcing

Die Clean Energy Sourcing GmbH liefert an Industrie- und Gewerbeunternehmen Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien. Den Ökostrom lässt sich das Unternehmen mit dem Label TÜV Rheinland zertifizieren. Den Strom bezieht die Clean Energy Sourcing ausschließlich aus regenerativen Energiequellen und leitet diesen über eine geschlossene Lieferkette zum Kunden weiter. Das Unternehmen verzichtet auf den Einsatz von RECS- oder EECS-Zertifikaten ohne gekoppelte Stromlieferung. Der Gesamtstrommix der Clean Energy Sourcing besteht ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern [CLENS 2013]. Da die Kunden Sondervertragskunden sind, die teilweise auch von der EEG-Umlage befreit sind, ist ein Vergleich mit Gewerbestromtarifen anderer Anbieter nicht direkt möglich.

1.4.2.6 Entega

Die Entega Vertrieb GmbH gehört zur HEAG Süd Hessische Energie AG (HSE) und bietet mit „NATURpur“ einen Ökostromtarif für Privatkunden an, welcher nach dem Initiierungsmodell des ok-power-Label zertifiziert ist [Ok-power 2012]. Das Liefermodell der Entega sieht sowohl physikalische Stromlieferungsmengen vor allem aus Wasserkraft als auch Lieferung von RECS- bzw. EECS-Zertifikaten ohne gekoppelte Stromlieferung vor [E&M 2012b].

Die übrigen Tarifangebote der Entega enthielten im Jahr 2010 neben erneuerbaren Energieträgern vor allem Kohlestrom und einen überdurchschnittlich hohen Anteil an Strom aus Erdgas [Entega 2012].

1.4.2.7 lekker Energie

Die lekker Energie GmbH bietet unter anderem den Tarif „lekker Strom“ für Privatkunden an. Dieser Ökostromtarif ist nach den Standards des TÜV Nord zertifiziert und stammt zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien. Die Herkunft des Stromes wird mit EECS-Zertifikaten nachgewiesen. Die Stromlieferung erfolgt sowohl über Zertifikate als auch physikalisch [E&M 2012b]. Darüber hinaus bietet lekker Energie mit „geniaale Strom“ einen weiteren Ökostromtarif an. Dieser ist nach dem Händlermodell des ok-power-Labels zertifiziert. Der Ökostrom für den Tarif „geniaale Strom“ stammt aus drei Wasserkraftwerken in Norwegen [Ok-power 2012] und wird mittels Zertifikaten geliefert.

Die übrigen Stromtarife der lekker Energie enthalten Strom aus Kernkraft, Kohle und Erdgas. [lekker 2012]. Die lekker Energie gehört mehrheitlich zur nordrhein-westfälischen ENERVIE Gruppe – zu deren Gesellschaftern unter anderem RWE gehört – und zu den Stadtwerken Krefeld.

1.4.2.8 eprimo

Die eprimo GmbH bietet mit „eprimo PrimaKlima“ einen Ökostromtarif an, der nach Angaben des Unternehmens zu 100 Prozent aus Wasserkraftanlagen stammt. In welchen Anlagen der Strom produziert wird, ist allerdings nicht ersichtlich. Der Ökostromtarif ist nach dem TÜV Süd CMS Standard 83 zertifiziert, welcher garantiert, dass der Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Die Stromlieferung erfolgt physisch und beruht nicht auf Zertifikaten [E&M 2012b]. Der Aufpreis für den Ökostromtarif beträgt 0,4 Cent pro kWh [eprimo 2012].

Die anderen Stromtarife der eprimo enthalten vor allem Strom aus Kohle- und Kernkraftwerken, wobei der Anteil des Kohlestroms im Jahr 2011 über dem Bundesdurchschnitt lag. Eprimo ist eine 100-prozentige Tochter des Energieversorgers RWE.

1.4.2.9 Stadtwerke München (SWM)

Die Stadtwerke München GmbH bietet den Tarif „M-Ökostrom aktiv“ an. Der Strom wird ausschließlich aus Wasserkraft erzeugt und ist nach dem TÜV Süd Standard EE02 zertifiziert. Die Einspeisung erfolgt zeitgleich zum Verbrauch. Den Preisaufschlag von 1,53 Cent pro kWh investieren die SWM in den Neubau regenerativer Stromerzeugungsanlagen. Der Strom für den Tarif kommt zum Teil aus eigenen Anlagen, die auf der Homepage der SWM einsehbar sind [SWM 2012]. Der Zertifikatehandel ohne gekoppelte Stromlieferung ist erlaubt [E&M 2012b]. Eigentümer der SWM ist die Landeshauptstadt München.

Die übrigen Stromangebote der SWM enthalten einen Großteil an Strom aus Kohle und Erdgas [SWM 2012]. Die SWM sind am Kernkraftwerk Isar 2 beteiligt.

1.4.3 Gruppierung der Definitionen und Kriterien

In Tabelle 3 sind dieselben Kriterien, mit denen bereits in Tabelle 2 die vorhandenen Label bewertet wurden, in Zeilen angeordnet, um die Definitionen und Festlegungen der Ökostromanbieter bzw. ihrer Tarifangebote zu bewerten. Hinzu kommt die Zuordnung zu den Labels, die überwiegend bereits in Abschnitt 1.1.4 beschrieben wurden. Dabei wird deutlich, dass die einzelnen Anbieter für ihre Angebote zwar die verschiedenen Label nutzen und sich an den dort vorgegebenen Definitionen orientieren, durchaus aber auch eigene zusätzliche Festlegungen getroffen haben.

Diese Festlegungen beziehen sich nicht nur auf die in der Tabelle aufgeführten Kriterien (z. B. Unabhängigkeit von Großunternehmen der konventionellen Energiewirtschaft), sondern auch auf Details wie die Höhe und genaue Verwendung von Preisaufschlägen oder Mindestwirkungsgrade für KWK-Anlagen, wenn diese zusätzlich zu den erneuerbaren Energien im Tarif enthalten sind.

Tabelle 3 Definition von Ökostrom aus Sicht der Anbieter

Ökostrom-Anbieter:		Clean Energy Sourcing	Entega	eprimo	EWS Schönau	Greenpeace Energy	lekker Energie ("lekker Strom")	lekker Energie ("geniale Strom")	Lichtblick	Naturstrom	Stadtwerke München
Kriterien	Ausprägung	TÜV Rheinland	ok-power - Initiierungs	TÜV Süd - EE01	TÜV Nord Umweltschu	TÜV Nord CERT	TÜV Nord CERT	ok-power - Händlern.	ok-power - Händlern.	GSL Gold	TÜV Süd - EE02
Stromlieferung	100 % Erneuerbare Energien	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓
	mindestens 50 % Erneuerbare Energien und der Rest aus KWK-Anlagen	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✗
Zusätzlichkeit durch Neuanlagenkriterium	33 % des Stroms aus Neuanlagen (max. 6 Jahre alt) und weitere 33 % des Strom aus neueren Bestandsanlagen (max. 12 Jahre alt)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗
	60 % (ab 50% Ökostrom: 50 %) des Stroms aus selbst initiierten Anlagen, jährlich Neuanlagen für 4 % des Bestandskunden-Bedarfs	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	30 % des Stroms aus Anlagen, die bei der Erstzertifizierung max. 3 Jahre und nie älter als 10 Jahre sind	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
Zusätzlichkeit durch Aufpreisregelung	Förderkomponente: mind. 0,25 ct/kWh	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓
	Förderkomponente: 0,40 ct/kWh	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	Förderkomponente: 0,50 ct/kWh	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	Förderkomponente: 1 ct/kWh	✗	✗	✗	!	✗	✗	✗	✗	✓	✗
	Förderkomponente: 1,53 ct/kWh	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	Förderkomponente: 2 ct/kWh	✗	✗	✗	!	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Versorgungsmodell	zeitgleiche Einspeisung	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓
	jährlich mengengleiche Einspeisung	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Physische Lieferung	kein Handel mit HKN ohne physische Stromlieferung	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✗
Konzernunabhängigkeit	Eigentümerstruktur ohne Unternehmen der fossilen Energiewirtschaft	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
Umweltverträglichkeit	Kriterienkatalog (Label oder eigener) mit höheren Naturschutz-Anforderungen an die Anlagen als im EEG	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✗
Anlangenscharfe Transparenz	Veröffentlichung der Erzeugungsanlagen auf der Internetseite des Anbieters	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓
Legende:		✗	Kriterium wird nicht erfüllt		!	Kriterium vom Kunden wählbar			✓	Kriterium wird erfüllt	

Quellen: Internetdarstellungen der genannten Ökostrom-Anbieter sowie Befragungsergebnisse aus Kapitel 2

Die Angebote werden zunächst anhand der drei Kriterien „Zusätzlichkeit“, „direkte Lieferbeziehung“ und „Unabhängigkeit“ gruppiert.

In Kapitel 2 wird die Zahl der analysierten Ökostrom-Lieferanten noch wesentlich ausgeweitet, so dass die folgende erste Einschätzung nur zur ersten Orientierung dient.

Für das Kriterium der **Zusätzlichkeit** ist diese Gruppierung besonders schwierig, da nicht nur zwei Grundansätze (Neuanlagenkriterium und Aufpreisregelung) verbreitet sind, sondern diese beiden auch noch sehr unterschiedlich ausgefüllt werden. Bei den fünf Anbietern, die die Neuanlagenkriterien nutzen, steht generell dahinter der Grundgedanke, die Alterszusammensetzung der liefernden Kraftwerke so zu steuern, dass der Kraftwerkspark nach 10 bis 25 Jahren erneuert ist und damit stets einen Ansporn für die Erschließung neuer Bezugsquellen zu setzen. Bei den Aufpreisregelungen, die ausgehend von einem Minimum von 0,25 ct/kWh (Anforderung des Zertifizierers TÜV Nord CERT) bis hin zu 2 ct/kWh reichen (freiwilliger Aufpreis bei EWS), finden sich in den Anforderungskatalogen unterschiedliche Verwendungszwecke, die mehr oder weniger eng mit dem Bau neuer Anlagen verbunden sind. Trotz dieser Kriterien zur Gewährleistung der Zusätzlichkeit bleibt es wahrscheinlich, dass zahlreiche Anlagen auch ohne den Impuls aus dem Ökostromhandel zu einem anderen Zeitpunkt durch Dritte errichtet worden wären, da ihre Wirtschaftlichkeit in Deutschland in aller Regel auch durch die feste Einspeisevergütung des EEG oder im Ausland durch andere Fördermechanismen gewährleistet wäre. Interessant ist dabei, dass von einem der unabhängigen Anbieter keine dieser Formen der Zusätzlichkeit gewählt wurde. Als Umweltnutzen wird lediglich auf ein Waldprojekt in Kanada verwiesen [CLENS 2013]. Eine Zusätzlichkeit im engeren Sinne kann aber für keinen der Anbieter klar nachgewiesen werden (vgl. dazu Teilkapitel 4.5).

Die Frage der **direkten** vertraglichen **Lieferbeziehung** vom Stromeinspeiser bis zum Endkunden teilt die Welt der Ökostromanbieter dagegen recht klar in zwei Gruppen: Die einen setzen auf diese Lieferbeziehung als Mindestkriterium, für andere reicht der Bezug von Herkunftsnachweisen auch unabhängig von Stromlieferverträgen aus, um ihren Strom als Ökostrom zu deklarieren. Wie dargestellt, erreichen einige Ökostromanbieter über diese direkte Lieferbeziehung (die sie oft auch als physische Lieferung bezeichnen) eine höhere Transparenz und damit auch Kundengruppen, die dem Konzept des Handels mit Herkunftsnachweisen ohne Stromlieferbeziehung eher ablehnend gegenüberstehen.

Das dritte Kriterium der **Unabhängigkeit** von Unternehmen der fossilen und nuklearen Energiewirtschaft wird hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse nicht nur von den vier als besonders unabhängig bekannten Unternehmen EWS, Greenpeace Energy, Naturstrom und Lichtblick erreicht, sondern auch von der Clean Energy Sourcing sowie von den Stadtwerken München, die sich zu 100 % in kommunalem Eigentum befinden. Letztere könnten allerdings durch ihre anderen energiewirtschaftlichen Aktivitäten (z. B. Beteiligung an einem Kernkraftwerk) selbst als Unternehmen der fossilen bzw. nuklearen Energiewirtschaft angesehen werden.

1.5 Zusammenfassung

Eine eindeutige und allseits anerkannte Definition von „Ökostrom“ gibt es bisher nicht. Während in den Ländern mit garantierter Einspeisevergütung wie Deutschland für die erneuerbaren Energien in der Regel nachfrageunabhängig der Absatz garantiert wird, bauen andere auf ein Quotensystem, das mit entsprechenden grünen Zertifikaten einen Zubau an erneuerbaren Energieanlagen vorantreibt. Das europäische System der Herkunftsnachweise dient nach der Richtlinie 2009/28/EG der Stromkennzeichnung. Das Konzept baut darauf auf, dass sich die Zusammensetzung von Strom über die vertraglichen Bindungen der Lieferanten – auch unabhängig von Stromlieferverträgen – erfassen lässt, so dass die Marktteilnehmer die Wahlfreiheit haben, besonders umweltfreundlichen Strom (d. h. in der Regel Strom aus erneuerbaren Energien oder je nach Definition auch einschließlich gewisser Anteile aus Kraft-Wärme-Kopplung) zu kaufen und zu verkaufen. Da es auch in Deutschland, wo das EEG als Fördersystem dient, eine große Nachfrage nach derartigen Stromprodukten gibt, haben sich unterschiedliche Modelle entwickelt, mit denen den Endkunden ein überdurchschnittlich umweltfreundlicher Strombezug zugesichert werden soll. Alle Modelle müssen das Doppelvermarktungsverbot beachten und können daher nicht auf die Strommengen zugreifen, die in Deutschland eine feste EEG-Vergütung oder die Marktprämie in Anspruch nehmen. Diese Mengen an erneuerbarer Energie werden per Umlage von allen Endverbrauchern finanziert und diesen auch entsprechend in der Stromkennzeichnung ausgewiesen. Die Direktvermarktung deutschen regenerativen Stroms bleibt daher auf eine Marktnische beschränkt (Direktvermarktung ohne Marktprämie), daher greifen die meisten Ökostromanbieter in unterschiedlichen Modellen auf regenerativen Strom aus dem Ausland zu.

In den Regelwerken, die auf dem europäischen Gedanken der Herkunftsnachweise beruhen, findet sich keine Definition zum „Ökostrom“, sondern nur zu den Begriffen „erneuerbare Energien“ bzw. „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“. Nach der Systematik der Herkunftsnachweise – Nachweis einer MWh eingespeister erneuerbarer Energie und ihrer Herkunft zur Stromkennzeichnung – ist dies ausreichend, da sich die Verbraucher dann selbst entscheiden können, ob sie ein Produkt mit einer bestimmten Strom-Zusammensetzung beschaffen. Für die vorhandenen Zertifizierer von Ökostromprodukten haben sich jedoch mehrere Labels gebildet, die jeweils genaue Voraussetzungen festgelegt haben, die bei einem Stromprodukt erfüllt sein müssen, damit dieses durch das entsprechende Zertifikat als „besonders umweltfreundlich“ charakterisiert werden darf.

Dabei können folgende grundlegende Modelle unterschieden werden:

Das **Modell „HKN-Handel ohne Kopplung** mit der physischen Stromlieferung“ (vgl. Abbildung 2): Hier wird das Attribut „erneuerbar“ getrennt von den Stromlieferungen gehandelt. Zwischen den Stromlieferanten findet damit ein Austausch der Attribute statt, ohne dass es zu einem physischen Austausch von Strom kommen muss. Zwischen dem Ort der regenerativen Stromerzeugung und dem Endkunden, der das Ökostromprodukt erwirbt, müssen nicht einmal Leitungen existieren.

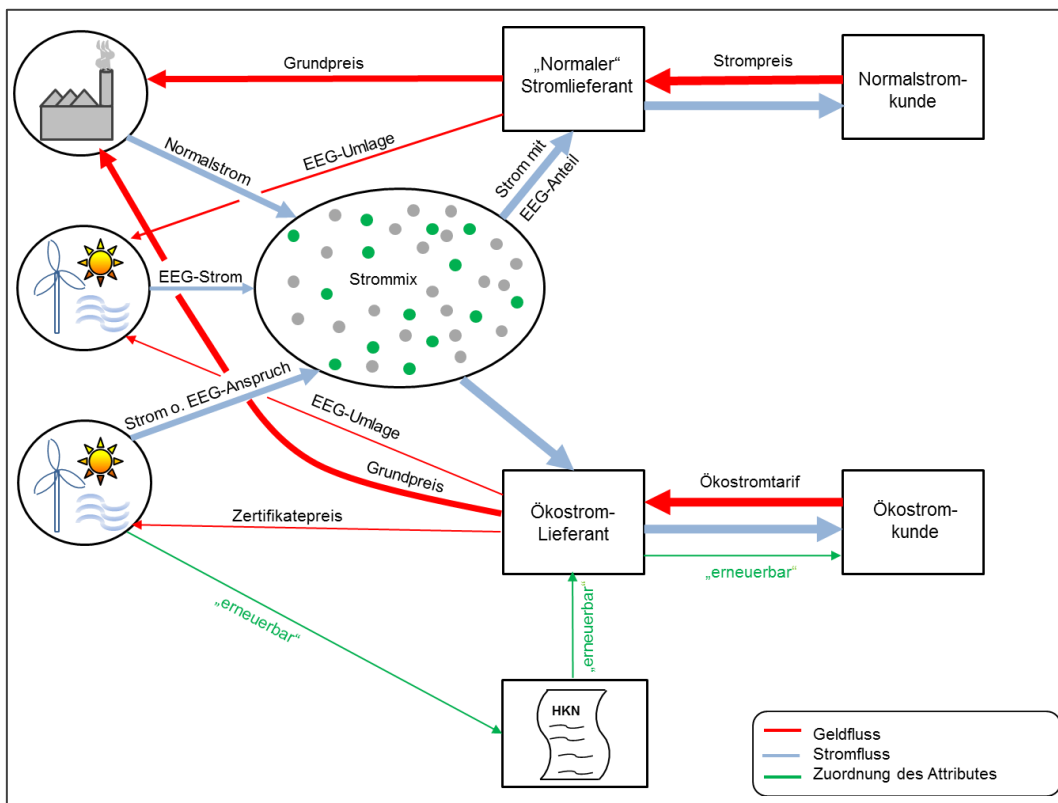


Abbildung 2 HKN-Handel ohne Kopplung mit physischer Stromlieferung

Darstellung: IE Leipzig

Ein Beitrag zum Klimaschutz ergibt sich aus diesem Handelsmodell nicht, da keine physischen Stromflüsse geändert werden und die Nachfrage aus vorhandenen EE-Anlagen gedeckt werden kann. Eine Förderung erneuerbarer Energien durch Herkunftsnachweise ergäbe sich in diesem Modell erst dann,

- wenn international die Nachfrage nach Ökostromprodukten das Angebot an erzeugter erneuerbarer Energie übersteigt, oder
- wenn die Labelorganisationen die Errichtung zusätzlicher Anlagen oder eine bestimmte Quote aus neuen Anlagen zur Voraussetzung für die Label-Vergabe machen, deren Finanzierung auf anderem Wege nicht möglich wäre.

Ein vergleichbares Neuanlagenkriterium wird etwa von den Zertifizierern des TÜV genutzt, die auch Ökostromprodukte zertifizieren, welche sich am HKN-Handel ohne Kopplung mit der physischen Stromlieferung beteiligen.

Der HKN-Handel ohne Kopplung mit der physischen Stromlieferung ermöglicht es, das Attribut „erneuerbar“ aus Ländern mit überwiegender Versorgung durch Wasserkraftwerke (z. B. Norwegen) mit dem Attribut „fossil“ auf dem Handelsweg zu tauschen, so dass deutschen Ökostrom-Endkunden das Attribut vorhandener ausländischer Wasserkraftwerke zugeordnet wird, während das Attribut „fossil“ im Gegenzug den ausländischen Kunden zugeordnet wird, sofern diese keine Entscheidung für ein besonderes Stromprodukt getroffen haben. Diese Kunden bekommen dann anteilig auch fossile oder nukleare Energie in der Stromkennzeichnung ausgewiesen, auch wenn sie physikalisch tatsächlich

überwiegend EE-Strom beziehen (vgl. Teilkapitel 3.4). Der Stromerzeugungsmix wird durch diesen Handel weder im Inland noch im Ausland physisch beeinflusst.

Das **Händlermodell** nutzt die Optionen der Direktvermarktung von Strom, entweder über das Grünstromprivileg bzw. „sonstige Direktvermarktung“ oder durch Bezug von Strom bzw. HKN aus dem Ausland. Die vertraglich bei den Anlagenbetreibern gebundenen Strommengen werden in gleichem Umfang an die Endkunden geliefert. Bei der Lieferung müssen grundsätzlich die gleichen Jahresmengen vorliegen, einige Zertifizierer verlangen zusätzlich eine zeitgleiche Ein- und Ausspeisung, was allerdings bei Privatkunden nur über eine Annäherung durch Standardlastprofile möglich ist, da die genaue Leistungsentnahme aus dem Netz nicht gemessen wird. In Abbildung 3 wird eine Variante des Händlermodells mit gekoppelter Lieferung von Strom und HKN dargestellt. Neben dieser Form gibt es auch Händlermodelle, in denen diese Kopplung nicht gefordert wird.

Bei den beiden Händlermodellen der hier betrachteten Labels muss zudem ein bestimmter Anteil der gelieferten Strommengen aus Anlagen stammen, die ein bestimmtes Mindestalter nicht überschritten haben.

Ein Beitrag zum Klimaschutz ergäbe sich nur bei Händlermodellen mit einem Neuanlagenkriterium – aber auch dort erst dann, wenn die Preise für Herkunftsnachweise eine Höhe erreichen, mit der die Investitionen in Neuanlagen rentabel werden. Dann würde sich daraus der Impuls zur regelmäßigen Erneuerung des regenerativen Kraftwerksparks ergeben. Wie in Teilkapitel 4.3 noch gezeigt wird, ist dies unter aktuellen Rahmenbedingungen jedoch nicht gegeben.

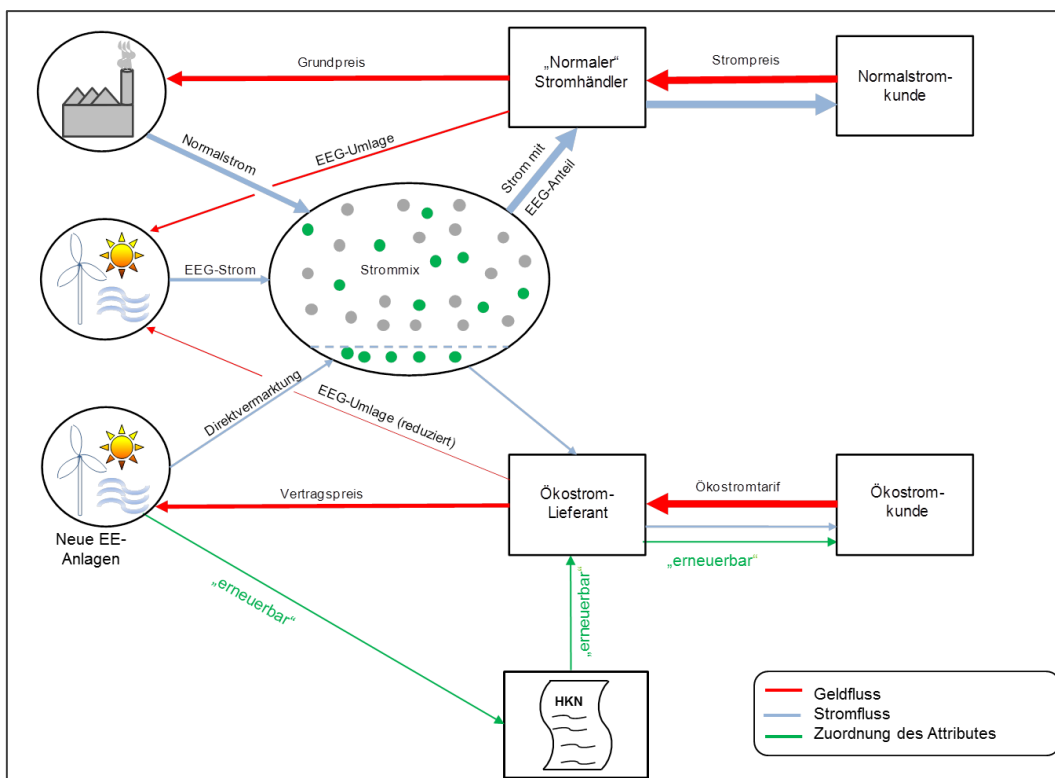


Abbildung 3 Händlermodell mit gekoppelter Lieferung von Strom und HKN

Darstellung: IE Leipzig

Das **Fondsmodell** (vgl. Abbildung 4) beinhaltet, dass der Lieferant seinen Kunden sowohl die Lieferung aus vertraglich gebundenen erneuerbaren Anlagen als auch die Investition eines Aufschlags in Neuanlagen gewährleistet. Diesen Weg geht beispielsweise der Grüner Strom Label e. V. als Labelanbieter. Abweichend von Abbildung 4 wäre es im Rahmen des Fondsmodells auch möglich, dass sich der Lieferant am HKN-Handel ohne Kopplung mit der Stromlieferung beteiligt und somit das Attribut „erneuerbar“ getrennt von der physischen Elektrizität beschafft. Zentraler Gedanke ist der Zusatzerlös, mit dem der Bau neuer EE-Anlagen finanziert wird.

Ein Beitrag zum Klimaschutz ergäbe sich bei diesem Modell, wenn die neuen EE-Anlagen ohne Einbindung in ein vorhandenes Fördersystem errichtet würden, so dass allein der bezahlte Aufpreis für die Finanzierung der neuen Anlagen maßgeblich wäre.

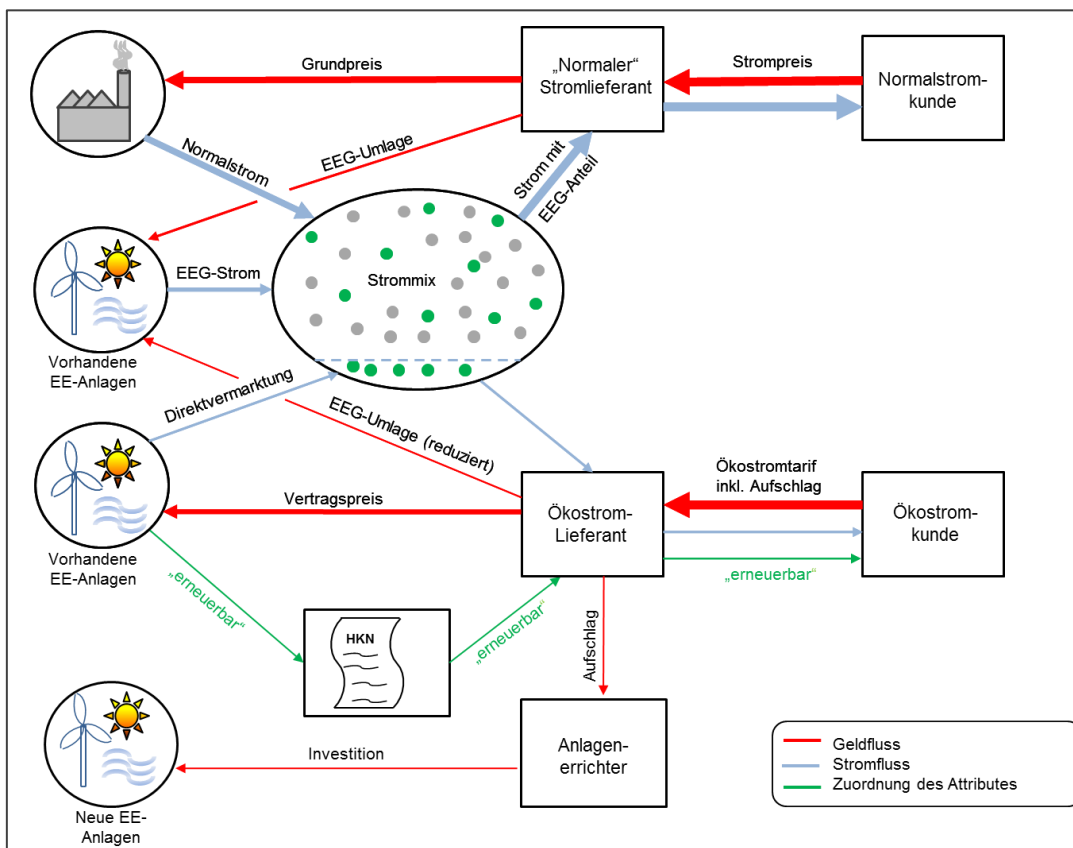


Abbildung 4 Fondsmodell mit gekoppelter Stromlieferung von Strom und HKN

Darstellung: IE Leipzig

Das **Initiierungsmodell** ähnelt dem Fondsmodell insofern, als dass der Lieferant eine Verantwortung für den Zubau erneuerbarer Energiequellen übernimmt. Im Unterschied zur Investitionsfinanzierung des Fondsmodells, bei der das Geld dritten Investoren zu Gute kommt, engagiert sich der Lieferant direkt für die Neuanlagen, etwa durch die Gründung einer Projektierungsgesellschaft, die den Anlagenbau dann initiiert und steuert. Im Fall des Initiierungsmodells des ok-power-Labels stimmt die Struktur mit der Darstellung

in Abbildung 4 überein, so dass eine eigenständige Abbildung nicht erforderlich ist – lediglich die Position des Anlagenerrichters beinhaltet zusätzlich die mit dem Ökostrom-Lieferanten verbundene Projektierungsgesellschaft.

Für die **Bewertung** aller dieser Modelle können unterschiedlich strenge Kriterien herangezogen werden, so dass für jedes Label und jedes Ökostromangebot im Rahmen einer Matrix ablesbar ist, welche Kriterien erfüllt werden und welche nicht. Als wesentliche Bewertungskriterien können gelten:

- Stromprodukt mit 100 % EE-Strom oder mit bis zu 50 % KWK-Strom
- Neuanlagenkriterium mit anteiliger Stromlieferung aus Neuanlagen (bis zu einer Altersgrenze von beispielsweise 6 Jahren) oder mit Zusicherung von Investitionen in die Neuanlagen. Mit diesem Kriterium soll die Zusätzlichkeit gewährleistet werden, d. h. der Beitrag des Stromanbieters zur physischen Veränderung des Stromerzeugungsmixes. Die Wirksamkeit hängt dabei von der Altersgrenze, von der Höhe der Neuanlagenquote und von der Rolle der Finanzierung im Rahmen des jeweils geltenden Fördersystems ab.
- Aufpreis-Kriterium, d. h. Vorhandensein eines Preisunterschiedes zu konventionellen Stromtarifen, wobei der Aufpreis der Finanzierung eines ökologischen Mehrwerts dient. Im Rahmen des Vergleichs ist dabei der Preisunterschied messbar, nicht aber der bewirkte ökologische Mehrwert.
- Erzeugung weitestgehend zeitgleich mit dem Verbrauch
- Zulassung der Entwertung von Herkunftsnachweisen für eine Erhöhung des ausgewiesenen Anteils an erneuerbaren Energien im Stromverbrauchsmix der Endkunden ohne daran gekoppelte ohne physische Stromlieferung oder nicht
- Wirtschaftliche Unabhängigkeit des Anbieters von Unternehmen, deren Hauptgeschäftsfeld Erzeugung oder Handel mit konventionellem Strom sind (vgl. Abschnitt 1.2.2)
- Transparenz der Angebote für die Kunden
- Besondere Umweltverträglichkeit bei der (erneuerbaren) Stromerzeugung, d. h. auch EE-Strom kann ausgeschlossen werden, wenn er ohne Beachtung bestimmter Naturschutz-Kriterien erzeugt wurde.

Insbesondere die Fragen der Zusätzlichkeit, der Nutzung von Herkunftsnachweisen mit und ohne Kopplung an die Stromlieferung und die Frage der Unabhängigkeit zeigen die grundlegenden Herangehensweisen verschiedener Akteure auf dem Energiemarkt deutlich. Durch die Befragungen in Kapitel 2 wird diesen Kriterien genauer nachgegangen.

2 ANALYSE DES MARKTES IN DEUTSCHLAND

Für den deutschen Markt für Ökostromprodukte sind die Energieversorgungsunternehmen, die Ökostromtarife für die Endkunden anbieten, der zentrale Marktfaktor. Daher steht eine Befragung dieser Lieferanten im Mittelpunkt der Marktanalyse für Deutschland (Teilkapitel 2.1). Darüber hinaus geht es in der Marktanalyse auch um Fragen, die vorrangig aus der Sicht der Labels oder der Anlagenbetreiber beantwortet werden können. Daher wurden ergänzend die vier meistverbreiteten Label sowie einige Anlagenbetreiber unterschiedlicher Technologien befragt, um das Gesamtbild abzurunden (Teilkapitel 2.2 und 2.3).

2.1 Befragung der Ökostrom-Lieferanten

2.1.1 Anzahl der Anbieter und Tarife für Ökostrom

Nach einer Auswertung der GET AG vom Oktober 2012 gab es in Deutschland zu diesem Zeitpunkt **810 Stromanbieter (Lieferanten)**, die mindestens einen Ökostromtarif in ihrem Angebot hatten. Da die meisten dieser Lieferanten (541) mehr als eine Ökostrom-Tarifvariante anbieten, existierten zum Befragungszeitpunkt insgesamt **3.839 Ökostromtarife** in Deutschland, die teilweise flächendeckend, teilweise regional angeboten werden. Darüber hinaus werden von mindestens einem Unternehmen ausschließlich Sondervertragskunden mit Ökostrom beliefert. Für diese Kunden gelten Einzelverträge und keine allgemeingültigen Tarife.

Ein erster Überblick über die vorhandenen Angebote wird jährlich im Sommer von der Zeitschrift „Energie und Management“ veröffentlicht. Im Jahr 2012 konnten dort 302 Antwortbögen ausgewertet werden, die nach Einschätzung der Redaktion „das Gros der wichtigsten Ökostromanbieter“ darstellten [E&M 2012a]. Diese Umfrage bildete daher einen wichtigen Anhaltspunkt bei der anschließenden Auswahl der zu befragenden Teilnehmer im Rahmen des vorliegenden Projektes.

2.1.2 Methodik der Lieferantenbefragung

Von den 810 Ökostromanbietern, die in der Datenbank der GET AG nachgewiesen werden konnten, wurden im ersten Schritt 203 für die Befragung ausgewählt. Bei der Auswahl der zu befragenden Unternehmen wurde von folgenden Kriterien ausgegangen. Vertreten sein sollten:

- ...Anbieter mit Firmensitz in allen 16 Bundesländern,
- ...die neun Unternehmen, von denen in Teilkapitel 1.4 bereits berichtet wurde,
- ...die 18 Unternehmen, die sich im Rahmen der E&M-Umfrage [E&M 2012a] als die absatzstärksten erwiesen hatten (ab 200 GWh Jahresabsatz),
- ...kleinere und größere Unternehmen (bezüglich der Absatzmengen),
- ...regional aktive Unternehmen (z. B. Stadtwerke) sowie überregionale Anbieter,
- ...sowohl Anbieter, deren Ökostromtarife zu 100 % auf erneuerbaren Energien beruhen, als auch solche, die einen fossilen KWK-Anteil zulassen.

- ...auch Unternehmen, welche sich in Regionen befinden, die ihre Energieversorgung auf lange Sicht vollständig auf Erneuerbare Energien umstellen wollen und sich dazu im Projekt „100ee-Regionen“ vernetzt haben [IdE 2012].

Diese Kriterien wurden durch die Anfang Oktober 2012 zwischen allen Projektbeteiligten abgestimmte Auswahl der 203 befragten Unternehmen erfüllt. Zugleich wurde der Fragebogenentwurf abgestimmt.

Im Zuge eines Pre-Tests des Fragebogens zeigte sich, dass neben der telefonischen Befragung auch die Möglichkeit einer schriftlichen (Online-)Befragung angeboten werden musste, da einige der Befragten sich im Zuge der Beantwortung firmenintern abstimmen müssen. Die nach dem Pre-Test verwendete Endversion des Fragebogens befindet sich im Anhang 1 dieses Berichts. Die Ergebnisse der Pre-Tests konnten aufgrund struktureller Abweichungen daher nicht mehr genutzt werden.

Sowohl die Ergebnisse der telefonischen Befragung als auch die Antworten der Online-Befragung gingen in ein Online-Umfrage-Tool ein, mit dessen Hilfe eine Gesamtauswertung der Befragung möglich wurde.

Um die vereinbarte Zahl der Antworten von mindestens 100 zu erreichen, wurde nach der ersten Befragungswelle die Zahl der Teilnehmer noch über die 203 zuerst angefragten ausgedehnt, so dass zuletzt 433 Unternehmen im Rahmen dieser Umfrage kontaktiert wurden, die letzte Ausweitung fand am 29.11.2012 statt.

Bis zum Jahresende 2012 hatten 161 Teilnehmer entweder telefonisch geantwortet oder das Online-Tool genutzt. Bis zum Ende beantwortet wurde die Umfrage von 137 Teilnehmern, davon fünf telefonisch und 132 online. Bezogen auf die insgesamt 433 angefragten Teilnehmer ergibt sich somit eine Rücklaufquote von 31,6 %. Für diese 137 Teilnehmer werden in den folgenden Abschnitten 2.1.3 bis 2.1.7 alle gegebenen Antworten ausgewertet und dargestellt.

Hinsichtlich der o. g. Auswahlkriterien kann festgestellt werden:

- Von sieben der in Teilkapitel 1.4 aufgeführten neun Unternehmen liegen vollständige Angaben vor.
- In allen 16 Bundesländern gibt es Anbieter, die vollständig geantwortet haben.
- Von den laut [E&M 2012a] 18 absatzstärksten Unternehmen mit einem Ökostrom-Jahresabsatz von mehr als 200 GWh haben zehn geantwortet.
- Die Antworten decken die gesamte Bandbreite verschiedener Unternehmensgrößen ab.
- Antworten liegen von sehr unterschiedlich strukturierten Unternehmen vor, sowohl Stadtwerke als auch überregionale Anbieter sind vertreten.
- Einige der befragten Unternehmen bieten auch Ökostrom an, der nicht zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammt, sondern Erdgas-KWK beinhaltet.
- Aus dem BMU-Projekt „100ee-Regionen“ waren unter den antwortenden Unternehmen sowohl solche aus 100%-EE-Regionen vertreten (z. B. Quedlinburg) als auch aus 100%-EE-Starter-Regionen (z. B. Ulm).

Somit sind alle Auswahlkriterien auch bei den vorliegenden Antworten erfüllt, so dass die Antworten tatsächlich den Querschnitt an Unternehmen repräsentieren, der bei der Aus-

wahl der Anbieter erfasst werden sollte. Von einer Repräsentativität im statistischen Sinne könnte allerdings nur gesprochen werden, wenn die jeweilige Grundgesamtheit vorab bekannt ist. Dies war für einige Kriterien nicht möglich. Daher konnte keine Repräsentativität erreicht werden. Die Tatsache, dass es für alle Auswahlkriterien jedoch sowohl Teilnehmer gab, von denen die Kriterien erfüllt werden, als auch Gegenbeispiele, spricht für eine gut zusammengesetzte Stichprobe.

Allgemein kann festgestellt werden, dass die Fragen von den befragten Unternehmen überwiegend gut verstanden wurden. Trotzdem kam es in Einzelfällen zu widersprüchlichen Ergebnissen (z. B. bei den Angaben zur Nutzung des Grünstromprivilegs oder bei der Bezeichnung von RECS-Zertifikaten als „Label“). Hier zeigt sich, dass die befragten Personen, überwiegend Vertriebsleiter, nur über ein begrenztes Hintergrundwissen verfügen. Widersprüchliche Angaben bei einzelnen Fragen führten jedoch nicht zum Ausschluss aller Antworten dieser Fragebögen, da die übrigen Fragen in der Regel glaubwürdig beantwortet wurden und daher in die Befragung einfließen sollten.

2.1.3 Befragungsergebnisse zur Statistik der Unternehmen

2.1.3.1 Frage 1, Ökostromtarif:

Von den 137 antwortenden Unternehmen bieten 136 auch einen Ökostromtarif an. Ein Unternehmen gab an, dafür bestünde eine zu geringe Nachfrage, weshalb es kein entsprechendes Angebot macht. Im Widerspruch dazu steht, dass dasselbe Unternehmen innerhalb der Befragung noch angab, dass sein Ökostrom ausschließlich aus Wasserkraft stamme. Abgesehen von dieser widersprüchlichen Eintragung zeigt die Tatsache, dass die übrigen 136 Unternehmen wie erwartet auch Ökostromtarife anbieten, die Verlässlichkeit der Datenbank der GET AG. Weil die meisten Fragen an den Nicht-Anbieter nicht gestellt wurden, ist nachfolgend in der Regel von 136 Befragten die Rede.

2.1.3.2 Frage 2, Rolle des Ökostroms für den Gesamtabsatz:

133 Unternehmen machten hier Angaben, davon 125 für 2010 und 132 für 2011. Bei etwa der Hälfte aller antwortenden Unternehmen machte der Stromabsatz über Ökostromtarife weniger als 5 % des Gesamt-Unternehmensabsatzes aus (vgl. Abbildung 5). Dagegen verkauften 23 Unternehmen (17 % der 132, die Angaben zu 2011 machten) 2011 ausschließlich Ökostrom, für das Jahr 2010 gilt diese Angabe für 13 Unternehmen. Der Anteil der Unternehmen, bei denen der Absatz mit Ökostrom zwischen 5 % und 50 % des Umsatzes ausmacht, ist von 2010 auf 2011 von 30 (24 %) auf 35 (27 %) gestiegen. Dagegen kommen nur selten Unternehmen vor, die 50 bis 99 % ihres Absatzes durch Ökostromprodukte erwirtschaften (2011 noch 10 Unternehmen bzw. 8 %).

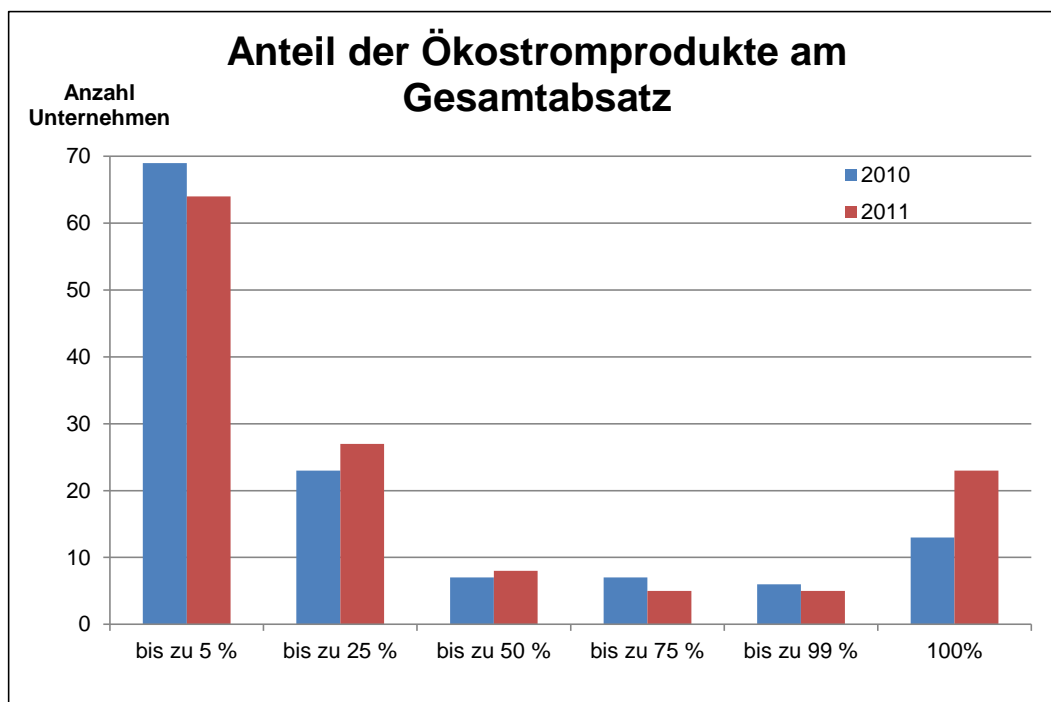


Abbildung 5 Anteil der Ökostromprodukte am Gesamtumsatz befragter Unternehmen

2.1.3.3 Frage 3, Ökostrom-Absatz:

Die abgesetzte Strommenge der Ökostromprodukte in GWh wurde nur nach Größenklassen erfasst, so dass eine exakte Summierung nicht möglich ist (vgl. Abbildung 6). Eine Summierung über die Ober- und Untergrenzen der Größenklassen führt jedoch nicht zum Widerspruch zu der **E&M-Umfrage**, in der genaue Zahlen erfasst wurden. Letztere kommt bei rund 300 Antworten für 2010 auf ein Marktvolumen von ca. 15,7 TWh und für 2011 auf 20,7 TWh (Absatz an Privat- und Gewerbekunden) [E&M 2012a]. In beiden Fällen ist die Marktabdeckung noch unvollständig, die Größenordnung ist jedoch plausibel. Die **Bundesnetzagentur** gibt in ihrem Monitoringbericht 2012 [BNetzA 2012a] ein Marktvolumen für Ökostromprodukte von 33,6 TWh (darunter 13,9 TWh für Haushaltskunden) für 2011 nach 27,3 TWh (darunter 10,3 TWh Haushaltskunden) für 2010 an. Dabei kommt die Befragung der BNetzA, die dem Monitoringbericht zu Grunde liegt, dichter an eine Vollerhebung heran als die E&M-Umfrage oder die Befragung im Rahmen dieses Projektes. Es ist daher plausibel, dass sich im Rahmen des BNetzA-Berichtes tendenziell höhere Gesamtwerte als in den beiden übrigen Quellen ergeben.

Für die 13 Unternehmen, die mehr als 500 GWh jährliche Ökostrom-Lieferung angegeben hatten, fand darüber hinaus ein konkreter Abgleich mit den veröffentlichten Ergebnissen der E&M-Umfrage von 2012 statt [E&M 2012a]. Danach haben etwa aus der Gruppe der Unternehmen mit mehr als 1.000 GWh Jahresabsatz 2011 drei geantwortet, die bei E&M keine Umsatz-Angaben gemacht hatten. Insgesamt erhöht sich das von E&M geschätzte Marktvolumen durch den Abgleich mit den 13 absatzstärksten Unternehmen dieser Befragung um mindestens 5 TWh auf knapp 26 TWh.

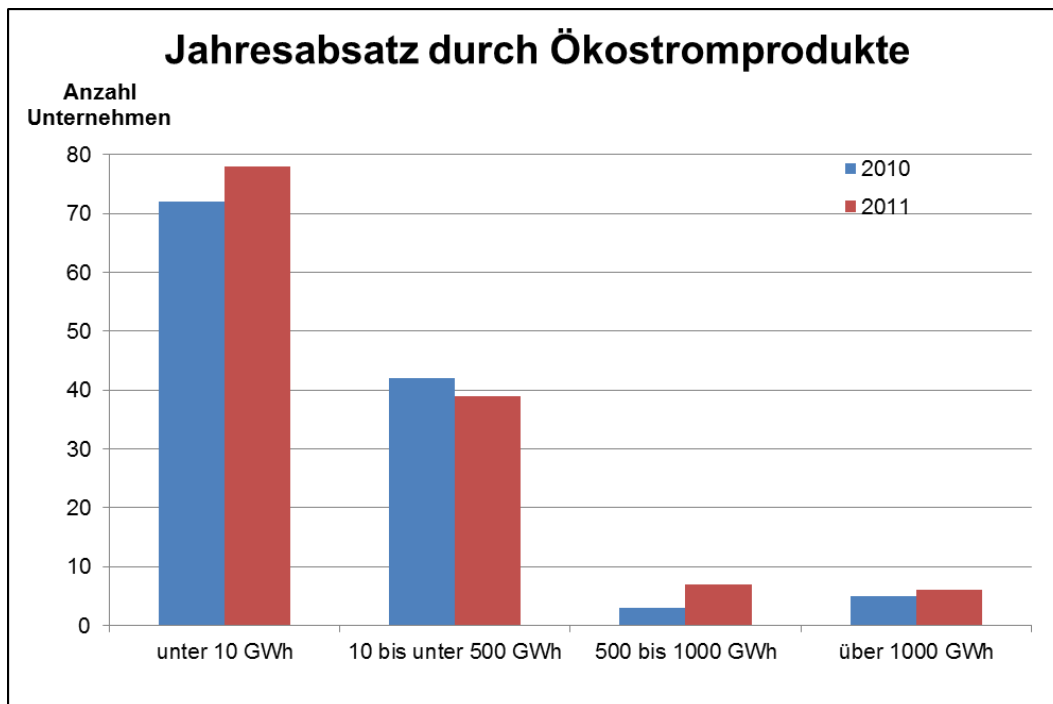


Abbildung 6 Jahresabsatz durch Ökostromprodukte befragter Unternehmen

2.1.3.4 Frage 3.1, Zielgruppen:

Die meisten Unternehmen richten sich vorwiegend an Privat- und andere Tarifkunden, 19 (14 %) verkaufen den Ökostrom vorwiegend an Sondervertragskunden. In fünf Fällen wurden (als frei formulierter Eintrag) die Kommunen als Hauptabnehmer bezeichnet.

2.1.3.5 Frage 4, Perspektive:

Für 2012 erwarten 72 der 137 antwortenden Betriebe eine Steigerung der abgesetzten Ökostrom-Mengen, 60 eine Stagnation und nur 5 Unternehmen einen Rückgang. Zusammengefasst herrscht aus Unternehmenssicht eine optimistische Stimmung.

Diese Gesamteinschätzung gilt über alle Unternehmen hinweg, wobei diejenigen Unternehmen, die sich stärker auf Ökostrom konzentrieren, auch am meisten mit einem wachsenden Absatz rechnen, während unter den Unternehmen, bei denen weniger als 5 % des Umsatzes auf Ökostromprodukte entfällt, eine Mehrheit eine Stagnation ihres Absatzes erwartet (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4 Perspektiven des Ökostromhandels aus Sicht unterschiedlicher Unternehmen

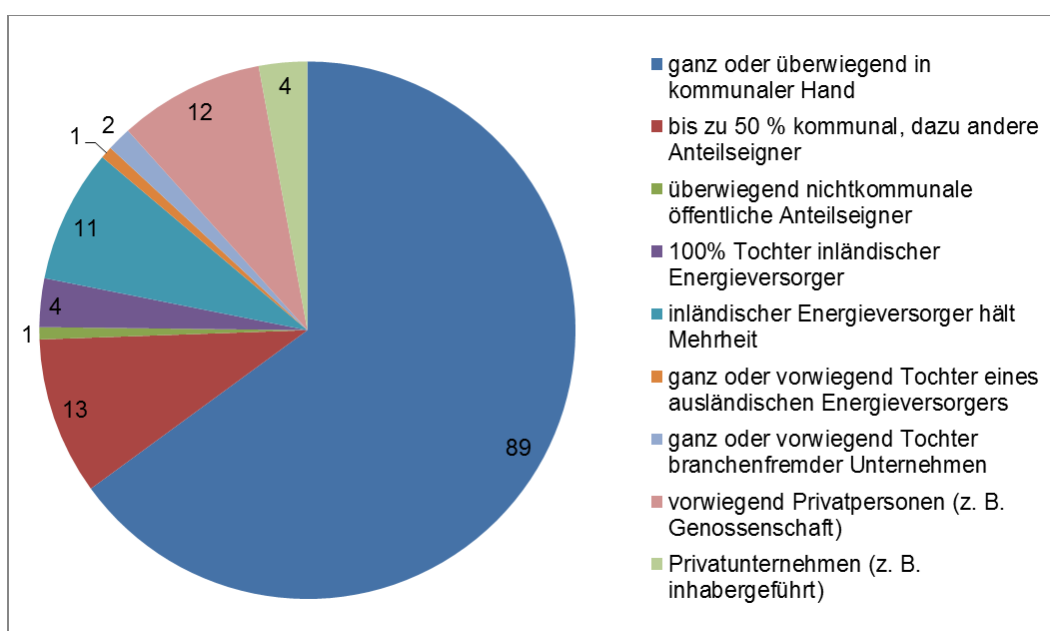
Erwartete Absatzentwicklung	Antworten von Unternehmen mit Anteil des Ökostromabsatzes am Gesamtabsatz 2011 von...				
	... bis 5 %	>5 bis 25 %	>25 bis 99 %	... 100 %	insgesamt
Steigerung	28 (44 %)	14 (52 %)	10 (56 %)	17 (74 %)	69 (52 %)
Stagnation	34 (53 %)	11 (41 %)	8 (44 %)	5 (22 %)	58 (44 %)
Rückgang	2 (3 %)	2 (7 %)	0 (0 %)	1 (4 %)	5 (4 %)
Angaben gesamt	64 (100 %)	27 (100 %)	18 (100 %)	23 (100 %)	132 (100 %)

Anm. 1: Fünf Unternehmen, die keine Angaben zum Umsatzanteil machten, sind in der Tabelle nicht enthalten.

Anm. 2: Die Prozentangaben beziehen sich in jeder Spalte auf die Anzahl der Befragten mit entsprechenden Absatz-Anteilen (Fallzahl).

2.1.3.6 Frage 5, Unternehmensstruktur:

Die Mehrzahl der Unternehmen (89 von 137) befindet sich mehrheitlich oder vollständig in kommunalem Eigentum (vgl. Abbildung 7). Bei den übrigen besteht eine große Bandbreite von Unternehmenstypen, die von genossenschaftlichen Modellen und anderen Formen des Besitzes durch Privatpersonen (16 Befragte) bis hin zu Tochtergesellschaften anderer Energieversorgungsunternehmen reicht (15 Befragte, wenn vollständige und überwiegende Beteiligungen zusammengefasst werden). Nur ein Unternehmen gab an, ganz bzw. vorwiegend im Eigentum eines ausländischen Energieversorgungsunternehmens zu stehen, zwei Stromanbieter waren Töchter von branchenfremden Unternehmen.

**Abbildung 7** Unternehmensstruktur der befragten Ökostromanbieter

2.1.4 Befragungsergebnisse zur Herkunft des Ökostroms

2.1.4.1 Fragen 6-7, Energieträgermix:

Knapp 80 % der Unternehmen (109 von 137) gaben an, dass ihr Ökostromangebot ausschließlich aus **Wasserkraft** besteht. Unter den 28 übrigen spielte für 22 die Wasserkraft zumindest eine Rolle. Von diesen machten elf eine Angabe zum prozentualen Anteil. Die Angaben reichen von 1 % bis 99 %, wobei in sechs Fällen mindestens 75 % erreicht wurden, nur in drei Fällen machte Wasserkraft weniger als 50 % aus. Die sechs Unternehmen, die keine Angaben zur Rolle der Wasserkraft machten, machten auch zu den übrigen Energieträgern keine Angaben, so dass unbekannt bleibt, ob es auch Unternehmen gibt, die völlig auf Wasserkraft verzichten.

Ein Vergleich zwischen der Rolle der Wasserkraft und dem Anteil des Ökostromabsatzes am Unternehmensabsatz zeigt, dass v. a. bei Unternehmen, die ihr Kerngeschäft außerhalb des Ökostrommarktes haben, die Vermarktung reiner Wasserkraftprodukte dominiert (vgl. Tabelle 5). Unter den reinen Ökostromanbietern schwächt sich diese Dominanz ab, dort haben mehr als ein Drittel der Befragten noch weitere Energieträger in ihrem Ökostrommix.

Tabelle 5 Rolle der Wasserkraft aus Sicht unterschiedlicher Unternehmen

Anteil der Wasserkraft im Ökostrommix	Antworten von Unternehmen mit Anteil des Ökostromabsatzes am Gesamtumsatz 2011 von...				
	... bis 5 %	>5 bis 25 %	>25 bis 99 %	... 100 %	insgesamt
nur Wasserkraft	57 (89 %)	20 (74 %)	14 (78 %)	14 (61 %)	105 (80 %)
nicht nur Wasserkraft	7 (11 %)	7 (26 %)	4 (22 %)	9 (39 %)	27 (20 %)
Angaben gesamt	64 (100 %)	27 (100 %)	18 (100 %)	23 (100 %)	132 (100 %)

Anm. 1: Fünf Unternehmen, die keine Angaben zum Umsatzanteil machten, sind in der Tabelle nicht enthalten.

Anm. 2: Die Prozentangaben beziehen sich in jeder Spalte auf die Anzahl der Befragten mit entsprechenden Absatz-Anteilen (Fallzahl).

In 16 Fällen wurden den Angaben zufolge **Windenergie** genutzt. Nur sechs Befragte, die Windenergie einsetzten, machten Prozentangaben – zweimal waren es 40 %, in den anderen vier Fällen zwischen 1 % und 7 %. Zwölf Unternehmen verkaufen auch **Solarstrom**, vier davon machten Prozentangaben (zwischen 1 % und 30 %). Weitere Energieträger folgen mit einigem Abstand dahinter: Lediglich sieben Unternehmen gaben an, **Erdgas-KWK-Strom** im Rahmen ihrer Ökostromtarife einzusetzen, drei davon machten prozentuale Angaben (1 %, 13 % bzw. 50 %). Ein Unternehmen setzte zu 60 % auf **Bio-gas-Strom**, bei fünf weiteren Vermarktern von Strom aus Biogas wurden keine Prozentangaben gemacht. **Andere Energieträger** wurden nur jeweils maximal zweimal aufgeführt. Eine Besonderheit stellt dabei ein (ganz oder überwiegend) kommunaler Anbieter

dar, der seinen Ökostrom zu 60 % aus den biogenen Anteilen der Abfallverbrennung bezieht (dazu 35 % Wasserkraft und 5 % Windenergie). Das zweite Unternehmen, das biogene Anteile der Abfallverbrennung einsetzte, machte dazu keine prozentualen Angaben. Überhaupt nicht als Energieträger eingesetzt wurde in den Ökostrom-Portfolios Strom aus flüssigen Biobrennstoffen, Klärgas oder Geothermie.

Die Angaben bezogen sich dabei in der Regel auf das Gesamtangebot an Ökostrom, lediglich zehn Anbieter differenzierten nach verschiedenen Produkten und machten die Angaben für ihr absatzstärkstes Ökostromprodukt – diese zehn Anbieter nannten dafür in allen Fällen als Energieträger 100 % Wasserkraft.

2.1.4.2 Fragegruppe 8, Herkunftsnachweise:

Von den 136 Unternehmen, die angaben, Ökostrom anzubieten, nutzten 36 (26 %) zum Zeitpunkt der Befragung keine Herkunftsnachweise (HKN). Die übrigen gaben an, dies für ihren Ökostrom zu 100 % (83 Befragte, 61%) oder teilweise (17 Befragte, 12,5%) zu tun. Von diesen **100 Unternehmen, die HKN ganz oder teilweise nutzten**, bezogen 38 die HKN in einem vom Strom getrennten Portfolio, 27 bezogen die HKN in Kombination mit einem Stromliefervertrag, so dass sie mit der **physischen Stromlieferung** gekoppelt waren. Zehn Unternehmen kauften einen Teil ihrer HKN gekoppelt mit der Stromlieferung und ergänzten dies um zusätzliche HKN ohne Kopplung. 25 Befragte konnten zur Frage der Kombination mit Stromlieferungen keine Angaben machen (vgl. Abbildung 8).

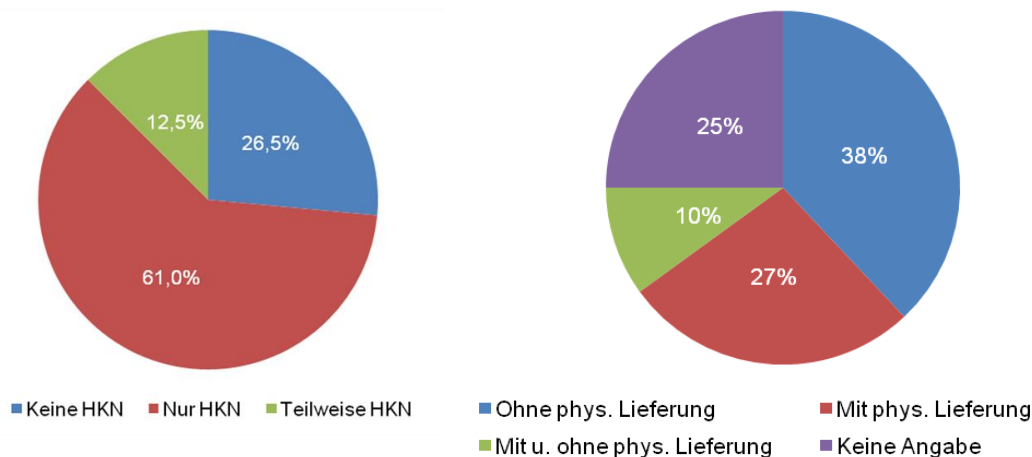


Abbildung 8 Nutzung von Herkunftsnachweisen und Kopplung an Lieferungen

Sofern die HKN nicht in Kopplung mit dem Stromliefervertrag beschafft wurden, wurde auch nach der **Herkunft der genutzten HKN** gefragt. Von den 73 dazu Befragten konnten 64 eine entsprechende Angabe machen:

- 8 (12,5 %) bezogen die HKN aus dem Inland,
- 40 (62,5 %) bezogen ihre HKN aus dem Ausland und
- 16 (25 %) bezogen ihre HKN aus dem In- und Ausland.

Von den 16 Unternehmen, die HKN aus dem In- und Ausland kauften, machten 13 plausible Angaben zur Verteilung: Zwei bezogen die HKN hälftig aus dem In- bzw. Ausland, acht überwiegend aus dem Ausland und drei überwiegend aus dem Inland.

Für die HKN, die nicht in Kopplung mit dem Stromliefervertrag beschafft wurden, wurde anschließend nach Herkunftsländern differenziert. Dabei waren Mehrfachantworten möglich.

Die 56 hierzu befragten Unternehmen (d. h. alle diejenigen, die HKN zumindest teilweise aus dem Ausland bezogen) nannten dazu alle zwischen einem und 4 Herkunftsländer außerhalb Deutschlands. Die Länderverteilung ist aus Tabelle 6 ersichtlich.

Tabelle 6 *Herkunftsländer von Herkunftsnachweisen*

Land	Anzahl Nennungen	Anteil an Befragten mit ausländischen HKN	davon nur dieses Land
Norwegen	39	70 %	22
Österreich	23	41 %	11
Schweiz	12	21 %	2
Frankreich	3	5 %	2
Schweden / Skandinavien	2	4 %	1
Slowenien	1	2 %	0
Niederlande	0	0 %	0
Sonstige europäische Länder (nicht näher bezeichnet)	5	9 %	0

Anm.: Alle Prozentangaben sind auf ganze Prozent gerundet.

Die 100 Unternehmen, welche Herkunftsnachweise nutzen, wurden auch nach den Gründen gefragt, warum diese eingesetzt werden. Sechs Angaben waren vorgegeben, weitere Gründe konnten über ein Textfeld eingetragen werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 7 Begründung für die Nutzung von Herkunftsnachweisen

Grund	Anzahl Nennungen (von 100 Befragten)	davon nur dieser Grund
HKN werden für Labelnachweise benötigt.	38	8
HKN vereinfachen die operative Abwicklung.	36	6
HKN sichern einheitliche Qualität.	30	4
Der Bezug von HKN ist die kostengünstigste Option.	28	4
Ohne HKN aus dem Ausland sind nicht genügend Mengen auf dem deutschen Markt.	26	8
HKN sind leichter erhältlich als EE-Strom mit Direktvertrag.	18	1
keine Angabe/weiß nicht	17	17
Selbst formulierte Gründe	3	0

Demnach waren die **Anforderungen der Label** der wichtigste, aber nicht der einzige Grund zur Nutzung von HKN. Ein Vergleich mit der Frage 13.2, in der konkret nach den genutzten Labels gefragt wurde, zeigt, dass dieser Grund von Labelnehmern aller Label angekreuzt wurde, zugleich aber zwischen 48 % (bei ok-power-Label) und 75 % der Labelnehmer (bei TÜV Rheinland) derselben Label diesen Grund nicht angekreuzt haben. Dies spricht dafür, dass alle Label Herkunftsnachweise fordern, diese aber in den meisten Fällen von den Stromanbietern schon aus anderen Gründen beschafft worden waren.

Die **Vereinfachung der Abwicklung**, die einheitliche **Qualität** sowie die niedrigen **Kosten** spielten ebenfalls für 28 bis 36 der 100 Befragten eine wichtige Rolle. Zudem schätzten 26 der Befragten ein, dass die Mengen auf dem deutschen Markt ohne Nutzung der HKN aus dem Ausland nicht ausreichten. Die drei Nennungen, die weitere Gründe formulierten, waren inhaltlich nahe an den vorgegebenen Antworten, in einem Fall wurde zudem die „bessere Stromvermarktung“ genannt.

2.1.4.3 Fragegruppe 9, Stromeinkauf:

Die Frage nach dem Stromeinkauf wurde allen Unternehmen gestellt, die Ökostrom anbieten, unabhängig vom Lieferkonzept (mit oder ohne HKN, HKN gekoppelt oder getrennt). Eine Zusammenfassung der Ergebnisse liefert Tabelle 8.

Tabelle 8 Angaben zur Herkunft des bezogenen (Öko-)Stroms nach Ländern und Lieferkonzepten

Stromherkunft	Anzahl Nennungen	darunter Unternehmen mit gekoppelter Strom- und HKN-Lieferung	darunter Unternehmen mit (z. T.) getrennten Portfolios	darunter Unternehmen ohne HKN-Nutzung
Antworten	136 (100 %)	27 (100 %)	48 (100 %)	36 (100 %)
davon: Inland	57 (42 %)	11 (41 %)	21 (44 %)	18 (50 %)
davon: In- und Ausland	38 (28 %)	7 (26 %)	13 (27 %)	12 (33 %)
davon: Ausland	41 (30 %)	9 (33 %)	14 (29 %)	6 (17 %)
Genannte Lieferländer außerhalb Deutschlands mit Gliederung nach Lieferkonzept:				
Österreich	49 (36 %)	7 (26 %)	18 (38 %)	12 (33 %)
Norwegen	29 (21 %)	10 (37 %)	14 (29 %)	2 (6 %)
Schweiz	21 (15 %)	5 (19 %)	7 (15 %)	7 (19 %)
Frankreich	2 (1 %)	0	1 (2 %)	0
Schottland	1 (1 %)	0	0	0
Sonst. europ. Länder (unbestimmt)	4 (3 %)	0	3 (6 %)	1 (3 %)

Anm.: Unternehmen, die in den drei rechten Spalten nicht enthalten sind, hatten bei der Frage der Nutzung von HKN und deren Kopplung mit der Stromlieferung mit „weiß nicht / keine Angabe“ geantwortet. Alle Prozentangaben sind auf ganze Prozent gerundet.

Hauptlieferland für den (Öko-)Strom war Deutschland (57 Nennungen), gefolgt von Österreich (49), Norwegen (29) und der Schweiz (21). Unterscheidet man nach den Lieferkonzepten, so liegt bei Anbietern mit gekoppelter Strom- und HKN-Lieferung **Deutschland mit 11 Nennungen** (41 % der entsprechenden Unternehmen) nur knapp vor **Norwegen** (10 Nennungen); **Österreich** (7 Nennungen) folgt erst dahinter. Für Unternehmen ohne HKN-Nutzung dominiert der inländische Strom (50 % der entsprechenden Unternehmen) vor demjenigen aus Österreich und der Schweiz, Norwegen spielt hier nur für zwei Unternehmen eine Rolle.

Inwiefern die befragten Lieferanten dabei zwischen der Herkunft ihres Stroms und ihrer HKN korrekt unterschieden haben, lässt sich nachträglich nicht prüfen, insbesondere bei getrennter Beschaffung besteht hier auch für die Befragten häufig Unsicherheit.

Die Frage „Wie beschaffen Sie Ihren (Öko-)Strom?“ wurde den Teilnehmern mit unterschiedlichen Antwort-Optionen gestellt, je nachdem, ob der Ökostrom aus dem In- oder Ausland stammt. Diese Antwort-Optionen sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9 Beschaffungsarten des (Öko-)Stroms

Beschaffungsart	insgesamt	Beschaffung aus dem Ausland	Beschaffung im Inland	Beschaffung aus dem In- und Ausland
eigene Kraftwerke im Inland	28 (21 %)	0	13 (23 %)	15 (39 %)
eigene Kraftwerke im Ausland	3 (2 %)	1 (2 %)	0	2 (5 %)
Kauf an der EEX	15 (11 %)	2 (5 %)	7 (12 %)	6 (16 %)
Kauf über Zwischenhändler	78 (57 %)	20 (49 %)	38 (67 %)	20 (53 %)
Kauf vom Anlagenbetreiber (Inland)	30 (22 %)	0	12 (21 %)	18 (47 %)
Kauf vom Anlagenbetreiber (Ausland)	33 (24 %)	13 (32 %)	0	20 (53 %)
Sonstiges	6 (4 %)	4 (10 %)	2 (4 %)	0
Keine Angabe	3 (2 %)	2 (5 %)	0	1 (3 %)
Befragte insgesamt	136 (100 %)	41 (100 %)	57 (100 %)	38 (100 %)

Anm.: Mehrfachnennungen möglich, alle Prozentangaben auf ganze Zahlen gerundet.

Somit ergibt sich die Beschaffung des Stroms über **Zwischenhändler** sowohl bei den im Inland als auch bei den im Ausland aktiven Lieferanten als häufigste Form der Strombeschaffung, die absolute Mehrheit aller Befragten greift darauf zurück. Dies gilt sowohl für Unternehmen mit kommunalen Haupteigentümern als auch für die übrigen Lieferanten. Die zweitpopulärste Beschaffungsart ist der **Kauf direkt vom Anlagenbetreiber**. Fasst man die in- und ausländischen Anlagenbetreiber zusammen, so nutzen – bereinigt um 12 Doppel-Nennungen – 38 % der befragten Ökostrom-Lieferanten diesen Weg. Für 21 % der Lieferanten (29 nach Bereinigung von zwei Doppel-Nennungen) spielen auch **eigene Kraftwerke im In- und Ausland** bei der Beschaffung eine Rolle. Seltener ist dagegen die direkte Teilnahme am Börsenhandel (EEX), dieser direkte Weg wird nur von 11 % der befragten Ökostrom-Lieferanten genutzt. Die sonstigen Angaben waren teilweise inhaltlich ähnlich wie die vorgegebenen Antworten (z. B. „Vorlieferant“ statt „Zwischenhändler“), in zwei Fällen wurde eine Einkaufsgemeinschaft genannt.

Interessant ist in diesem Zusammenhang ein besonderer Blick auf zwei Teilgruppen, wobei wieder zu beachten ist, dass Mehrfachnennungen möglich waren.

- 1.) **Unternehmen, die Strom und HKN ausschließlich aneinander gekoppelt beschaffen:** Von diesen 27 Unternehmen gaben immerhin zwei an, ihren Strom an der EEX zu beschaffen, was mit einer Direktlieferung im Widerspruch stünde. 14 nutzten Zwischenhändler, 13 kauften direkt beim Anlagenbetreiber, fünf konnten auf eigene inländische Kraftwerke zugreifen.

- 2.) **Unternehmen, die 2012 noch keine Herkunftsnachweise nutzten:** Von diesen 36 Unternehmen bezog nur eines nach eigenen Angaben seinen Strom von der EEX, 17 nutzten Zwischenhändler, 14 konnten auf eigene Kraftwerke zugreifen, 13 bezogen ihren Strom direkt von den Anlagenbetreibern (im In- und/oder Ausland). Damit war in dieser Gruppe insbesondere die Beschaffungsform „eigene Kraftwerke“ mit 39 % deutlich stärker vertreten als in der Gesamtheit aller Ökostrom-Lieferanten.

2.1.4.4 Fragegruppe 10, Grünstromprivileg:

Der aktuelle § 39 EEG ermöglicht es Lieferanten, die mehrheitlich inländischen Strom verkaufen, der auch nach dem EEG vergütungsberechtigt wäre, die EEG-Umlage für ihre Kunden zu senken, sofern noch weitere Voraussetzungen erfüllt sind (Mindestanteil fluktuierender Energieträger, vgl. Abschnitt 2.1.1) [EEG 2012]. Damit können auch solche Anlagen direkt vermarktet werden, deren Gestehungskosten (bzw. Vergütungsansprüche) **leicht oberhalb des Großhandelspreises** für Strom liegen. Neun der 136 Befragten gaben an, diesen Paragraphen zu nutzen, 32 wussten darüber nicht Bescheid. Die übrigen 95 nutzten den Paragraphen nicht. Offenbar bestanden bei dieser Frage mehrfach Verständnisschwierigkeiten, so dass die Ergebnisse auch nur eine stark **eingeschränkte Aussagekraft** haben, wie nachfolgend gezeigt wird.

Eines der neun Unternehmen, die angaben, das Grünstromprivileg zu nutzen, hatte zugleich angegeben, Strom nur aus dem Ausland zu beziehen, ohne nähere Angaben zu machen. Diese widersprüchliche Antwort kann daher zu dieser Frage nicht verwertet werden. Von den übrigen acht Nutzern des Grünstromprivilegs bezogen drei ihren Ökostrom allein aus dem Inland, die übrigen fünf aus dem In- und Ausland.

Weitere **Widersprüche** ergeben sich bei der Betrachtung des Anteils der Ökostromprodukte am Gesamtumsatz (Frage 2): Fünf der acht Anbieter hatten hier einen Anteil von weniger als 50 % angegeben, in einem Fall sogar weniger als 5 %. Diese Angaben könnten nur dann plausibel sein, wenn der Anteil von EEG-berechtigten erneuerbaren Energien innerhalb der übrigen Stromprodukte sehr hoch war – sofern diese Produkte nur den bundesdeutschen Strommix widerspiegeln, wären die Mindestquoten nicht erreicht worden – oder falls es sich bei der Vermarktung von Grün- und Graustrom um rechtlich getrennte Unternehmen handeln sollte, für die die Befragten aber zusammenfassende Angaben gemacht haben. Von den drei Anbietern, die angegeben hatten, dass sie mehr als die Hälfte ihres Absatzes mit Ökostromprodukten machen, hatte einer angegeben, ausschließlich Wasserkraft zu vermarkten. Auch dies steht im Widerspruch zur Nutzung des Grünstromprivilegs, das einen Mindestanteil von fluktuierenden Energieträgern fest schreibt – sofern es sich nicht um einen Sonderfall nach der EEG-Übergangsregelung zum Grünstromprivileg handelt (§ 66 Abs. 16 EEG), die allerdings nur für den Stromverkauf in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage anwendbar wäre.

Es verbleiben zwei Unternehmen, welche die Frage nach **der Nutzung des Grünstromprivilegs** widerspruchsfrei mit „ja“ beantworten konnten. Eines davon beschaffte zum Befragungszeitpunkt seinen Strom von Anlagenbetreibern im In- und Ausland sowie aus eigenen inländischen Kraftwerken, ohne Herkunftsnachweise zu nutzen, das andere

nutzt Herkunftsnachweise zu 50 %. Dabei bezieht es einen Teil des Stroms kombiniert mit Herkunftsnachweisen und kauft davon getrennt noch zusätzliche Herkunftsnachweise. Begründet wird die Nutzung des Grünstromprivilegs von diesen beiden Unternehmen damit, dass sie „sonst auf inländischen Ökostrom verzichten müssten“ bzw. mit: „Es ist inhaltlich sinnvoll, da es die Systemintegration der EE-Anlagen vorantreibt und den Stromhändlern erlaubt, qualitativ hochwertige Stromprodukte für den Kunden anzubieten“. Die Unternehmen, die trotz niedriger Anteile von Ökostromprodukten am Gesamtumsatz die Nutzung des Grünstromprivilegs bejahten, begründeten dies durchweg damit, den Anlagenbetreibern wettbewerbsfähige Abnahmepreise bieten zu können.

Gründe der Nichtnutzung: Von den 95 Unternehmen, die das Grünstromprivileg nach eigenen Angaben nicht nutzen, gaben 61 (64 %) an, die aktuellen Voraussetzungen nicht zu erfüllen. 16 (17 %) gaben an, die Anforderungen erfüllen zu können, aber Risiken zu sehen. 11 weitere Antworten wurden alternativ zu den vorgegebenen Antworten genannt, wobei in zwei Fällen auf die Nutzung des Grünstromprivilegs durch eine im Konzern verbundene Gesellschaft genannt wurde, ansonsten wurde auf die derzeit hohen Hürden bzw. auf den mangelnde Sinn dieser Regelung verwiesen. Sieben der Kunden, die Risiken sehen, haben diese auch benannt, zu diesen zählten die politische Unsicherheit durch Änderungen am Regelwerk, die Prognoseunsicherheit sowie die betriebswirtschaftliche Unsicherheit des Konzeptes nach den geltenden Regeln.

Die Einschätzung, dass das Grünstromprivileg nur noch ein Nischenprodukt darstellt, wird auch durch die laufende Statistik gedeckt, nach der im Jahr 2012 in den meisten Monaten nur rund 1 GW Anlagenleistung EEG-berechtigten Anlagen zur Nutzung des Grünstromprivilegs aus der EEG-Regelvergütung abgemeldet waren, im Januar 2013 lag die Zahl mit 905 MW sogar noch um 10 % niedriger als im Vorjahresmonat [ÜNB 2013b]. Dies entspricht nur einem **Anteil von ca. 1,3 %** der rund 70 GW Anlagenleistung, über die die EEG-Anlagen zum Jahresende 2012 verfügten [r2b 2012].

2.1.4.5 Frage 11, regionale Stromprodukte:

Eine vermehrte Nachfrage nach regionalen Stromprodukten wird von 64 der 136 befragten Ökostromanbieter (47 %) erwartet, von 47 (35 %) nicht. Die übrigen Befragten gaben dazu keine Meinung ab. Wie sich in Tabelle 10 zeigt, wird diese Einschätzung nicht nur von den Unternehmen geteilt, die mehrheitlich in kommunalem Besitz und damit stärker regional verankert sind, sondern in ähnlicher Weise auch von den übrigen Unternehmen.

Tabelle 10 *Einschätzung zur künftigen Rolle regionaler Stromprodukte*

Zukünftige Kundennachfrage nach regionalen Stromprodukten aus Sicht von...	vermehrte Nachfrage	keine vermehrte Nachfrage	k. A.
kommunal dominierten Unternehmen	43 (48 %)	32 (36 %)	14 (16 %)
sonstigen Unternehmen	21 (44 %)	15 (31 %)	12 (25 %)
allen Befragten, die dazu Angaben machten	64 (47 %)	47 (34 %)	16 (19 %)

2.1.5 Befragungsergebnisse zur Rolle der Labels

2.1.5.1 Frage 12, Mindestanforderungen an Ökostrom:

Zu vier Mindestanforderungen, die erfüllt sein müssen, damit von Ökostrom gesprochen werden kann, wurden von den 136 Befragten, die Ökostrom anbieten, Meinungen erfragt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11 Mindestanforderungen an Ökostrom

Anforderung	Unbedingt notwendig	Eventuell notwendig	Nicht notwendig
100 % erneuerbare Energien	118 (87 %)	14 (10 %)	2 (1 %)
50 % erneuerbare Energien, der Rest aus effizienten KWK-Gaskraftwerken	15 (11 %)	48 (35 %)	50 (37 %)
Strom und/oder Anlage dürfen nicht gefördert sein	29 (21 %)	35 (26 %)	54 (40 %)
der EE-Strom muss tatsächlich auch eingekauft und geliefert werden	69 (51 %)	34 (25 %)	20 (15 %)

Anm.: Die zu 100 % fehlenden Angaben pro Zeile waren Befragte, die keine Meinung zum Thema äußerten.

Bei einer Analyse des Antwortverhaltens fiel an einer Stelle ein **Widerspruch** auf: So hatten von den 15 Befragten, welche das Mindestkriterium „50 % EE, der Rest KWK“ für unbedingt notwendig hielten, acht zuvor bereits das Mindestkriterium „100 % EE“ als unbedingt notwendig angekreuzt. In jedem Fall zeigt die Auswertung, dass „Ökostrom“ in erster Linie mit dem Kriterium „100 % EE“ gleichgesetzt wird, während zur Frage der Förderung der Anlage oder des konkreten Strombeschaffungsweges deutliche Unterschiede zwischen den Befragten auffielen.

2.1.5.2 Fragegruppe 13-14, Label:

108 der 136 befragten Ökostromanbieter (**79 %**) **nutzen ein Label** für ihre Ökostromprodukte. Die 28 Befragten, die kein Label nutzten, wurden hierzu nach den Gründen gefragt, wobei Mehrfachnennungen möglich waren. Der häufigste Grund (17 Nennungen, 61 % dieser Befragten) war der zu hohe Aufwand für das Zertifizierungsverfahren. An zweiter Stelle (10 Nennungen, 36 % der Befragten) stand die Glaubwürdigkeit der Labels – ein Befragter nannte dieses Thema auch im freien Textfeld explizit, indem er seine eigene Glaubwürdigkeit als höher einschätzte als die von einem „Label unbekannter Organisationen“. Sechs Befragte (21 %) hatten noch nicht die Zeit gefunden, sich mit dem Thema zu befassen und in zwei Fällen (7 %) war ein laufendes Zertifizierungsverfahren noch nicht abgeschlossen.

107 der 108 Ökostromanbieter, die Label nutzten, machten auch dazu Angaben. Pro Anbieter wurden bis zu drei verschiedene Label genutzt, wobei in der Mehrzahl der Fälle (76 Anbieter, 70 %) jedoch genau ein Label genutzt wurde. Über die Verteilung der Label und ihrer Varianten geben Tabelle 12 und Abbildung 9 Auskunft.

Tabelle 12 Nutzung von Ökostrom-Labeln durch die Lieferanten

Name des Labels	Variante	Anzahl Nennungen
Grüner Strom Label	Gold	16
Grüner Strom Label	Silber	1
Grüner Strom Label	weiß ich nicht genau	2
Grüner Strom Label	Summe aller Varianten	19 (18 %)
LGA Bayern		1 (1 %)
Ok-power-Label	Fondsmodell	2
Ok-power-Label	Händlermodell	17
Ok-power-Label	Initiierungsmodell	2
Ok-power-Label	weiß ich nicht genau	6
Ok-power-Label	Summe aller Varianten	27 (25 %)
TÜV Nord		39 (36 %)
TÜV Rheinland		8 (7 %)
TÜV Süd	EE01	9
TÜV Süd	EE02	8
TÜV Süd	UE01	0
TÜV Süd	weiß ich nicht genau	19
TÜV Süd	Summe aller Varianten	36 (33 %)
TÜV Thüringen		1 (1 %)
Nennung von RECS	(Irrtum der Befragten)	2 (2 %)
Keine Angabe		1 (1 %)

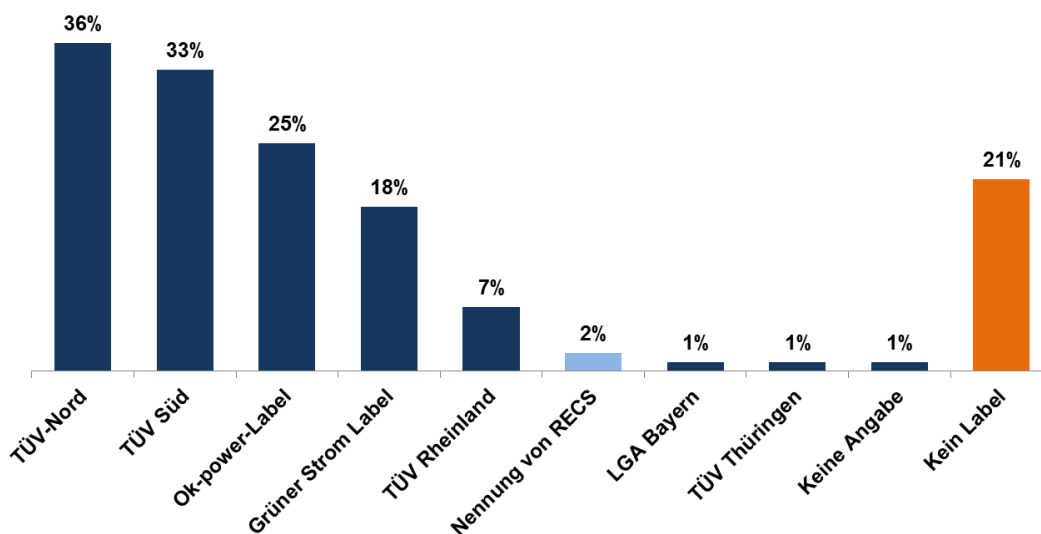


Abbildung 9 Nutzung von Ökostrom-Labeln (Mehrfachnennungen möglich)

Damit zeigt sich, dass unter den Befragten die Label des TÜV Nord und des TÜV Süd die stärkste Verbreitung hatten. Ausnahmefälle, die als Antwort nicht vorgegeben waren, stellten die Landesgewerbeanstalt Bayern (LGA) sowie der TÜV Thüringen dar. Zwei Befragte verwechselten RECS-Herkunftsnachweise mit einem Label. Beim Grüner-Strom-Label dominierte die Variante Gold, beim ok-power-Label das Händlermodell.

Zwei Anbieter nutzten drei Label nebeneinander, 22 Anbieter zwei Label, wobei außer TÜV-Rheinland mit TÜV-Nord alle Kombinationen auftraten, die häufigste Kombination bei der **Mehrfachnutzung von Labeln** war diejenige zwischen ok-power-Label und TÜV Nord (neun Nennungen).

Fünf mögliche **Gründe für die Entscheidung für das gewählte Label** konnten anschließend angegeben werden. 107 der 108 Befragten, die ein Label nutzten, äußerten sich dazu, wobei in 24 Fällen (22 %) die Hintergründe der Entscheidung der befragten Person nicht bekannt waren, 33 Befragte nannten einen Grund, die übrigen bis zu fünf. Die Nennungen verteilten sich dabei auf die Gründe wie folgt:

- hohe Glaubwürdigkeit aufgrund strenger Kriterien: 59 (55 %)
- hoher Bekanntheitsgrad: 48 (44 %)
- preisgünstige Zertifizierung: 23 (21 %)
- geringer Arbeitsaufwand: 22 (20 %)
- schnelle Zertifizierung vor Markteintritt: 11 (10 %)

Um bewerten zu können, inwiefern sich die unterschiedlichen Label hinsichtlich dieser **Wahrnehmung** unterscheiden, wurde ein Vergleich unter denjenigen 76 Befragten durchgeführt, die sich für genau ein Label entschieden haben. Dabei ergibt sich folgendes Bild (vgl. Tabelle 13):

Tabelle 13 Gründe für die Nutzung unterschiedlicher Labels

Einzig genutztes Label (Fallzahl)	hoher Bekanntheitsgrad	Preisgünstige Zertifizierung	Geringer Arbeitsaufwand	Hohe Glaubwürdigkeit durch strenge Kriterien	Schnelle und rechtzeitige Zertifizierung vor Markteintritt
Grüner Strom Label (9)	4 (44 %)	0	1 (11 %)	8 (89 %)	0
Ok-power-Label (11)	9 (82 %)	1 (9 %)	3 (27 %)	8 (73 %)	2 (18 %)
TÜV Nord (22)	9 (41 %)	8 (36 %)	5 (23 %)	5 (23 %)	3 (14 %)
TÜV Rheinland (3)	0	1 (33 %)	2 (67 %)	2 (67 %)	1 (33 %)
TÜV Süd (29)	9 (31 %)	7 (24 %)	6 (21 %)	13 (34 %)	2 (7 %)

Anm. 1: Die Prozentangaben beziehen sich in jeder Zeile auf die Anzahl der Befragten, die angegeben hatten, nur genau dieses Label zu nutzen (Fallzahl).

Anm. 2: Bei den jeweils einzigen Nutzern von Labels des TÜV Thüringen und der LGA waren den Befragten die Hintergründe nicht bekannt.

Sofern die Sicht der Lieferanten auf ihre jeweiligen Label zu Grunde gelegt wird, sprechen für das Grüner-Strom-Label (und auch das Ok-power-Label) die besonders strengen **Kriterien**. Beim Ok-power-Label wird zudem die **Bekanntheit** von seinen Nutzern besonders hoch eingestuft. Die übrigen Antworten lassen sich aufgrund geringer Fallzahlen bzw. geringer Unterschiede in der relativen Häufigkeit nicht sinnvoll interpretieren.

In Frage 14 wurde gefragt, inwiefern das Label den **Erwartungen** der Befragten entspricht. Dabei zeigte sich über alle Label hinweg eine hohe Zufriedenheit: Für 60 von 107 Befragten, die sich dazu äußerten (56 %) entspricht das Label den Erwartungen, für 41 (38 %) weitestgehend. Nur jeweils drei Befragte (3 %) antworteten mit „nein“ oder „nur teilweise“. Fünf Befragte äußerten sich zu den Defiziten, wobei drei eine Kombination aus zu hohen Management-Kosten und zu strikten Nachweis-Anforderungen angaben.

2.1.5.3 Fragegruppe 15, Einführung einer Zertifizierung mit Mindestanforderungen:

Von 136 befragten Ökostromanbietern fanden es 85 (63 %) sinnvoll, eine Zertifizierung mit Mindestanforderungen für Ökostrom einzuführen. 18 (13 %) verneinten dies, 33 (24 %) hatten sich dazu noch keine Meinung gebildet (vgl. Abbildung 10).

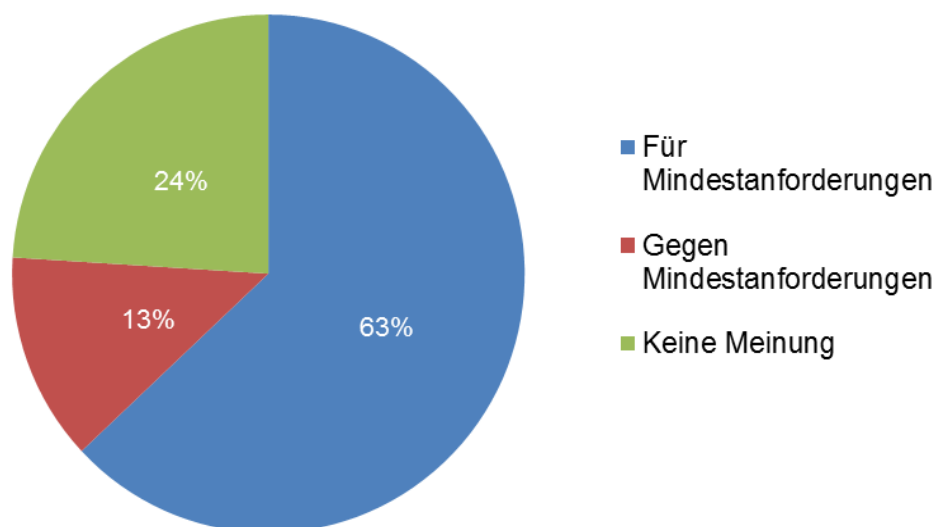


Abbildung 10 Positionen zur Zertifizierung mit Mindestanforderungen

Unter den Befürwortern einer solchen Zertifizierung machten 48 auch konkrete Vorschläge, worin diese Mindestanforderungen bestehen könnten. Da einzelne Befragungsteilnehmer im Rahmen dieser offenen Frage bis zu neun Gedanken äußerten, kamen auf diese Weise 102 Einzelvorschläge zusammen, die anschließend inhaltlich gruppiert wurden (vgl. Tabelle 14).

Tabelle 14 Ideen für eine Zertifizierung mit Mindestanforderungen

Thematische Gruppe	Anzahl Nennungen	Wesentliche Anliegen der Befragten
Transparenz der Herkunft	21	Anlagenscharfe, zumindest energieträgerscharfe Nachvollziehbarkeit der Stromherkunft, Transparenz zum handelnden Unternehmen
Mindestanteil an erneuerbarer Energie	18	Überwiegend 100 % EE-Anteil erwünscht, ggf. auch geringere, aber feste Anteile (ab 50 %)
Zusätzlichkeit	17	Gewährleistung des Zubaus neuer Anlagen, Transparenz des Anlagenalters, Ausschluss von Altanlagen, Strom aus Neuanlagen
Direkte Lieferbeziehung	11	Physische Stromlieferung, Ausschluss von RECS-Zertifikaten und EEX-Strom
Zentrale Kontrolle	9	Jährliche Neuzertifizierung, HKN mit Entwertung in zentraler Meldestelle, staatlicher Mindeststandard für Ökostrom, ggf. mit freiwilliger strengerer Zertifizierung, Vereinheitlichung
Doppelvermarktungsverbot	7	Ausschluss von Strom aus geförderten Anlagen, europaweite Stromkennzeichnung, Doppelvermarktungsverbot allgemein
Bedarfsgerechte Einspeisung	5	Mengengleichheit zwischen Erzeugung und Abnahme, mindestens jährlich, Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch, bedarfsgerechte Produktion
Umweltanforderungen	5	Nachhaltigkeit der Erzeugungsanlagen, Umweltmanagement, ökologische Kriterien wie im Ökowerkzeug-Label
Systemvorschläge zur Energiewende	5	Integration des EEG-Stroms, Ausbau der Infrastruktur (Netze, Stromtankstellen), Forschungsförderung, Nutzung konventionellen Stroms bei Anlagenausfall
Regionalität	4	Nur inländischer Ökostrom, Regionalität, Mitwirkung der Kommunen vor Ort bei der Projektauswahl

Durch die Vielzahl der Befragten werden auch widersprüchliche Vorstellungen sichtbar, so der Wunsch nach Ausschluss geförderter Anlagen bzw. nach Integration des EEG-Segments. Zudem gehen etliche Ideen weit über Mindestanforderungen hinaus und zeigen eher, wie die Befragten persönlich „Ökostrom“ definieren möchten. Drei Gruppen von Vorschlägen stechen jedoch mengenmäßig hervor: die vollständige Transparenz, die Garantie eines hohen EE-Anteils (bevorzugt 100 %) sowie der Wunsch zur Gewährleistung eines Zusatzbeitrages zum Klimaschutz durch verstärkte Nutzung von Neuanlagen.

Diejenigen, die die Einführung eines solchen Labels befürworten, wurden auch gefragt, ob sie selbst ein solches Label zur Zertifizierung wählen würden. Alle 85 Label-Befürworter äußerten sich, darunter 69 (81 %) zustimmend und 16 (19 %) unsicher („weiß nicht“). Die Antwort „nein“ wurde nicht gewählt.

Tabelle 15 zeigt, wie sich die Antworten auf solche Unternehmen verteilen, die selbst gemäß Frage 13 bereits mit mindestens einem Label zertifiziert sind, und auf solche ohne Label. Dabei wird erkennbar, dass Unternehmen, die bereits Erfahrungen mit Labeln aufweisen, einer solchen Mindestzertifizierung aufgeschlossener gegenüberstehen als solche, die bislang Ökostrom ohne Label verkaufen.

Tabelle 15 *Befürwortung von Mindestanforderungen aus Sicht von Unternehmen mit und ohne Label*

Unternehmen	Erscheint Ihnen die Einführung einer Zertifizierung mit Mindestanforderungen an Ökostrom sinnvoll?				
	Ja, würde sie auch selbst wählen	Ja, weiß aber nicht, ob ich sie wählen würde	nein	weiß nicht	insgesamt
aktuell mit Label	60 (56 %)	14 (13 %)	9 (8 %)	25 (23 %)	108 (100 %)
aktuell ohne Label	9 (32 %)	2 (7 %)	9 (32 %)	8 (29 %)	28 (100 %)
Angaben gesamt	69 (51 %)	16 (12 %)	18 (13 %)	33 (24 %)	136 (100 %)

Anm.: Die Prozentangaben beziehen sich in jeder Zeile auf die Anzahl der Befragten (mit oder ohne Label).

2.1.5.4 Frage 16, staatliche Vorgabe:

Auf die Frage nach einer möglichen staatlichen Vorgabe, analog zum Biosiegel für Lebensmittel, waren die Antworten geteilt: 69 der 136 Befragten (51 %) fänden dies vorteilhaft, 39 (29 %) nicht und 28 (21 %) hatten dazu noch keine Meinung. Ähnlich wie bei Frage 15 gibt es auch hier Unterschiede zwischen Unternehmen, die heute mit bzw. ohne Label arbeiten, allerdings ist der Anteil der Gegner einer solchen staatlichen Vorgabe unter den Labelträgern fast ebenso hoch wie unter den Unternehmen ohne Label (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 16 *Befürwortung einer staatlichen Vorgabe aus Sicht von Unternehmen mit und ohne Label*

Unternehmen	Wäre es vorteilhaft, wenn es eine staatliche Vorgabe gäbe, z. B. analog zum Biosiegel für Lebensmittel?			
	Ja	nein	weiß nicht	insgesamt
aktuell mit Label	59 (55 %)	30 (28 %)	19 (18 %)	108 (100 %)
aktuell ohne Label	10 (36 %)	9 (32 %)	9 (32 %)	28 (100 %)
Angaben gesamt	69 (51 %)	39 (29 %)	28 (21 %)	136 (100 %)

Anm.: Die Prozentangaben beziehen sich in jeder Zeile auf die Anzahl der Befragten (mit oder ohne Label).

Zudem zeigte sich eine starke Korrelation zur Frage 15: Unter den 85 Befürwortern einer Zertifizierung mit Mindestanforderungen stimmten auch 55 (65 %) einer staatlichen Vorgabe zu, unter den 18 Nein-Antworten aus Frage 15 fanden sich nur zwei Befürworter einer staatlichen Vorgabe (11 %).

Diejenigen Befragten, die sich zu einer staatlichen Vorgabe eindeutig positioniert haben, wurden im Anschluss nach den jeweiligen Gründen befragt.

Von den **39 Gegnern der staatlichen Vorgabe** äußerten sich 38. Der meistgenannte Grund war mit 25 Nennungen (66 %): „Es ist besser, wenn sich unterschiedliche Labels durch unterschiedliche Qualitäten profilieren können“, 9 Befragte (24 %) hielten eine staatliche Vorgabe für nicht so flexibel. Weitere genannte Gründe waren die Inkompetenz des Staates sowie die damit verbundenen Kosten, die Mündigkeit der Kunden und die allgemeine Ablehnung staatlicher Eingriffe.

Von den **69 Befürwortern**, die sich alle äußerten, wurde als Hauptargument „mehr Transparenz und weniger Missbrauch“ (61 Befragte, 88 %) genannt. Auf Platz 2 kam das Argument „Wir erwarten dadurch einen erhöhten Absatz, weil das Vertrauen der Verbraucher in staatliche Zertifizierung größer ist“ mit 31 Nennungen (45 %). 12 Befragte (17 %) hofften so auf eine vereinfachte Entscheidung. Hinzu kamen drei Einzelantworten (Vereinheitlichung, Beendigung des Etikettenschwindels, Bereinigung im Ökostromgeschäft). Die 69 Befürworter wurden zudem gefragt, welche Art von Standard die staatliche Vorgabe setzen solle. 36 (52 %) plädierten für Mindeststandards, 31 (45 %) für anspruchsvollere Standards und 2 (3 %) war diese Frage egal.

Die 31 Befürworter anspruchsvoller Standards wurden dazu befragt, wie diese Standards aussehen sollten; hierzu äußerten sich 13 (42 %). Als anspruchsvolle Standards wurden dabei einige Vorschläge gemacht, die bereits bei den Mindestanforderungen in Frage 15 von einigen Befragten genannt wurden. Von den in Tabelle 14 aufgeführten thematischen Gruppen wurden wieder genannt:

- Transparenz der Herkunft
- Mindestanteil an erneuerbarer Energie
- Zusätzlichkeit
- Direkte Lieferbeziehung
- Doppelvermarktungsverbot
- Bedarfsgerechte Einspeisung
- Umwelanforderungen („Nachhaltigkeit“)
- Regionalität (nur inländischer Strom)

Damit zeigt sich gegenüber Frage 15 kein grundlegend neuer Vorschlag, sondern nur die Tatsache, dass die Mindestanforderungen einiger Befragter aus Sicht anderer schon erhöhte Anforderungen darstellen bzw. dass einige Befragte die gleichen Ideen zweimal eingebracht haben, ohne nach Mindest- und Wunsch-Standards zu differenzieren.

2.1.5.5 Frage 17, EU-einheitliches Ökostrom-Label:

Auf die Frage nach einem EU-weit einheitlichen Label für Ökostrom antworteten alle 136 befragten Ökostrom-Anbieter. 66 von ihnen (49 %) haben daran kein Interesse, 37 (27 %) bekundeten Interesse und 33 (24 %) wussten dazu keine Antwort.

2.1.6 Befragungsergebnisse zur Energiewende und Zusätzlichkeit

2.1.6.1 Frage 18, Verbraucher-relevante Aspekte für glaubwürdiges Ökostromprodukt:

Zur Frage: „Welche Aspekte sind aus Ihrer Sicht für ein glaubwürdiges Ökostromprodukt im Sinne der Verbraucher relevant?“ äußerten sich 132 der 136 Ökostromanbieter. Diese konnten fünf vorgegebene Antworten auswählen und weitere Ideen einbringen.

62 benannten dabei einen Aspekt, die übrigen kreuzten zwei bis fünf der Vorschläge an. Sechs Befragte formulierten eigene Vorschläge. Die Verteilung der Antworten ist in Tabelle 17 aufgeführt.

Tabelle 17 Aspekte der Glaubwürdigkeit für Ökostromprodukte

Aspekt	Anzahl Nennungen	Anteil an 132 Befragten
Ein Mindestanteil von Strom aus <u>neuen</u> EE-Anlagen	92	70 %
Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes für den Bau <u>neuer eigener</u> Anlagen (nicht EEG-geförderte)	60	45 %
Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes für andere EE-Anlagen (nicht eigene)	37	28 %
Die Beteiligung an einer Gesellschaft, welche <u>neue EE-Anlagen</u> errichtet	28	21 %
Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes für den Bau solcher Anlagen, die – über das EEG gefördert – nicht rentabel wären	15	11 %
Verweis auf eigene Vorschläge in Frage 15.1 (Transparenzanforderung, Umwelt-Anforderungen, örtlich abgestimmte Verwendung, Systemvorschläge zur Energiewende)	1	1 %
Zweckbindung für Ausbau und effektive Nutzung erneuerbarer Energien	1	1 %
Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes in regionale, nachhaltige Maßnahmen	1	1 %
Nachweis über die Erzeugung gemäß Nachfrage (Absatz)	1	1 %
Ständige Modernisierung der eingesetzten Anlagen	1	1 %
Solange es die EEG-Förderung in Deutschland gibt, ist eine innerdeutsche Zweckbindung unsinnig. Insbesondere durch die steigenden Energiekosten ist ein regionales oder nationales Fondsmodell auf lange Sicht nicht mehr realistisch haltbar. Ziel muss es eher sein, international mehr zu erreichen und Länder mit schwacher EE-Quote zu fördern.	1	1 %

Ziel dieser Frage war es, das **Verständnis der Lieferanten** für unterschiedliche Varianten der Gewährleistung einer Zusätzlichkeit zu ermitteln. Dabei scheint das Kriterium am meisten zu überzeugen, dass ein Mindestanteil des **verkauften Stroms aus neuen EE-Anlagen** stammen muss, dies lässt sich auch praktikabel im Zuge der Transparenz der Stromherkunft nachweisen. Die Nutzung des Geldes für Anlagen, die nach dem EEG nicht rentabel wären, überzeugt unter den vorgegebenen Antwortvorschlägen dagegen am wenigsten, hier verweist ein Befragter darauf, dass durch das verfügbare Geld international mehr im Sinne des Klimaschutzes erreicht werden könnte.

Der Nachweis, dass die entsprechenden Anlagen ohne die Aktivitäten aus dem Ökostromhandel tatsächlich nicht gebaut worden wären, ist dabei das größte Problem. Die

höchste Glaubwürdigkeit hätte hier die Zweckbindung des Geldes für eigene EE-Anlagen ohne EEG-Förderung: Dieser Option stimmen immerhin 45 % zu, wobei jedoch kaum Fälle bekannt geworden sind, in denen solche EEG-unabhängigen Neuanlagen tatsächlich realisiert wurden.

2.1.6.2 Frage 19, Bewertung weiterer Merkmale von Ökostrom:

Für vier weitere mögliche Qualitätsmerkmale von Ökostrom wurde erfragt, wie die Bedeutung eingeschätzt wird. Dabei ergab sich unter den 136 befragten Ökostromanbietern das in Tabelle 18 dargestellte Bild:

Tabelle 18 Mögliche Merkmale von Ökostrom

Merkmale	sehr wichtig	wichtig	weniger wichtig	unwichtig
Eine besonders umweltfreundliche Bauart und umweltschonender Betrieb der Anlagen (z.B. bei Wasserkraft: Durchgängigkeit für Fische)	62 (46 %)	58 (43 %)	15 (11 %)	1 (1 %)
Regionalität der Energieerzeugung und -versorgung	54 (40 %)	51 (38 %)	24 (18 %)	6 (4 %)
Konzernunabhängigkeit des Anbieters	23 (17 %)	38 (28 %)	44 (32 %)	29 (21 %)
Zeitliche Gleichheit von Einspeisung und Verbrauch	30 (22 %)	29 (21 %)	50 (37 %)	25 (18 %)

Anm.: Prozentangaben bezogen auf die 136 befragten Ökostromanbieter, gerundet auf ganze Zahlen. Bei zu 100 % fehlenden Angaben pro Zeile gab es Befragte ohne Meinung zum Thema.

89 % der Befragten finden die **umweltfreundliche Bauart** bzw. der umweltschonende Betrieb der Anlagen sehr wichtig oder wichtig. Somit verbuchte dieses Merkmal größte Zustimmung, gefolgt vom Aspekt der **Regionalität**. Dieser Aspekt war für 78 % der befragten Unternehmen „wichtig“ oder „sehr wichtig“. Wird nur die dominierende Gruppe der 89 Unternehmen betrachtet, die sich ganz oder vorwiegend in kommunalem Besitz befinden, ergibt sich das gleiche Bild: Auch in dieser Teilgruppe war der Aspekt Regionalität für 78 % „wichtig“ oder „sehr wichtig“. Damit beruht die Bedeutung dieses Merkmals nicht darauf, dass die befragten Unternehmen überwiegend regional aktiv sind und daher dieses Merkmal auch bevorzugen. Vielmehr wird dieser Trend von den unterschiedlichsten Unternehmen in ähnlicher Weise wahrgenommen.

Eher umstritten waren dabei die beiden anderen Aspekte. Aus praktischen Gründen (z. B. Kunden ohne Lastgangmessung, schwankende Einspeisung) dürfte es vielen Anbietern schwerfallen, ein Konzept zur **zeitlichen Gleichheit** von Einspeisung und Verbrauch zu

entwickeln und umzusetzen. Die Frage der **Konzernunabhängigkeit** von Anbietern war bereits öffentlich stark umstritten – da unter den Befragten jedoch auch etliche Unternehmen mit Beteiligungen anderer energiewirtschaftlicher Unternehmen waren, konnten diese einen solchen Aspekt schwerlich befürworten. Unter den Gegnern befanden sich jedoch auch 16 kommunal dominierte Unternehmen und ein Unternehmen im Besitz von Privatpersonen.

2.1.6.3 Frage 20, Zahlungsbereitschaft:

Da Ökostromprodukte mittlerweile nicht mehr grundsätzlich teurer sind als andere Tarife, stellt sich die Frage nach der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft für diese Produkte inzwischen verstärkt. Das Bild der 136 Befragten zur Zahlungsbereitschaft ist dementsprechend heterogen:

- 80 Befragte (59 %) schätzen ein, dass die Kunden für Ökostrom die gleichen Tarife wie für andere Stromangebote erwarten.
- 9 Befragte (7 %) gaben sogar an, dass die Kunden erwarten, durch den Wechsel zum Ökostromtarif ihren Strom billiger als zuvor zu erhalten.
- 47 Befragte (35 %) bejahten, dass die Kunden für ein ökologisch sinnvolles Produkt grundsätzlich auch eine höhere Zahlungsbereitschaft hätten.

Damit sehen 89 Befragte (65 %) für Ökostromprodukte keinerlei zusätzliche Zahlungsbereitschaft bei der Kundschaft. Diese Einschätzung kann als Folge der Preisentwicklungen der letzten Jahre gewertet werden, bei denen der Konkurrenzdruck unter den Ökostromprodukten die Tarife zunehmend in Preisbereiche verschoben hat, die sich von den übrigen Stromangeboten nicht unterscheiden.

Von den 47 Befragten, die eine höhere Zahlungsbereitschaft bejahten, gaben 41 auch an, in welcher Höhe diese erwartet wird. Insgesamt ergibt sich damit folgendes Bild (vgl. Tabelle 19):

Tabelle 19 *Einschätzung der Zahlungsbereitschaft für Ökostromprodukte*

Zahlungsbereitschaft	Höhe der Zahlungsbereitschaft	Anzahl Nennungen	
Einspar-Erwartung	negativ	9	7 %
Erwartung gleicher Tarife	0 ct/kWh	80	59 %
vorhanden	unbekannt	6	4 %
vorhanden	< 1 ct/kWh	23	17 %
vorhanden	bis max. 3 ct/kWh	17	13 %
vorhanden	bis max. 5 ct/kWh	1	1 %
vorhanden	> 5 ct/kWh	0	0 %

Selbst unter denjenigen Befragten, die eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Ökostrom bejahen, wird diese nur von 18 Befragten bei mehr als 1 ct/kWh gesehen.

Dieses Ergebnis ist besonders im Vergleich zu der von allen normalen Tarifkunden zu zahlenden EEG-Umlage in Höhe von 3,592 ct/kWh (2012) bzw. 5,277 ct/kWh (2013) bemerkenswert. Die niedrige Zahlungsbereitschaft und die vorhandenen Tarife erwecken somit bei den Endkunden den Eindruck, sie könnten den Wechsel zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien für sich persönlich ohne oder fast ohne Aufpreis vollziehen.

Werden die Antworten danach untergliedert, welchen Anteil der Ökostromabsatz am Unternehmensabsatz hat, zeigt sich, dass sich die reinen Ökostromanbieter hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft am pessimistischsten geäußert haben (vgl. Tabelle 20). Vor einer Verallgemeinerung dieser Aussage sei jedoch auf die Anzahl von nur 23 reinen Ökostromanbietern hingewiesen, die sich im Rahmen der Befragung hierzu äußerten.

Tabelle 20 Zahlungsbereitschaft aus Sicht unterschiedlicher Unternehmen

Erwartete Höhe der Zahlungsbereitschaft	Antworten von Unternehmen mit Anteil des Ökostromabsatzes am Gesamtabsatz 2011 von...				
	... bis 5 %	>5 bis 25 %	>25 bis 99 %	... 100 %	insgesamt
negativ	3 (5 %)	2 (7 %)	1 (6 %)	2 (9 %)	8 (6 %)
0 ct/kWh	32 (51 %)	15 (56 %)	14 (78 %)	17 (74 %)	78 (60 %)
unbekannt	3 (5 %)	1 (4 %)	0 (0 %)	2 (9 %)	6 (5 %)
< 1 ct/kWh	14 (22 %)	6 (22 %)	2 (11 %)	1 (4 %)	23 (18 %)
bis max. 3 ct/kWh	10 (16 %)	3 (11 %)	1 (6 %)	1 (4 %)	15 (11 %)
bis max. 5 ct/kWh	1 (2 %)	0 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)	1 (1 %)
> 5 ct/kWh	0 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)

Anm. 1: Alle Prozentangaben beziehen sich auf die Spaltensumme vergleichbarer Unternehmen.

Anm. 2: Fünf Unternehmen, die in Tabelle 19 enthalten waren, hier aber fehlen, haben keine Angaben zum Anteil des Ökostromabsatzes gemacht.

Zu einem etwas anderen Ergebnis bezüglich der Zahlungsbereitschaft kam Anfang 2012 eine Auftragsstudie der DIW econ GmbH für die HSE AG und deren Vertriebstochter entega. Zentrale Ergebnisse dieser Studie wurden in einem DIW-Wochenbericht vorgestellt [Mattes 2012]. Die Ergebnisse dieser und weiterer Befragungen werden in Teilkapitel 4.2 näher diskutiert. In den meisten Befragungen von Endkunden ergibt sich eine höhere Zahlungsbereitschaft, als sie jetzt von den Lieferanten eingeschätzt wurde.

Die Abweichung kann auf der Methodik oder auf dem Zeitpunkt der Befragung beruhen. Es ist aber auch möglich, dass die tatsächlich auf dem Markt eingetretenen geringen Preisdifferenzen zwischen Ökostromtarifen und sonstigen Tarifen bei den Lieferanten das Bild einer niedrigeren Zahlungsbereitschaft für ihre Ökostromprodukte unterstützt haben.

Andererseits muss beachtet werden, dass die von Kunden in Befragungen angegebene Zahlungsbereitschaft theoretisch ist, während die Lieferanten die unter tatsächlichen Marktbedingungen realisierte Zahlungsbereitschaft sehen (vgl. Teilkapitel 4.2).

2.1.7 Befragungsergebnisse zu den Markt-Rahmenbedingungen

2.1.7.1 Frage 21, Herkunftsnachweisregister:

Die Einführung eines zentralen Herkunftsnachweisregisters (HKNR) beim UBA zum Jahresanfang 2013 war zum Zeitpunkt der Befragung (November -und Dezember 2012) 97 der 136 befragten Ökostrom-Lieferanten (71 %) bekannt. 39 (29 %) hatten davon noch nicht gehört.

Diejenigen 97 Ökostromanbieter, denen die Einführung des Registers bekannt war, wurden gefragt, ob und wie sich der Ökostrommarkt durch das HKNR ändern werde, Mehrfachantworten waren diesmal nicht zugelassen.

Dabei ergab sich die in Tabelle 21 dargestellte Verteilung:

Tabelle 21 *Einschätzung der Auswirkungen der HKNR-Einführung*

Erwartung	Nennungen insgesamt	Nennungen bisheriger Nutzer von HKN	Nennungen bisheriger Nicht-Nutzer von HKN	Nennungen von Anbietern, die HKN bisher teilweise nutzen
Der Ökostrommarkt wird noch bürokratischer	40 (41 %)	22 (40 %)	15 (50 %)	3 (25 %)
Der Ökostrommarkt wird transparenter und kundenfreundlicher	19 (20 %)	12 (22 %)	2 (7 %)	5 (42 %)
Der Ökostrommarkt wird schrumpfen, weil einige Anbieter diese Pflicht nicht erfüllen werden	8 (8 %)	3 (5 %)	4 (13 %)	1 (8 %)
Der Ökostrommarkt erlebt eine durch Herkunftsnachweise verursachte größere Nachfrage	1 (1 %)	1 (2 %)	0	0
Ich habe dazu keine Einschätzung	29 (30 %)	17 (31 %)	9 (30 %)	3 (25 %)
Gesamtzahl befragter Anbieter, die von der HKNR-Einführung wussten	97 (100 %)	55 (100 %)	30 (100 %)	12 (100 %)
Anzahl befragter Anbieter, die von der HKNR-Einführung nicht wussten	39	28	6	5

Damit zeigt sich, dass die Anbieter durch das HKNR überwiegend keine positiven Impulse, sondern eher bürokratische Belastungen erwarten. Dies gilt sowohl für diejenigen Befragten, die bisher bereits HKN nutzen als auch für diejenigen, die dies bisher noch nicht tun. Bei den bisherigen Nicht-Nutzern überwiegen die Vorbehalte besonders stark.

2.1.7.2 Frage 22, Vorschläge zur Verbesserung rechtlicher Rahmenbedingungen:

19 der 136 befragten Ökostrom-Lieferanten gaben hierzu – teils mehrere – Hinweise.

Da sich 117 der Befragten (86 %) hierzu nicht äußerten, lässt sich keine repräsentative Aussage ableiten.

Die 19 Antworten weisen keine dominante Zielrichtung auf: Die Hinweise gehen in sehr unterschiedliche Richtungen, wobei der Wunsch nach Mindeststandards, nach einer Ver-

einfachung des Grünstromprivilegs, zum Bürokratieabbau und nach einem preisgünstigeren Zugang zum HKNR jeweils mehr als einmal genannt wurde.

2.1.7.3 Frage 23, Vorschläge zur Marktintegration inländischen EE-Stroms:

20 der 136 befragten Ökostrom-Lieferanten gaben hierzu – teils mehrere – Hinweise.

Da sich 116 der Befragten (85 %) der Befragten hierzu nicht äußerten, kann auch hier nicht von einem repräsentativen Ergebnis für die Branche gesprochen werden. Die Zielrichtung der 20 Antworten war sehr unterschiedlich, am meisten genannt wurden EEG-Reformen, wobei selbst hier die unterschiedlichsten Stoßrichtungen auftraten.

2.1.7.4 Frage 24, Bewertung des Greenwashings:

60 der 136 befragten Ökostromlieferanten äußerten sich zur Frage, wie sie zu Vorwürfen des „Greenwashings“ bzw. des „Umetikettierens“ stehen. Einige sprachen dabei auch zwei Aspekte an, so dass sich insgesamt 72 Positionen ergaben, die nachfolgend in Tabelle 22 inhaltlich gegliedert werden.

Tabelle 22 Bewertung der Vorwürfe „Greenwashing“ / „Umetikettieren“

Thematische Gruppe	Nennungen	Anmerkungen bzw. beispielhafte Zitate
Vorwurf ist für RECS- bzw. EECS-Zertifikate berechtigt	18	--
Systemänderungen könnten den Vorwurf entkräften	12	5 fordern Mindeststandard, 4 zentrales Kontrollsystem, 1 mehr Transparenz, 1 die steuerliche Absetzbarkeit von Aufpreisen, die Zusätzlichkeit gewährleisten, 1 die Begriffsänderung von „Ökostrom“
Vorwurf trifft für bestimmte Anbieter zu, für andere nicht	10	falls Zusätzlichkeit fehlt, je nach Label zutreffend, „nur ein Anbieter liefert den einzig echten Ökostrom“
Vorwurf zeigt mangelndes Systemverständnis	9	Zertifikate sinnvoll, aber unverstanden, für Kunden nicht transparent
Wir können den Vorwurf entkräften	9	„Wir setzen auf physische Lieferung“, Entkräftung durch Inlandsstrom
Vorwurf ist nicht berechtigt	8	Marketing einzelner Anbieter gegen andere, falsches Gut-Böse-Denken
Kunde interessiert sich kaum	3	Kunde sollte zwischen Angebotsqualitäten unterscheiden, nicht nur nach Preis entscheiden
Das HKN-System funktioniert, birgt aber Risiken	1	„Falls alles über HKN läuft, kann Kunde bald gezielt billigen Fossilstrom kaufen“ (Irrtum)
Politischer Fehler	1	„das ist politisch gewollt“
Unbekannter Begriff	1	„ich kenne die beiden Begriffe nicht“

Unter den 60 Befragten, die sich äußerten, gab es eine große Zahl (28), die entsprechende Vorwürfe als berechtigt ansehen, zumindest für einen wesentlichen Teil des Zertifikatehandels. Nach Bereinigung von Mehrfachnennungen finden sich 5 weitere Befragte, die das Problem ebenso sehen und es – meist durch physische Lieferung – entkräften möchten. Damit ergibt sich eine Mehrheit von **33 Antworten, die den Handel mit EECS- bzw. RECS-Zertifikaten entsprechend negativ bewerteten.**

Demgegenüber stehen (nach Bereinigung von Dopplungen) **nur 14 Befragte, die den Vorwurf generell für falsch halten** und/oder darauf zurückführen, dass das System der Herkunftsnachweise in der Öffentlichkeit noch nicht richtig verstanden wurde.

Von 12 Befragten kamen konkrete Hinweise, wie der mangelnden Transparenz, die zu den Vorwürfen geführt hat, beizukommen sei.

Da sich zugleich 76 der 136 hierzu befragten Ökostromanbieter (56 %) nicht äußerten, ist nicht sicher, inwiefern der Meinungsquerschnitt auch **repräsentativ** ist. Immerhin war die Antwortbereitschaft unter den Nutzern von Herkunftsnachweisen (37 von 83, d. h. 44,5 %) gleich hoch wie in der Gesamtzahl der Befragten (60 von 136, d. h. 44,1 %).

2.2 Perspektive der Labelanbieter

Mit den vier wichtigsten Labelanbietern wurden im November und Dezember 2012 Interviews geführt – einer der vier Befragten antwortete schriftlich, die übrigen telefonisch. Diese dienten der Klärung folgender Themen:

- Anzahl der zertifizierten Ökostromprodukte sowie damit gehandelte Strommengen
- Bisheriger und absehbarer Trend
- Nutzung von Herkunftsnachweisen
- Kriterium der gleichzeitigen Einspeisung
- Kriterium der Zusatzlichkeit
- Transparenzanforderungen
- Umweltauforderungen

2.2.1 Anzahl der zertifizierten Ökostromprodukte und Strommengen

Die vier Antworten sind in Tabelle 23 zusammengefasst. Im Zusammenhang mit den zertifizierten Produkten wurden teilweise auch Angaben zur Anzahl der zertifizierten Unternehmen gemacht. In einem Fall wurden zertifizierte Produkte auch von nicht zertifizierten Vertriebspartnern weiterverkauft. Drei von vier Labelanbietern machten konkrete Angaben zum jährlichen Stromhandelsvolumen, wobei die nach den TÜV-Organisationen zertifizierten Stromprodukte die größten Mengen auf sich vereinigen konnten.

Tabelle 23 Partner, Produkte und Strommengen mit Label

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
Anzahl zertifizierter Produkte	115 Lieferanten, über 100 Produkte direkt zertifiziert	79 Lieferanten mit 165 Produkten	durchschnittlich je 1-2 Produkte bei über 100 Lieferanten	57 Produkte
Stromhandelsvolumen mit den zertifizierten Produkten (2011)	0,916 TWh	4,7 TWh	8,9 TWh [BNetzA 2012a]	6,8 TWh [BNetzA 2012a]

2.2.2 Bisheriger und absehbarer Trend

Wie in Tabelle 24 erkennbar wird, beobachten alle Labelanbieter ein Marktwachstum, wobei nach der inzwischen zertifizierten Anbietervielfalt eher ein Wachstum bei den Strommengen als bei zusätzlichen Zertifizierungen neuer Produkte erwartet wird.

Tabelle 24 Bisherige und künftige Entwicklung

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
Entwicklung seit 2009	2011 sprunghafter Mengenanstieg	Wachstum, v. a. 2011 zu 2012, mehr Anbieter	Anstieg der Nachfrage	leichte Zunahme
Trendeinschätzung bzw. Meinung	mehr Strom, weniger Anbieter	steigende Strommenge	Kriterien vereinheitlichen statt mehr Label	weiter leichte Zunahme

2.2.3 Nutzung von Herkunftsnachweisen

Drei der vier befragten Labelanbieter vergeben Label für Stromprodukte, deren „grüne“ Eigenschaft auf Herkunftsnachweisen ohne Kopplung mit der Stromlieferung beruht (vgl. Tabelle 25). Sofern deren Energieträgermix bekannt ist, dominiert die Wasserkraft mit mindestens 85 %. Vorteile der getrennten Beschaffung von Strom und HKN werden in ihrer Flexibilität und den günstigen Preisen gesehen, Nachteile in der für Verbraucher schwer nachzuvollziehenden Logik, nach der die Grünstromeigenschaft von der Stromlieferung getrennt wird.

Tabelle 25 Nutzung von Herkunftsnachweisen durch befragte Labelanbieter

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
Anteil der zertifizierten Produkte, die auf HKN ohne Kopplung mit Stromlieferung beruhen	0	Regelfall	über 50 %	ca. 1/3
Anteil der Strommenge aus diesen Produkten mit HKN	0	k. A.	k. A.	ca. 2/3
Energieträgermix bei den gehandelten HKN		k. A.	85 % Wasser, 10 % Wind, 5 % PV	>90 % Wasser, etwas Wind, wenig PV
Vorteile der getrennten HKN-Beschaffung	k. A.	geringerer Aufwand, zentraler Nachweis, flexibler	preisgünstiger Einkauf	einfache Handhabung, flexibler Nachkauf
Nachteile der getrennten HKN-Beschaffung	Träger lehnen RECS/EECS ab	für Verbraucher schwer verständlich	Akzeptanzprobleme	k. A.
Ausbaubeitrag durch die HKN	k. A.	nur bei Neuanlagenkriterium, EEG ist wirksamer	k. A.	Impuls für Neuanlagen erst bei Verknappung der Zertifikate aus Altanlagen

2.2.4 Kriterium der gleichzeitigen Einspeisung

Das Konzept der – bezogen auf den Verbrauch - zeit- und mengengleichen Einspeisung wird nur von einem der befragten Label verfolgt (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26 Kriterium der gleichzeitigen Einspeisung bei befragten Zertifizierern

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
Verwendung	-	-	-	In EE02 zum Ausgleich von Verbrauchsschwankungen
Gewährleistung	-	-	-	über Standardlastprofile

2.2.5 Kriterium der Zusätzlichkeit

Die Kriterien, mit deren Hilfe die Label die Zusätzlichkeit sicherstellen wollen, lassen sich in Tabelle 27 nur unzulänglich wiedergeben. Die Konzepte mit Neuanlagenquote sind noch überschaubar, bei den Aufpreisregelungen wird der Umweltnutzen allerdings von Label zu Label unterschiedlich abgegrenzt. Es finden sich damit nebeneinander sehr unterschiedliche Konzepte für die Gewährleistung eines zusätzlichen Umweltnutzens.

Tabelle 27 Definition von Zusätzlichkeit aus Sicht der befragten Zertifizierer

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
Definition	aktiver zusätzlicher Umweltnutzen, z. B. Förderung knapp wirtschaftlicher EEG-Anlagen oder sonstiger Beitrag zur Energiewende	Neuanlagenkriterium: mindestens 1/3 des Stroms aus Neuanlagen bis max. 6 Jahre, 2/3 des Stroms aus max. 12 Jahre alten Anlagen – perspektivisch aber flexibel definierbar	Investition in Neuanlage oder fester Anteil aus Neuanlagen bis max. 6 Jahre	Förderfonds liefert Kapital für Neuanlagen
Abgrenzung des Verwendungszwecks	Neubau regenerativer Anlagen, seit 2011 auch Effizienz, E-Mobilität, Smart-Metering und Smart-Grid	nur Neubau regenerativer Kraftwerke	nur Neubau regenerativer Kraftwerke	nur Neubau regenerativer Kraftwerke
Aufpreis	1 ct/kWh	kein fester Aufpreis, sondern Neuanlagen-Kriterium	0,25 ct/kWh	0,3 ct/kWh, davon mindestens 2/3 für Förderfonds

2.2.6 Transparenzanforderungen

Wie Tabelle 28 zeigt, beinhalten alle Zertifizierer ein Kontrollsystem, wobei die Veröffentlichung der genauen Stromherkunft in der Regel in die Verantwortung der Labelnehmer fällt. Eine zentrale Veröffentlichung aller genutzten Anlagen ab einer Mindestgröße findet nur beim Ok-power-Label statt.

Tabelle 28 *Transparenzanforderungen der befragten Zertifizierer*

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
Kontrolle der Veröffentlichungspflichten der Labelnehmer	ja	ja	ja	ja, aber ohne Sanktion
zentrale Veröffentlichung	Anbieter müssen Zusammensetzung des Strom veröffentlichen, Fördermaßnahmen sind auch zentral veröffentlicht	alle Anlagen ab Mindestgröße (z. B. 7,5 % des Stroms beim Händlermodell)	denkbar, falls Unternehmen zustimmen	zu aufwendig

2.2.7 Umwelanforderungen

Zwei der Label stellen an den Bau und Betrieb der Erzeugungsanlagen zusätzliche Umwelanforderungen, die über die gesetzlich vorgeschriebenen hinausgehen. Ein genauer Vergleich bleibt dabei unvollständig, da sich die Anforderungen bei ok-power auf den gelieferten Strom und die Anforderungen beim Grüner-Strom-Label jedoch nur auf neue Anlagen beziehen, die nie zum eigentlich gelieferten Stromprodukt beitragen sondern dann in der EEG-Vergütung sind (vgl. Tabelle 29). Insbesondere bei der Nutzung von Biomasse und Wasserkraft gibt es für diese beiden Labels mehrere Einschränkungen, die den Umweltnutzen der Anlage gewährleisten sollen, so der Verzicht des Neubaus sehr kleine Wasserkraftanlagen (GSL) oder das Verbot von Stromlieferungen aus Torf-Verbrennung (Ok-power). Insgesamt ist keine klare Aussage möglich, welcher der beiden Kriterienkataloge der anspruchsvollere ist.

Tabelle 29 **Zusätzliche Umwelanforderungen der befragten Zertifizierer**

	GSL	Ok-power	TÜV Nord	TÜV Süd
eigene besondere Anforderungen	für Förderung des Anlagenneubaus: nur nach Vorab-Konzept, Biomasse nur aus regionalem Anbau, ohne Gentechnik, 60 % Wärmenutzung, Wasserkraft nur zwischen 0,1 und 5 MW u. a. [GSL 2012a]	für Strom-Lieferung: Wasserkraft: Katalog standort-, anlagen- und betriebsspezifischer Kriterien, Biomasse: aus FSC-Forst oder Altholz mit RAL-Gütezeichen, kein Strom aus Torf oder Deponiegas, PV und Offshore-Windkraft nicht in Schutzgebieten u. a. [EV 2012]	nein	nein

2.3 Perspektive der Anlagenbetreiber

Die Vermarktungswege, die von den Anlagenbetreibern derzeit gewählt werden, müssen jeweils einen Monat im Voraus festgelegt werden und können auch monatsweise geändert werden. Die entsprechenden Daten zur Direktvermarktung werden von den ÜNB monatlich im Internet veröffentlicht (vgl. Abschnitt 4.1.1). Um weitere Hintergründe aus Sicht unterschiedlicher Anlagenbetreiber zu erfahren, wurden zur Ergänzung einzelner Fragen neun Anlagenbetreiber aus verschiedenen Branchen zum Thema Ökostrom befragt. Diese ergänzende und nicht repräsentative Befragung wird in den Abschnitten 2.3.1 bis 2.3.3 vorgestellt.

2.3.1 Ergänzende Befragung der Anlagenbetreiber

Um die Sicht unterschiedlicher Anlagenbetreiber zu erfahren, wurden neun Anlagenbetreiber befragt, die überwiegend größere Anlagen bzw. Parks betreiben, darunter waren:

- 2 Wasserkraftanlagenbetreiber
- 3 Windparkbetreiber
- 2 Solarparkbetreiber
- 2 Biomasseanlagenbetreiber.

Diese **nicht repräsentative Befragung** hatte im Vergleich zur Lieferantenbefragung lediglich ergänzenden Charakter. Mit den Fragen sollten vor allem Einzelheiten geklärt werden, die nicht durch die Stromanbieter beantwortet werden können. Bei der Auswahl der zu befragenden Anlagenbetreiber wurden einerseits bestehende Kontakte des IE Leipzig genutzt, andererseits wurden besonders große Betreibergesellschaften von EE-Anlagen ausgewählt, die z. T. mehrere Wind- oder Solarparks betreiben. Die Befragung erfolgte telefonisch, in einem Fall wurde per E-Mail geantwortet. Auf Wunsch der Befragten werden die Ergebnisse anonymisiert. Folgende Inhalte wurden erfragt:

2.3.1.1 Frage 1, Option Direktvermarktung:

Gemäß EEG 2012 haben die Anlagenbetreiber drei verschiedene Möglichkeiten, den regenerativen Strom direkt zu vermarkten:

1. über das sog „Grünstromprivileg“ gemäß § 39 EEG 2012
2. über die optionale Marktprämie gemäß § 33g EEG 2012
3. als sonstige Direktvermarktung.

Bei Inanspruchnahme des sog. „Grünstromprivilegs“ müssen in mindestens 8 Monaten eines Kalenderjahres jeweils 50 % der Absatzmenge aus EEG-fähigen Anlagen und davon mindestens 20 % aus fluktuierender Einspeisung (Wind- und Solaranlagen) stammen. Wenn die Voraussetzungen für die Gewährung des Grünstromprivilegs erfüllt sind, verringert sich für den Stromlieferanten die EEG-Umlage um 2 ct/kWh für den gesamten an Letztverbraucher gelieferten Strom. Reicht der Lieferant die Einsparung bei der EEG-Umlage an den Anlagenbetreiber weiter, kann dieser einen höheren Erlös erzielen.

Bei der 2012 eingeführten optionalen Marktprämie wird der regenerative Strom direkt an der Strombörse verkauft, in der Regel durch Zwischenhändler. Der Verkaufserlös liegt dort in der Regel niedriger als der Festvergütungsanspruch nach EEG. Zum Ausgleich erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine Marktprämie, die kalendermonatlich rückwirkend ermittelt wird. Ihre Höhe ergibt sich aus der Differenz zwischen der anlagen-spezifischen festgelegten Einspeisevergütung und dem ermittelten monatlichen mittleren Börsenstrompreis plus einer Managementprämie, mit der vor allem die Kosten für Ausgleichsenergie, Marktzugang und Prognose abgedeckt werden sollen. Sofern die Lieferanten bzw. Stromhändler den Anlagenbetreibern einen Teil der Managementprämie überlassen, können Anlagenbetreiber in diesem Modell höhere Erlöse erzielen als mit der EEG-Festvergütung.

Daneben können Anlagenbetreiber ihren Strom auch anderweitig außerhalb des EEG vermarkten (sonstige Direktvermarktung). Allerdings erscheint diese Form der Direktvermarktung derzeit ökonomisch am unattraktivsten. In Abbildung 11 sind die Vermarktungsoptionen für EEG-Anlagenbetreiber dargestellt.

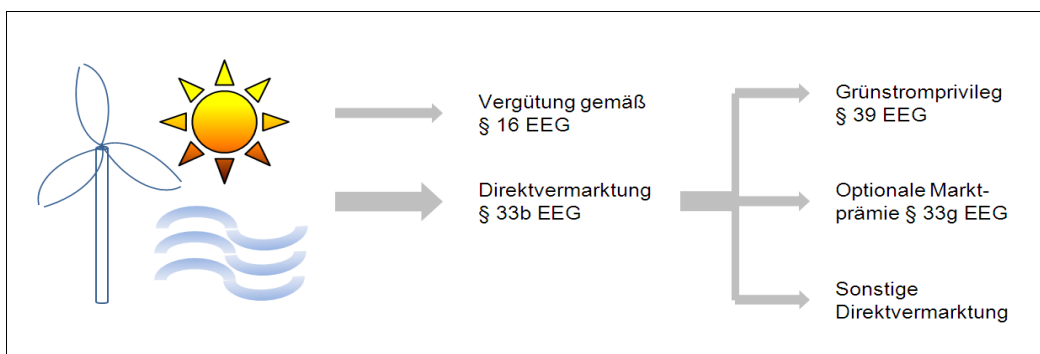


Abbildung 11 Vermarktungsoptionen für EEG-Anlagenbetreiber

Quelle: Darstellung: IE Leipzig, Symbole stehen exemplarisch für alle EEG-Energieträger

Im Rahmen der Telefoninterviews wurden die Anlagenbetreiber befragt, ob sie Anlagen im Portfolio haben, deren erzeugte Strommengen sie direkt vermarkten und wenn ja, nach welcher Form der Direktvermarktung. Die Befragungsergebnisse sind in Abschnitt 2.3.2 dargestellt.

2.3.1.2 Frage 2, Vertragspartner:

Des Weiteren wurden die Anlagenbetreiber nach ihren Beweggründen für die Direktvermarktung befragt. Dabei sollte auch die Bedeutung der Stromhändler (Lieferanten) bei der Direktvermarktung geklärt werden. Es galt herauszufinden, ob sich die Anlagenbetreiber eigenständig einen Stromhändler gesucht haben oder von diesen angesprochen wurden. Die Entscheidung für einen bestimmten Stromhändler war zu begründen.

2.3.1.3 Frage 3, Neubau EE-Anlagen

Mit der dritten Frage sollte herausgefunden werden, ob die Betreiber sich vorstellen können, dass Anlagen gebaut werden, die ohne die Option Direktvermarktung gar nicht errichtet worden wären (z.B. weil die EEG-Vergütung zu gering ist) und ob dies im befragten Unternehmen bereits der Fall ist. Die Existenz solcher Anlagen wäre ein klarer Indikator für die geforderte Zusätzlichkeit der Investition gegenüber dem EEG-Mechanismus.

2.3.1.4 Frage 4, Entwicklung der Direktvermarktung

Abschließend wurden die Anlagenbetreiber befragt, wie sie die Bedeutung der Direktvermarktung für die Zukunft einschätzen und ob dabei Ökostromprodukte für Endkunden eine Rolle spielen.

2.3.2 Befragungsergebnisse der Anlagenbetreiber

2.3.2.1 Frage 1, Direktvermarktung:

Alle befragten Windparkbetreiber haben 2012 fast die gesamten erzeugten Strommengen über die Nutzung der Marktprämie veräußert. Einer von drei Betreibern gab an, 2011 das Grünstromprivileg genutzt zu haben und ab 2012 fast alle Windparks sukzessive in das Marktprämienmodell überführt zu haben. Beide befragten Wasserkraftanlagenbetreiber verkauften ihren Strom entweder vollständig oder zumindest anteilig außerhalb des EEG. Ein Unternehmen gab an, neben dem Weg der sonstigen Direktvermarktung das Marktprämienmodell und das Grünstromprivileg zu nutzen. Eine EEG-Festvergütung nahmen beide nicht in Anspruch. Während ein Solarparkbetreiber mitteilte, seinen Strom ausschließlich über das EEG vergüten zu lassen, gab der andere Solarparkbetreiber an, auch die Direktvermarktung über die Marktprämie zu nutzen. Die Strommengen der zwei befragten Biomasseanlagenbetreibern werden sowohl nach dem Marktprämienmodell als auch nach dem Grünstromprivileg vermarktet. In Tabelle 30 sind die Ergebnisse der Befragung zusammengefasst. Die Ergebnisse sind nicht repräsentativ, sie zeigen aber, dass alle Formen der Vermarktung in der kleinen Stichprobe erfasst wurden.

Tabelle 30 Vermarktungswege der neun befragten EEG-Anlagenbetreiber

Energieträger (Zahl der befragten Betreiber)	EEG-Vergütung	Grünstromprivileg	Optionale Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung
Wind (3)	nur vereinzelt	vor 2012	dominierend	--
Wasserkraft (2)	--	vereinzelt	vereinzelt	dominierend
Solar (2)	dominierend	--	vereinzelt	--
Biomasse (2)	--	genutzt	genutzt	--

2.3.2.2 Frage 2, Vertragspartner:

Die befragten Anlagenbetreiber ziehen mehrheitlich die Direktvermarktung der festen EEG-Vergütung vor. Die Betreiber begründeten dies mit dem höheren Erlös, der sich insbesondere durch die Marktprämie ergibt. Es wird sogar offen ausgesprochen, dass die Marktprämie für das Unternehmen zwar keinen Mehraufwand bedeute, das „Extrageld“ aber „mitgenommen“ wird. Lediglich einem Befragten war es egal, ob er den Strom direkt vermarktet oder die EEG-Vergütung in Anspruch nimmt, da der Händler, der ihm den Strom abkauft, ihm genau denjenigen Betrag zahlt, der der EEG-Festvergütung entspricht.

Weiterhin äußerten die befragten Betreiber überwiegend, dass sie von Stromhändlern angesprochen wurden und entsprechende Angebote für den Verkauf des Stroms erhalten haben. Ein Betreiber erklärte, dass ihm bei der Entscheidung für einen Stromhändler die „Zuverlässigkeit“ besonders wichtig war. Ein anderer äußerte sich ähnlich und berichtete, dass der Stromhändler in jedem Fall über „genügend Liquidität“ verfügen musste. Ein Solarparkbetreiber gab an, bei der Wahl für einen Stromhändler zunächst den Markt analysiert und sich dann entsprechende Angebote eingeholt zu haben. Im Bereich Wasserkraft gaben beide Befragte an, den Strom außerbörslich zu vermarkten. Ein Wasserkraftanlagenbetreiber vermarktet seinen Strom darüber hinaus an der Börse. Beide Wasserkraftwerke gehören zumindest anteilig einem Energieversorger, der die erzeugten Strommengen jeweils abnimmt. Bei einem der Befragten im Bereich Biomasse gibt es ebenfalls eigentumsrechtliche Verflechtungen mit einem Energiedienstleister, der den Strom abnimmt. Der Anlagenbetreiber des anderen Biomassekraftwerkes hatte sich seinen Stromhändler selbst ausgesucht, bekam aber auch viele Anfragen von Stromhändlern.

2.3.2.3 Frage 3, Neubau EE-Anlagen

Die Anlagenbetreiber antworteten übereinstimmend, dass die Anlagen nur auf Grundlage der EEG-Vergütung gebaut werden. Es wird u.a. argumentiert, dass die Anlagen einen „nachhaltigen“ Ertrag erzielen müssen und dass die Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg oder der Marktprämie nicht nachhaltig seien. Selbst Wasserkraftanlagen, die ihren erzeugten Strom in großem Umfang auch über die Option „sonstige Direktvermarktung“ verkaufen, wären ohne Aussicht auf EEG-Vergütung nicht gebaut worden. Die EEG-Vergütung bildet eine „Absicherung für den worst-case“. Ein Anlagenbetreiber

machte deutlich, dass er zwar den Mehrertrag durch die Direktvermarktung gern „mitnimmt“, dieser aber gleichzeitig keine Rechengrundlage für Planung und Finanzierung neuer Anlagenprojekte sein kann. Insgesamt sind sich die Befragten einig, dass nur das EEG die notwendige Planungssicherheit für den Neubau von EE-Anlagen liefert. Es wird darauf hingewiesen, dass auch die Banken diese Planungssicherheit fordern. Generell wird von den Anlagenbetreibern die Meinung vertreten, dass die Modelle der Direktvermarktung im Vergleich zur EEG-Vergütung zu unsicher sind.

2.3.2.4 Frage 4, Entwicklung der Direktvermarktung

Über die Hälfte der befragten Betreiber war der Auffassung, dass die Direktvermarktung von Strom zukünftig an Bedeutung gewinnen wird. Begründet wurde die steigende Bedeutung der Direktvermarktung u.a. mit wachsenden Erlösen, die aus einer Direktvermarktung resultieren. Ein befragter Betreiber war der Meinung, dass die Bedeutung der Direktvermarktung im Wesentlichen von einer sicheren Beschaffungsstruktur abhängig sein wird. Erst wenn die finanzielle und kalkulatorische Planungssicherheit gewährleistet ist, wird auch der Anteil des direktvermarkteten Stroms wachsen. In diesem Zusammenhang wurde auch auf die Unsicherheit hinsichtlich der fluktuierenden Stromerzeugung verwiesen und argumentiert, dass die Direktvermarktung zukünftig eine größere Rolle spielen kann, wenn die Kontinuität der Einspeisung gewährleistet wird. Im Rahmen des Telefoninterviews wurde auch geäußert, dass die Vermarktung derzeit sehr „kompliziert, verworren und nicht gerade freundlich für den Anlagenbetreiber bzw. Stromhändler“ sei und dass durch ein einfacheres System die Bedeutung der Direktvermarktungen weiter steigen könnte. Mehrfach wurde bedauert, dass dem EEG-Strom bei der derzeitigen Abwicklung über die Börse die Grünstromeigenschaft des Stromes verloren gehe, was dem Kunden gegenüber auch nur schwer zu vermitteln sei. In Teilkapitel 4.5 wird noch verdeutlicht, dass hier ein grundlegendes Systemproblem liegt.

Zwei der neun Befragten äußerten, dass die Direktvermarktung nicht aufgrund der Nachfrage nach Ökostromprodukten, sondern wegen der steigenden Strompreise an Attraktivität gewinnen wird. Ein Befragter beobachtete, dass die Nachfrage nach Ökostrom durch Gewerbe- und Industriekunden ansteigt, während sie von Seiten der Privatkunden stetig abnimmt. Die Kunden wechseln dabei meist zu Lieferanten mit dem billigsten Tarif, was eben nicht unbedingt ein Ökostromtarif sei. Andere Befragte sind der Auffassung, dass Ökostromprodukte immer wichtiger werden, weil die Bürger ein immer größeres Umweltbewusstsein entwickeln und wissen wollen, wo ihr Strom herkommt.

2.3.3 Zusammenfassung

Die Befragung der Anlagenbetreiber, wenngleich nicht repräsentativ, hat gezeigt, dass Unternehmen, die größere EE-Anlagenparks bzw. EE-Anlagen betreiben, ihren erzeugten Strom vermehrt über die Option der Direktvermarktung verkaufen. Dabei nutzen die befragten Betreiber von Windparks vor allem das Modell der Marktprämie, während die befragten Solarparkbetreiber ihren Strom überwiegend über das EEG vergüten lassen. Insofern decken sich die Angaben mit den Statistiken der ÜNB zum Thema [ÜNB 2013a], die in Abschnitt 4.1.1 dargestellt sind. Einige Befragungsergebnisse sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31 Zusammenfassung der Befragungsergebnisse der Betreiber

Themenschwerpunkt	Befragungsergebnisse der Betreiber
Ursachen für Direktvermarktung	Fast ausschließlich wegen höherer Erlöse
Auswahl des Stromhändlers	Überwiegend akquirierten Stromhändler die Betreiber
Ausbau EE-Anlagen	Ausbau von EE-Anlagen erfolgt ausschließlich auf Grundlage der EEG-Vergütung, die Optionen der Direktvermarktung bieten keine finanzielle und kalkulatorische Planungssicherheit
Entwicklung Direktvermarktung	Die Direktvermarktung wird zukünftig an Bedeutung gewinnen
Bedeutung der Ökostromprodukte für Direktvermarktung	Direktvermarktung wird nicht wegen Nachfrage nach Ökostromprodukten an Bedeutung gewinnen sondern wegen steigender Strompreise, Ökostromprodukte werden wichtiger, weil die Verbraucher ein zunehmendes Umweltbewusstsein entwickeln

2.4 Folgerungen für den Gesamtmarkt

Anmerkungen zur Repräsentativität der Lieferantenbefragung wurden bereits bei der Beschreibung der Methodik (Abschnitt 2.1.2) gemacht. In Kombination mit den Angaben der Anbieter sowie dreier Label zum Stromabsatz (Abschnitte 2.1.3. und 2.2.1), der Umfrage der Zeitschrift E&M [E&M 2012a] sowie dem aktuellen Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [BNetzA 2012] ergibt sich **das Bild eines wachsenden Marktes**, über den im Jahr 2011 mehr als 30 TWh Ökostrom abgesetzt wurden. Rund 80 % der Lieferanten gaben an, dass ihre Produkte über **Label** zertifiziert sind. Da diese Angaben in allen Größenklassen (bezogen auf den jährlichen Ökostrom-Absatz) ähnlich ausfallen, und einzelne große Anbieter, die nicht von der Befragung erreicht wurden, bekanntermaßen zertifiziert sind (vgl. Abschnitt 1.4.3), kann davon ausgegangen werden, dass diese Quote auch für das Gesamt-Marktvolumen mindestens erreicht wird.

Die **wesentlichen Akteure sind die Stromlieferanten**, die den Endkunden Ökostromtarife anbieten. Zur Gewährleistung wesentlicher Qualitätseigenschaften nutzen diese unterschiedliche Zertifizierer als Dienstleister, um entsprechende Label zu erhalten. Auch die vertraglichen Beziehungen zwischen Anlagenbetreibern und Ökostrom-Lieferanten gehen in der Regel auf die Initiative der Lieferanten zurück.

Die klarste Trennung des Gesamtmarktes ist beim **Lieferkonzept** zu erkennen: Ein Teil der Anbieter bietet nur solchen Ökostrom an, der auf einer direkten vertraglich gesicherten und geschlossenen **Lieferkette** bis zum Stromerzeuger beruht (sogenannte „physische Lieferung“), ein anderer Teil nutzt den Handel mit **Herkunftsnachweisen** auch ohne eine solche Lieferkette. Unter den befragten 136 Anbietern waren 63 (46 %), welche die Herkunftsnachweise zum Zeitpunkt der Umfrage entweder gar nicht (die Verpflichtung nach § 42 EnWG gilt erst seit Anfang 2013) oder nur gekoppelt mit einer direkten Strom-

lieferung nutzen. Dabei werfen die Befürworter der „physischen Lieferung“ den übrigen Anbietern das Umetikettieren von Strom (Greenwashing) vor. Offenbar ist es auch diese gedankliche Trennung zwischen dem Strom und seiner Eigenschaft, die für viele Kunden nicht nachvollziehbar ist. Von den hier betrachteten Zertifizierern lehnt nur einer (GSL) den HKN-Handel ohne physische Stromlieferung ab, wobei dieser nur knapp 1 TWh des 2011 gelieferten Ökostroms zertifiziert hat. Hinzu kommen allerdings etliche Anbieter mit anderen Labeln, die von sich aus auf die direkte Lieferbeziehung setzen, darunter auch umsatzstarke Anbieter wie Eprimo, Clean Energy Sourcing oder Greenpeace Energy. Inwiefern diese Aufteilung nach Handelskonzepten der tatsächlichen Sachlage entspricht, wird in den Kapiteln 3 bis 5 noch verdeutlicht.

Der größte Teil der Anbieter nutzte für seine Ökostromangebote **ausländische Herkunftsnachweise**, insbesondere aus Norwegen, Österreich und der Schweiz. Der größte Teil des inländischen erneuerbaren Stroms wurde (und wird weiterhin) nach dem EEG gefördert und dabei – entweder nach Zahlung einer Festvergütung an die Anlagenbetreiber oder über das Modell der Marktprämie – an der EEX vermarktet, so dass er für eine Direktvermarktung auf dem Ökostrommarkt nicht mehr in Betracht kam. Das Grünstromprivileg spielt nur eine Nischenrolle unter den Vermarktungskonzepten [ÜNB 2013a].

Schwerer zu überblicken sind die Aspekte der **Zusätzlichkeit**. Da die Umstellung der deutschen Energieversorgung über das EEG gesteuert wird, hängt diese nicht von den Tarifentscheidungen der Verbraucher ab. Um den Stromkunden trotzdem die Möglichkeit zu geben, mit der Wahl ihres Tarifmodells auch einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, achten die untersuchten Label darauf, einen zusätzlichen Umweltnutzen zu erzielen – in der Regel durch die Reinvestition von Gewinnen oder Aufpreisen in den Neubau von EE-Anlagen oder durch die Auswahl möglichst neuer Kraftwerke, was wiederum eine rasche Erneuerung des Kraftwerksparks begünstigt. Trotzdem gelingt in der Regel nicht der Nachweis, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien direkt auf die Wahl von Ökostromtarifen beim Kunden zurückzuführen ist. Neben dieser Zusätzlichkeit im engeren Sinne verstehen einige Label und Anbieter darunter auch weitere Formen des Umweltnutzens, so strengere Naturschutzauflagen für die EE-Kraftwerke oder Beiträge für andere Elemente der Energiewende wie z. B. Energieeffizienz oder Stromspeicherung. In Kapitel 3 wird auf diese Problematik noch eingegangen.

Ein auffälliges Ergebnis der Lieferantenbefragung ist die Tatsache, dass diese von ihren Kunden annehmen, es bestehe keine oder nur eine minimale **Bereitschaft zur Zahlung** von Aufpreisen. Die tatsächlich gezahlten geringen Preisunterschiede stützen diese Annahme. Damit kann bei den Endkunden der Eindruck entstehen, sie könnten den Wechsel zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien für sich persönlich ohne oder fast ohne Aufpreis vollziehen. Dass dies bei einer Verallgemeinerung auf die Gesellschaft („alle wechseln zum Ökostromtarif und dann ist die Energiewende geschafft“) nicht funktionieren kann, gerät dabei aus dem Blick.

3 ANALYSE DES AUßENHANDELS

In diesem Kapitel geht es darum, die Rolle des physischen Stromaußenhandels sowie die Rolle des internationalen Handels mit Herkunftsnachweisen miteinander in Beziehung zu setzen und dabei zu prüfen, inwieweit der Handel mit Herkunftsnachweisen dazu beiträgt, dass der Stromverbrauchsmix sich vom Stromerzeugungsmix unterscheidet.

Dazu wird zunächst die Außenhandelsbilanz mit Strom (physischer Austausch) und der darin enthaltene Anteil erneuerbarer Energien betrachtet, anschließend der Außenhandel mit Herkunftsnachweisen. Im dritten Schritt wird die Stromkennzeichnung beim Stromverbrauchsmix mit dem Stromerzeugungsmix ausgewählter europäischer Länder verglichen. Insbesondere soll geprüft werden, inwiefern der internationale Ökostromhandel Auswirkungen auf die Stromkennzeichnung in unterschiedlichen Ländern hat, welche Strom bzw. Herkunftsnachweise entweder überwiegend importieren oder exportieren. Daraus werden auch Schlussfolgerungen zu den Liefermodellen des Ökostromhandels gezogen.

3.1 Ziele und Begriffsbestimmungen

In Abschnitt 3.1.1 werden die Begriffe Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix klar abgegrenzt, da der Begriff „Strommix“ unterschiedlich genutzt wird. In Abschnitt 3.1.2 folgen Hinweise zur zeitlichen Differenzierung zwischen diesen Begriffen.

3.1.1 Differenzierung zwischen Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix

Der Begriff „Strommix“ wird genutzt, um eine vorhandene Strommenge nach ihrer Herkunft verschiedenen Primärenergieträgern zuzuordnen. Von besonderem Interesse im Zusammenhang dieser Studie ist dabei der Anteil erneuerbarer Energien. Der Strommix kann auf zwei verschiedene Arten bestimmt werden:

- entsprechend der **Erzeugung** elektrischer Energie (Stromerzeugungsmix)
- entsprechend der **Lieferungen** an Endverbraucher (Stromverbrauchsmix)

Aufgrund des internationalen Stromhandels können die Ergebnisse des Erzeugungsmixes und des Lieferantenmixes (Stromverbrauchsmix) erheblich voneinander abweichen.

Der **Stromerzeugungsmix** gibt für einen bestimmten Zeitraum die Anteile unterschiedlicher Primärenergieträger an der gesamten Stromerzeugung in einem bestimmten Gebiet an.

Der **Stromverbrauchsmix** (oder Lieferantenmix) gibt an, wie sich der an die Stromkunden gelieferte Strom zusammensetzt. Für die einzelnen Kunden wird der Stromverbrauchsmix in der Regel auf der Stromrechnung dargestellt (Stromkennzeichnung). Sofern er gebietsweise berechnet wird, bezieht er sich auf den gesamten Bruttostromverbrauch. Bei dem Bruttostromverbrauch handelt es sich um „die Summe der gesamten inländischen Stromerzeugung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zu-

züglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland.“
[BMU 2012a]

Daneben kann auch die Stromerzeugung eines Gebietes ins Verhältnis mit dem Bruttostromverbrauch des gleichen Gebietes gesetzt werden, woraus sich der Eigenversorgungsgrad bzw. der **Deckungsgrad** des Strombedarfs mit Strom bzw. – bei anteiliger Betrachtung – mit erneuerbarer Energie errechnet. Für Deutschland ist dies beispielsweise der Fall, wenn seitens der Bundesregierung oder der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen die in Deutschland erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien als Anteil am deutschen Stromverbrauch errechnet wird. So wird in der BMU-Broschüre „Erneuerbare Energien in Zahlen“ für 2011 ein EE-Anteil der Stromerzeugung von 20,5 % ausgewiesen [BMU 2012b]. Für diesen Deckungsgrad hat die Europäische Union für alle Mitgliedsländer Ziele definiert, die beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zukünftig erreicht werden sollen [EU 2009a].

Wesentliche Unterschiede zwischen Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix eines Landes ergeben sich insbesondere, wenn die inländische Stromerzeugung sich mengenmäßig stark vom inländischen Bruttostromverbrauch unterscheidet. In solchen Fällen kommt es darauf an, wie der Strommix für die importierten bzw. exportierten Mengen berechnet wird.

3.1.2 Zeitliche Differenzierung

Da sowohl Angebot als auch Nachfrage auf dem Strommarkt permanenten Schwankungen unterworfen sind, ändern sich auch Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix kontinuierlich. Die meisten Veröffentlichungen stützen sich bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromerzeugungsmix bzw. am Stromverbrauchsmix auf Jahreswerte, d. h. für alle Daten werden die Gesamtmengen eines Kalenderjahres ins Verhältnis gesetzt.

Monatliche Daten zum Stromerzeugungsmix sowie zum Stromhandel zwischen den europäischen Übertragungsnetzen liegen beispielsweise beim Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vor [entsoe 2012].

Für die Daten zum physischen Stromaustausch legt der gleiche Verband die Daten in stündlicher Auflösung vor [entsoe.net 2012]. Dabei wird erkennbar, dass der Stromaustausch zwischen zwei Staaten auch stundenweise die Richtung wechseln kann.

In Deutschland wird die Erzeugung von Strom aus Windenergie, aus Solarenergie und aus anderen Energieträgern auf der EEX-Transparenzplattform viertelstundenscharf veröffentlicht [EEX 2012]. Gerade in den letzten Jahren hat die Stromerzeugung aus Solarenergie stark zugenommen, so dass der Anteil der fluktuierenden Energieträger Wind- und Solarenergie an der inländischen Stromerzeugung innerhalb eines Tages erheblichen Schwankungen unterliegt und stundenweise auch über 50 % liegen kann, während er in windstillen Nachtstunden bis annähernd auf Null absinkt. Als erneuerbare Energien kommen in beiden Fällen die auf der Transparenzplattform nicht separat ausgewiesenen übrigen erneuerbaren Energieträger noch hinzu (Biomasse, Wasserkraft etc.).

3.2 Austauschsalen der physischen Stromlieferung

Die Austauschsalen der physischen Stromlieferungen wurden mit Hilfe der Daten des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ermittelt, welche unter www.entsoe.eu bzw. www.entsoe.net abrufbar sind. Die ENTSO-E ist ein Zusammenschluss von 41 Übertragungsnetzbetreibern aus 34 europäischen Staaten [entsoe 2012].

3.2.1 Jahreswerte für Europa

In Abbildung 12 sind die physischen Stromflussmengen zwischen den ENTSO-E Mitgliedern, aber auch zwischen den angrenzenden Nichtmitgliedstaaten für das Jahr 2011 grafisch dargestellt. Bei den Angaben handelt es sich um konsolidierte Werte, welche aufgrund nachträglicher Anpassungen von den physischen Energieflüssen in der ENTSO-E-Datenbank abweichen können. Im Jahr 2011 umfasste der gesamte physische Energiefluss zwischen den ENTSO-E-Mitgliedern 370.786 GWh und unter Berücksichtigung der Stromflussmengen mit den Anrainerstaaten 411.934 GWh [entsoe 2011].

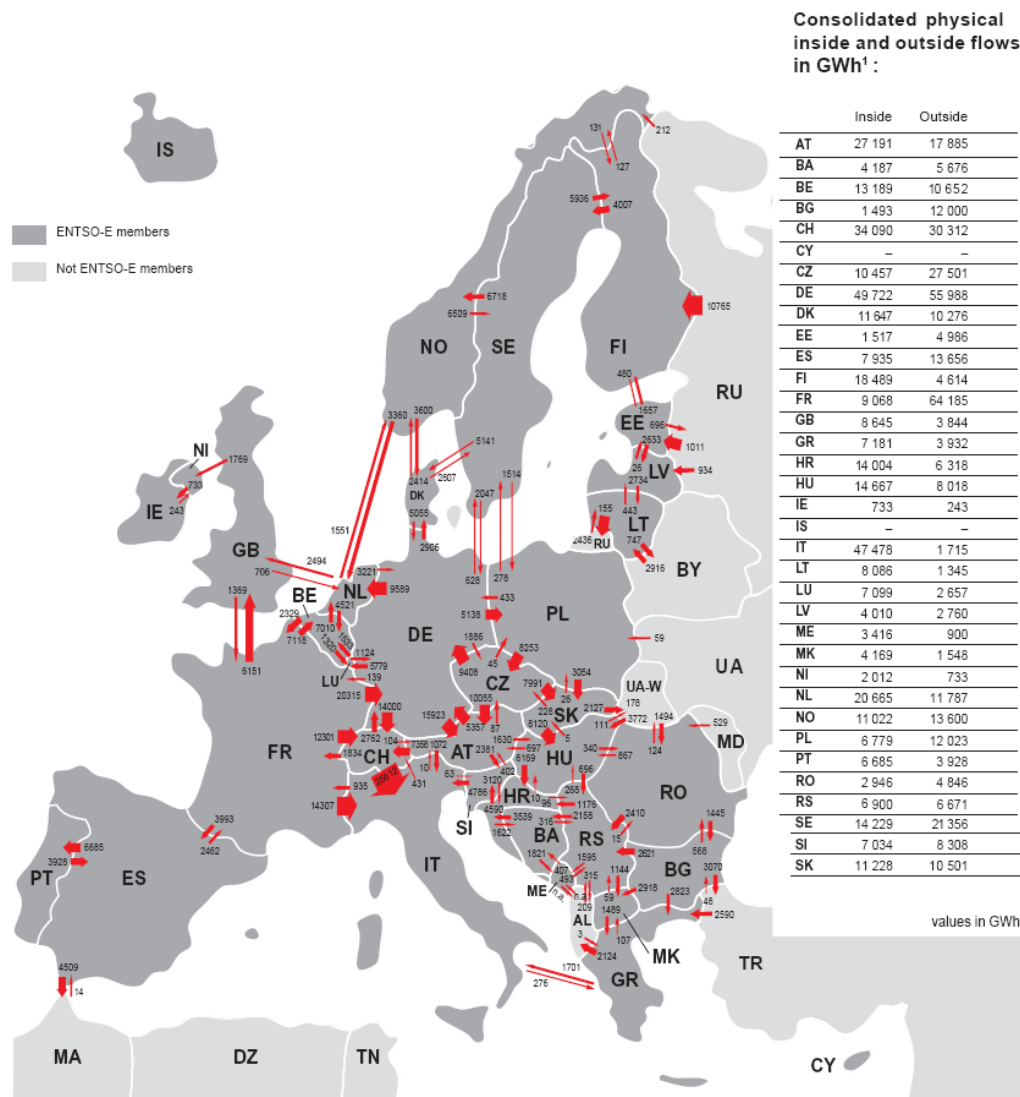


Abbildung 12 Physischer Stromfluss in Europa im Jahr 2011

Quelle: [entsoe 2011]

Im Jahr 2011 flossen 49.722 GWh an elektrischer Energie nach Deutschland; 55.988 GWh wurden von Deutschland in die Nachbarländer abgegeben. Damit weist die Bilanz 2011 einen Exportüberschuss von 6.266 GWh auf. Fast 41 % (20.315 GWh) der deutschen Stromeinfuhren kamen aus Frankreich. Bezogen auf die physikalischen Stromflüsse bleibt Frankreich größter Stromexporteur nach Deutschland. Allerdings beinhaltet ein großer Teil dieser Stromflüsse Transite in andere Länder. Nach Frankreich folgen Tschechien mit ca. 19 % (9.408 GWh), Österreich mit ca. 11 % (5.357 GWh) und Dänemark mit ca. 10 % (5.055 GWh) der Stromeinfuhren. Exportiert hat Deutschland 2011 ca. 28 % (15.923 GWh) nach Österreich und ca. 25 % (14.000 GWh) in die Schweiz. An dritter und vierter Stelle folgen die Niederlande mit ca. 17 % (9.589 GWh) und Luxemburg mit ca. 10 % (5.779 GWh). In Italien waren 2011 ca. 97 % der grenzüberschreitenden Stromflüsse Importe. Damit war Italien 2011 mit Abstand der größte Stromimporteur.

3.2.2 Betrachtung der Monatsalden

In Abbildung 13 sind die monatlichen Salden von Stromimport und -export für Deutschland dargestellt. Die Grundlage der Darstellung bilden die vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) unter www.entsoe.eu veröffentlichten Daten [entsoe 2012].

Um den **Anteil erneuerbarer Energien am grenzüberschreitenden Stromhandel** zu bestimmen, wurden zunächst die monatlichen Stromimportmengen nach Deutschland über die Datenbank der ENTSO-E ermittelt. Im Anschluss daran wurde der relative EE-Anteil an der Stromerzeugung des jeweiligen Herkunftslandes in monatlicher Auflösung bestimmt. Dieser ergibt sich aus dem Quotienten der regenerativen Stromerzeugungsmenge und der Gesamtstromproduktion. Durch Multiplikation der Stromimportmengen mit dem jeweiligen relativen EE-Anteil an der Stromerzeugung ergibt sich der absolute EE-Anteil an der Stromimportmenge für jedes Herkunftsland. Aus der Summe der absoluten EE-Anteile an der Stromimportmenge und der gesamten Stromimportmenge ergibt sich der gewichtete EE-Anteil an der Stromimportmenge. Dieser führt über die Multiplikation mit dem monatlichen Stromimportsaldo zur absoluten EE-Menge als Teil der monatlichen Stromimportsalden. Unterstellt wird bei dieser Berechnung, dass der **Stromerzeugungsmix eines Landes** für einen bestimmten Zeitraum auch für den im gleichen Zeitraum **exportierten Strom** gilt.

Abbildung 13 zeigt, dass Deutschland in den letzten Jahren mehr Strom exportiert als importiert hat. Weiterhin fällt auf, dass vor allem in den Sommermonaten Strom aus dem Ausland importiert wurde, während in den Wintermonaten, also genau dann, wenn der Strombedarf am größten ist, Exportüberschüsse zu verzeichnen sind. Die Ursache für diese Bilanzen liegt in den **Mechanismen der Strompreisbildung**, die jeweils von Angebot und Nachfrage abhängen. So ist es im Winter, wenn die Nachfrage der Nachbarländer noch stärker als die in Deutschland ansteigt (z. B. durch elektrische Heizungen in Frankreich) preislich günstiger, Strom aus Deutschland in Nachbarländer mit hoher Nachfrage und hohen Preisen zu liefern, als in diesen Ländern zusätzlich Reservekraftwerke in Betrieb zu nehmen.

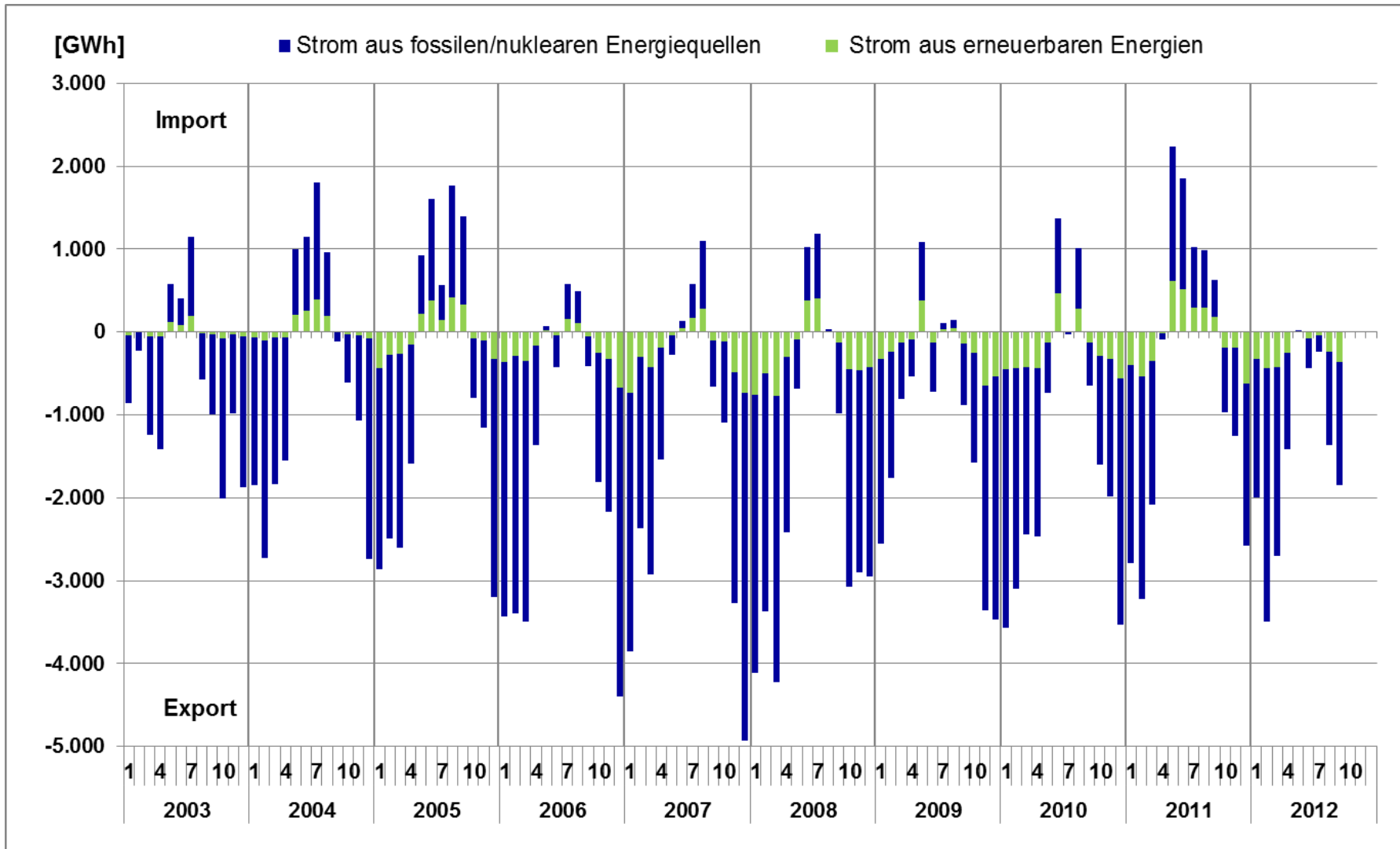


Abbildung 13 Saldo aus physischem Stromimport und -export in Deutschland

Daten: [entsoe 2012], Darstellung: IE Leipzig

Bei der Darstellung der Salden der physischen Stromflüsse (Import und Export) wurde kein Strom-Transit berücksichtigt, da dieser bei der Saldierung rechnerisch neutralisiert wird und auch physikalisch keine klare Zuordnung zwischen den Stromlieferungen über unterschiedliche Grenzstellen möglich ist.

Zur **Berechnung des EE-Anteils** an der Stromerzeugungsmenge wurden die monatlich ausgewiesenen Stromerzeugungsmengen aus Wasserkraft und anderen regenerativen Energiequellen für jedes Land berücksichtigt, d. h. dem Stromexport eines Landes wurde der gleiche EE-Anteil zugeordnet wie der Gesamtstromerzeugung dieses Landes im betreffenden Monat. Eine Ausnahme stellt zeitweise Schweden dar, hier standen für den Zeitraum von 2003 bis 2009 keine monatlichen entsoe.eu-Daten für die Stromerzeugung zur Verfügung. Hilfsweise wurden für Schweden die Fehlzeiten durch Prozentwerte der EuroStat-Datenbank ersetzt [EuroStat 2012], welche dort aber nur Ganzjahreswerte darstellen, d. h. die monatscharfe Differenzierung fehlt dadurch teilweise.

In Tabelle 32 sind die im- und exportierten Strommengen, die Salden und der EE-Anteil der Exportüberschüsse zusammengefasst.

Tabelle 32 *Stromimport- und Stromexportsaldo und Anteil der erneuerbaren Energien am Exportüberschuss*

Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Import [GWh]	45.666	43.907	53.462	46.140	44.270	40.245	40.564	42.171	49.722
Export [GWh]	53.714	51.519	61.923	65.912	63.385	62.695	54.906	59.878	55.988
Export-überschuss [GWh]	8.048	7.612	8.461	19.772	19.115	22.450	14.342	17.707	6.266
EE-Anteil am Export-überschuss [%]	3	4	11	12	14	15	16	17	18

Datenquelle: [entsoe 2012]

Die Datenauswertung zeigt, dass der rechnerische Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Stromexport von ca. 3 % im Jahr 2003 auf ca. 18 % im Jahr 2011 angestiegen ist. Dieser Anstieg lässt sich durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten der vergangenen Jahre begründen. Eine Abweichung vom deutschen Erzeugungsmix desselben Jahres erklärt sich dadurch, dass sich die Stromexporte auf bestimmte Monate konzentrieren, in denen der EE-Anteil meist vom Jahresmittelwert deutlich abweicht (Beispiel 2011: Stromexport vorwiegend im Winter, Überschuss an Solarenergie im Sommer, daher geringerer EE-Anteil beim Export).

3.3 Außenhandel mit Herkunftsnachweisen

Da der deutsche Ökostrommarkt nicht auf den schwankenden EE-Anteilen der in Teilkapitel 3.2 analysierten physische Stromflüsse, sondern in erster Linie auf dem Handel mit Herkunftsnachweisen (HKN) beruht, wird der Außenhandel auf dieser Ebene nachfolgend gesondert dargestellt. Im Weiteren wird der Begriff „Zertifikate“ synonym zu HKN verwendet und schließt auch Nachweise ein, die nicht der EU-Richtlinie 2009/28/EG entsprechen.

3.3.1 Association of Issuing Bodies (AIB)

Die AIB ist ein Zusammenschluss von mehreren unabhängigen „Issuing Bodies“ (IB), sog. zuständigen Stellen, welche Zertifikate ausstellen, übertragen und entwerten. Es handelt sich um einen eingetragenen Verein unter belgischem Recht. Die meisten der nationalen Issuing Bodies sind Übertragungsnetzbetreiber, Regulierungsbehörden oder andere staatliche Organe. In Deutschland überwachte bis Ende 2012 das Öko-Institut Freiburg e.V. die Regeln des European Energy Certificate System (EECS). Seit dem 1. Januar 2013 wurde die Funktion des Issuing Body gemäß der gesetzlichen Implementierung der Richtlinien-Vorgaben durch § 55 EEG vom Umweltbundesamt (UBA) übernommen, eine Mitgliedschaft bei der AIB besteht für das UBA nicht. Auf Grundlage des AIB-Jahresberichtes 2011 sollen die Vorgänge des Zertifikatehandels 2011 näher betrachtet werden [AIB 2011].

In Abbildung 14 sind die Zertifikatsvorgänge von 2008 bis 2011 vergleichend gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, dass 2011 erstmalig die Zahl der entwerteten und abgelauenen EECS-Zertifikate höher war als die Anzahl der ausgestellten Zertifikate. Die Anzahl entwerteter und verfallener Zertifikate lag etwa 44 % über der Anzahl der ausgestellten Zertifikate. Es zeigt sich, dass im Jahr 2011 vermehrt Zertifikatsbestände aufgebraucht worden sind. Ursache dafür waren die neuen Anforderungen der Richtlinie 2009/28/EG, welche ein „Verfallsdatum“ für HKN einführt. Die Richtlinie bestimmt, dass HKN binnen 12 Monaten nach Erzeugung verwendet werden müssen (Art. 15 Abs. 3).

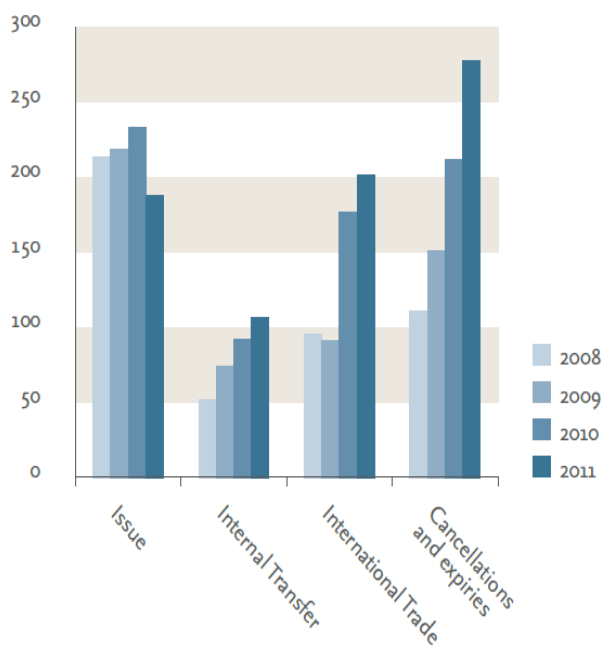


Abbildung 14 Zertifikatsvorgänge von 2008 bis 2011 in TWh

Quelle: [AIB 2011]

Abbildung 15 zeigt, dass im Jahr 2011 die meisten ausgestellten EECS-Zertifikate von Wasserkraftanlagen (87,1 %) stammen, es folgen Windkraft (7,0 %), Biomasse (4,9 %), Geothermie (0,8 %) und Solarenergie (0,1 %).

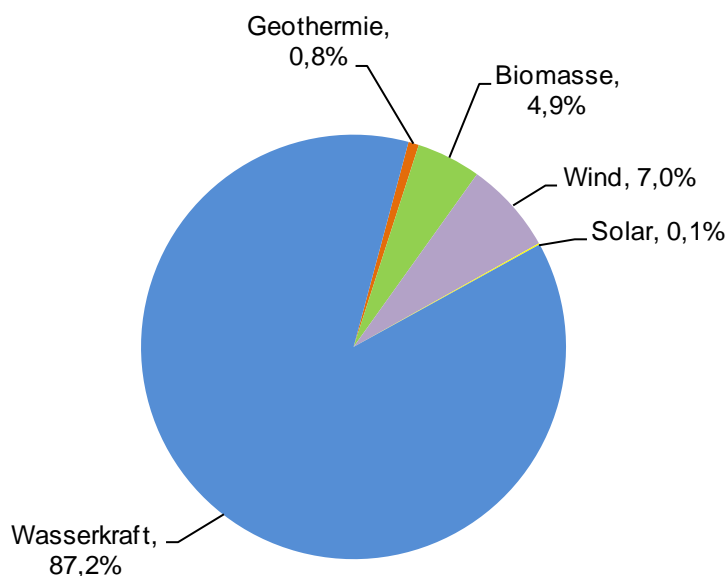


Abbildung 15 Ausgestellte EECS-Zertifikate nach Technologie (2011)

Quelle: [AIB 2011], Darstellung: IE Leipzig

Wenn HKN nach EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Stromkennzeichnung verwendet werden (vgl. Kap. 1.1.4), müssen sie entsprechend entwertet werden. In Abbildung 16 sind die entwerteten EECS-Zertifikate getrennt nach Energieträgern aufgeschlüsselt. Die Grafik veranschaulicht, dass 2011 über drei Viertel der eingesetzten Zertifikate aus Wasserkraft (77,3 %) stammten. Danach fanden HKN aus Kernenergie (13,6 %) Verwendung, gefolgt von Wind (4,8 %), Biomasse (3,7 %) und Geothermie (0,6 %).

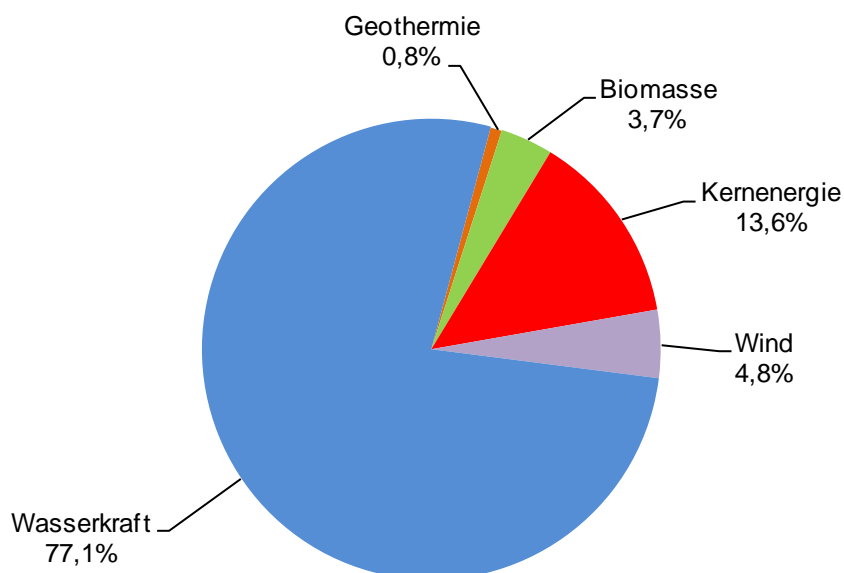


Abbildung 16 Entwertete EECS-Zertifikate nach Energieträgern (2011)

Quelle: [AIB 2011], Darstellung: IE Leipzig

Darüber hinaus kann konstatiert werden, dass drei Viertel der 2011 gehandelten Zertifikate in Norwegen (61,2 %), Schweden (7,3 %) und Italien (7,4 %) ausgestellt wurden (Abbildung 17). Weitere 14,6 % stammten aus Finnland (5,1 %), aus den Niederlanden (5,0 %) und Österreich (4,5 %). In Deutschland wurden 2011 keine EECS-Zertifikate ausgestellt.

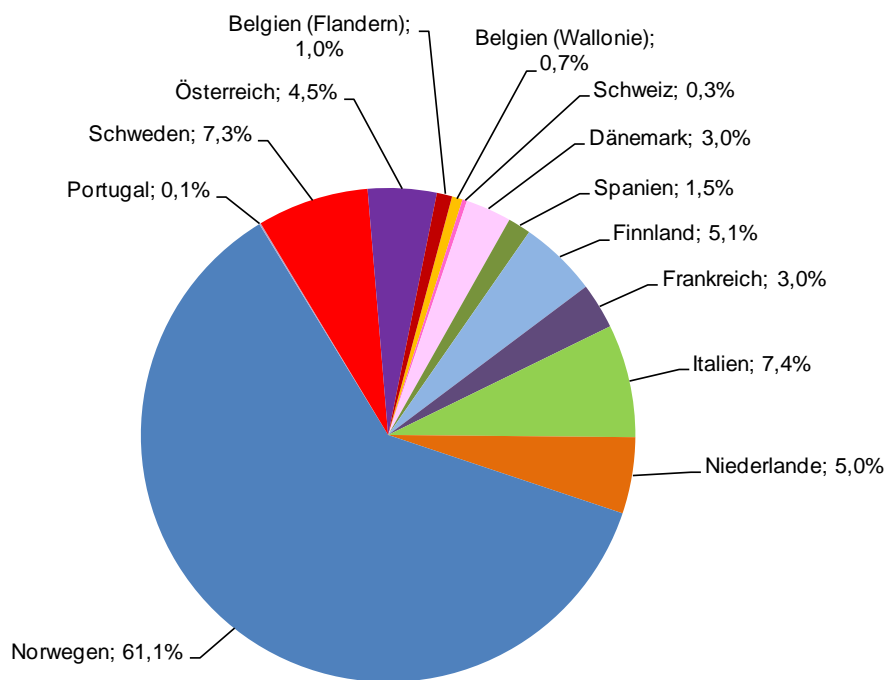


Abbildung 17 Ausgestellte EECS-Zertifikate für alle Energieträger nach Ländern (2011)

Quelle: [AIB 2011], Darstellung: IE Leipzig

Aus Abbildung 18 geht hervor, dass Schweden mit über 32 % die meisten HKN eingesetzt hat. Dieser Prozentwert beinhaltet auch mehr als 20 Millionen Zertifikate aus Kernenergie, die 2011 nur in Schweden ausgestellt wurden. Belgien (12,8 %), Norwegen (12,8 %), die Niederlande (12,1 %), Deutschland (10,7 %) und Italien (6,7 %) haben gemeinsam mehr als 55 % der gesamten Zertifikate eingesetzt.

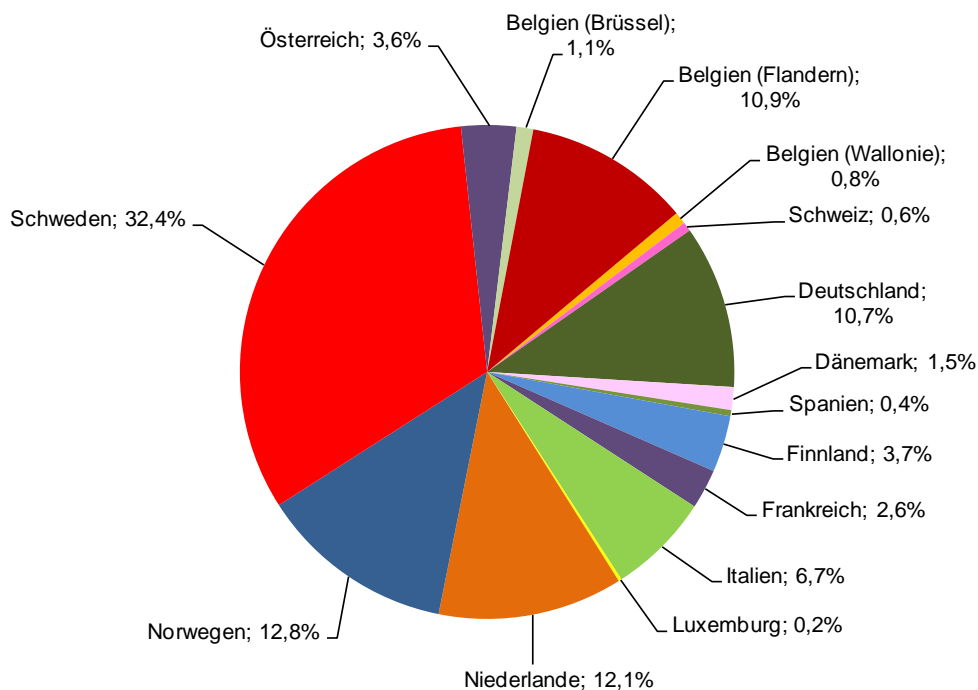


Abbildung 18 Entwertete EECs-Zertifikate für alle Energieträger nach Ländern (2011)

Quelle: [AIB 2011], Darstellung: IE Leipzig

Abbildung 19 zeigt die von den Ländern ausgestellten HKN bezogen auf die Strommenge. Von 2005 bis 2010 wurden stetig mehr HKN ausgestellt. In Norwegen wurden – jeweils bezogen auf die Strommengen – die meisten HKN ausgestellt. Im Jahr 2011 sank die Zahl der zertifizierten Strommenge wieder ab, was vor allem an der deutlich gesunkenen Menge der HKN aus Schweden lag – möglicherweise wurde dort zunächst ein Überschuss aus den Vorjahren abgebaut. Des Weiteren ergibt sich aus dem Report der AIB, dass kontinuierlich mehr HKN eingesetzt werden. Wie aus Abbildung 19 hervorgeht, wurden insbesondere in Schweden signifikant steigende Mengen HKN zur Stromkennzeichnung eingesetzt, wobei ein Großteil dieser HKN aus nuklearen Energieträgern stammt. Die hohe Menge an entwerteten HKN liegt daran, dass als Reaktion auf die Anforderungen der EU Richtlinie 2009/28/EG vorhandene HKN-Bestände aufgebraucht wurden – trotzdem ist ein Teil der vorhandenen HKN 2011 ungenutzt verfallen, insbesondere aus HKN aus Kernenergie [CMO.grexel 2012].

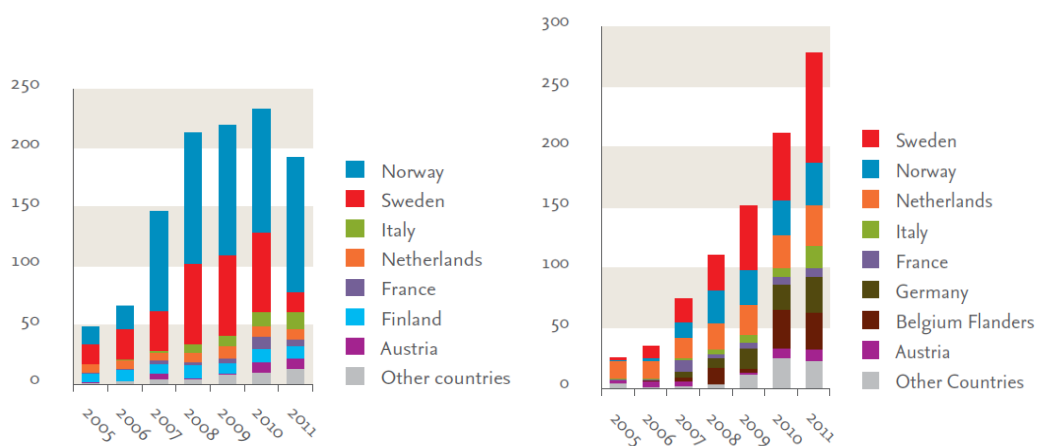


Abbildung 19 Ausgestellte (links) und entwertete (rechts) EECS-Zertifikate in TWh
 Quelle: [AIB 2011]

In Abbildung 20 sind die Volumina der exportierten und importierten EECS-Zertifikate abgebildet. Die Grafik veranschaulicht, dass bis 2011 vor allem die skandinavischen Länder HKN exportiert haben. Dabei hat sich das Exportvolumen von unter 20 TWh im Jahr 2005 auf rund 180 TWh im Jahr 2011 mehr als verneunfacht. Im gleichen Umfang wie die Exportmengen nahmen auch die Importmengen zu. Zu den größten Importeuren von HKN zählten 2011 Deutschland, Finnland und Belgien.

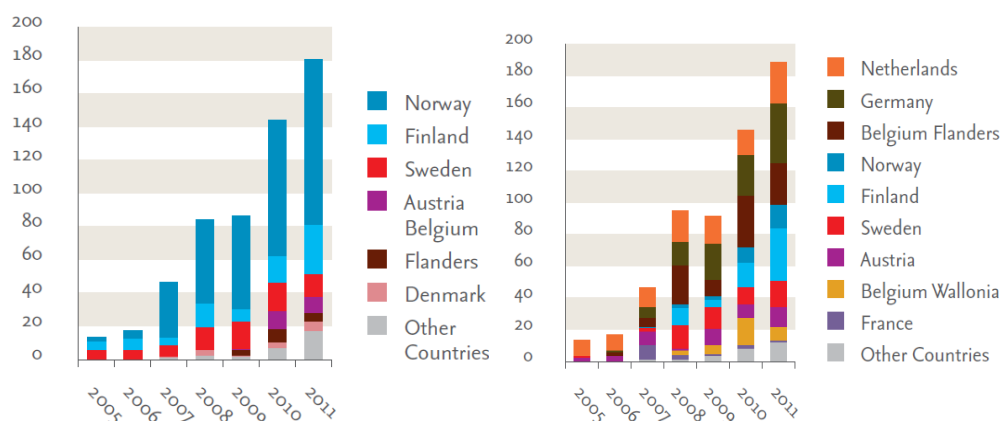


Abbildung 20 Exportierte (links) und importierte (rechts) EECS-Zertifikate in TWh
 Quelle: [AIB 2011]

3.3.2 Herkunftsnachweise in Deutschland

Bis Ende 2012 wurden in Deutschland keine Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien ausgestellt, da es keine rechtliche Notwendigkeit dafür gab. Ausgestellt wurden in Deutschland bis dahin nur andere HKN, z. B. für Erdgaskraftwerke. Erst mit dem in 2011 novellierten Energiewirtschaftsgesetz [EnWG 2005] wurde die Nutzung von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Energien mit der Betriebsaufnahme des Herkunftsnachweis-

registers am Umweltbundesamt 2013 verpflichtend. Dennoch gab es auch bisher eine starke Nutzung von HKN zur Ausweisung von Ökostromprodukten. In Abbildung 21 sind die jährlich importierten und exportierten EECS-Zertifikate von und nach Deutschland bis einschließlich Dezember 2012 dargestellt. Bei den exportierten EECS-Zertifikaten handelt es sich um solche aus Erdgas oder aus zuvor importierten Zertifikaten aus regenerativen Energieträgern. Die Darstellung der Salden erfolgt länderspezifisch. Datengrundlage bildet dabei die EECS-Registerdatenbank CMO.grexel mit dem Öko-Institut als für Deutschland verantwortlicher Ausgabestelle (Issuing Body) [CMO.grexel 2012]. Bei der Auswertung der Daten ist anzumerken, dass einige Werte auf der Transparenzplattform CMO.grexel nicht zur Verfügung standen. Dazu gehören die importierten HKN für Januar und Februar 2010. Auf der Exportseite waren für folgende Zeiträume keine Daten verfügbar: Januar 2010, Oktober 2010, November 2010 sowie April 2011 und August 2011.

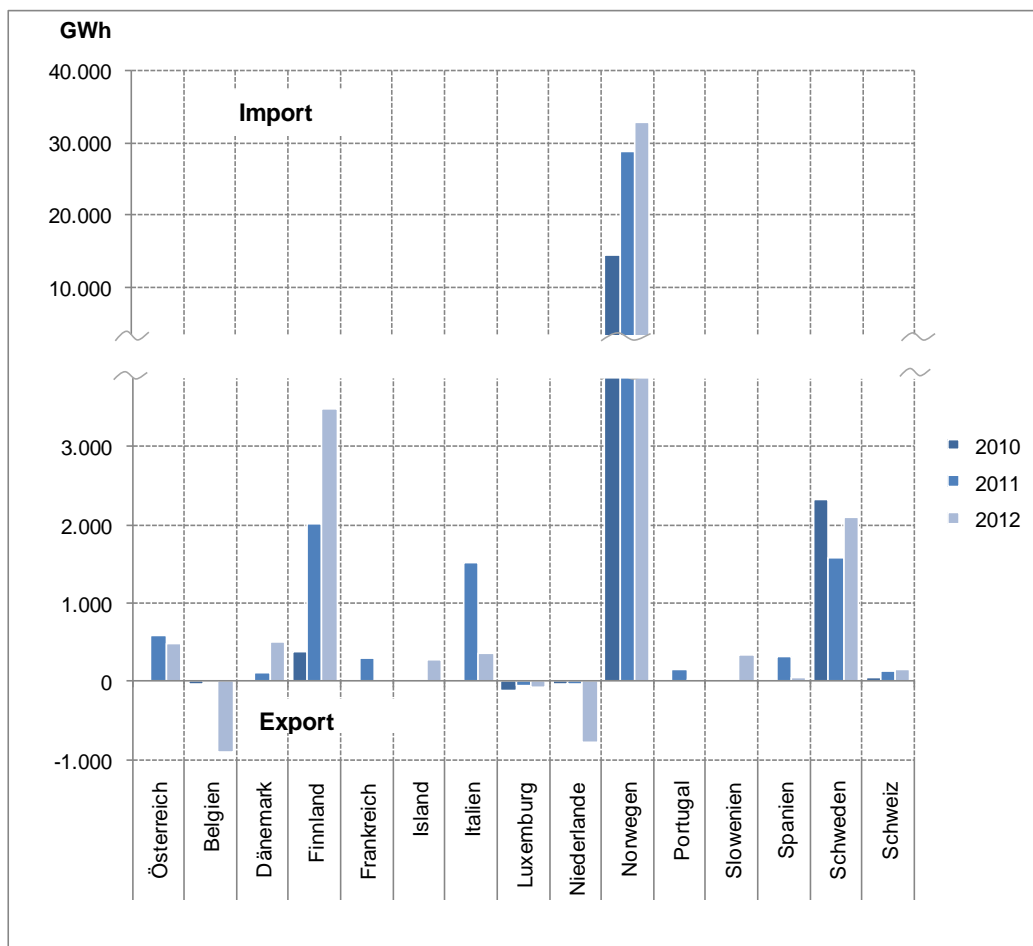


Abbildung 21 Saldo aus Import und Export von EECS-Zertifikaten von und nach Deutschland

Datenquelle: [CMO.grexel 2012], Darstellung: IE Leipzig

Abbildung 21 zeigt, dass die Nachfrage nach EE-Strom in Deutschland zu großen Importen von Zertifikaten vor allem aus den skandinavischen Ländern geführt hat. Allein im

Rahmen des EECS wurden im Jahr 2010 ca. 34,83 TWh, im Jahr 2011 ca. 37,50 TWh und im Jahr 2012 ca. 46,31 TWh HKN nach Deutschland importiert [CMO.grexel 2012]. Der größte Anteil der Zertifikate stammt mit 50 % im Jahr 2010 und jeweils 78 % in den Jahren 2011 und 2012 aus Norwegen.

Darüber hinaus wurden im Jahr 2010 ca. 2,66 TWh HKN von Deutschland **exportiert**, im Jahr 2011 ca. 2,21 TWh und im Jahr 2012 ca. 4,77 TWh. Da in Deutschland bis zum Jahr 2012 keine HKN ausgestellt wurden, handelt es sich um Weiterverkäufe bzw. Rückflüsse ungenutzter HKN oder um HKN für die Stromerzeugung aus Erdgas. 2010 wurden 86 % und damit der überwiegende Anteil der HKN nach Norwegen exportiert. Die exportierten HKN tauchen im Saldo in Abbildung 21 nicht auf, da die Importmenge aus Norwegen größer ausfiel. Im Jahr 2011 wurden die meisten HKN nach Finnland (38 %), Norwegen (33 %) und Schweden (25 %) ausgeführt. 2012 wurden mit 26 % der größte Anteil an HKN nach Belgien verkauft (Summe aus Flandern und Wallonie), es folgt Finnland (22 %) vor den Niederlanden (17 %), Österreich (13 %), Norwegen (9 %) und Schweden (8 %).

Die **2010 importierten HKN** stammten zu 98,7 % aus Wasserkraftanlagen. Der Rest kommt aus Windenergie- (1,1 %) und Biomasseanlagen (0,2 %). **Exportiert wurden 2010** HKN, die zu 99,2 % aus Wasserkraftanlagen stammen. Weitere 0,2 % kamen aus Windenergie- und 0,6 % aus Biomasseanlagen. Die nach Deutschland **2011 importierten HKN** stammen zu 99,0 % aus Wasserkraftanlagen. Weitere 0,8 % bzw. 0,2 % kommen aus Windenergie- bzw. Biomasseanlagen. Ein marginaler Anteil stammt aus Deponie- und Klärgas. **Exportiert wurden 2011** HKN aus Wasserkraft (96,3 %), Biomasse (1,5 %), Windenergie (1,5 %) und Deponie- und Klärgas (0,7 %). 98,3 % der gehandelten HKN, die im Jahr **2012 importiert** wurden, stammen aus Wasserkraftanlagen. Weitere 1,2 % sind dem Energieträger Windenergie zuzuordnen. Mit 0,4 % haben die HKN auf Basis von Biomasse einen verhältnismäßig geringen Importanteil. Des Weiteren wurden HKN mit den Energieträgern Deponie- und Klärgas und erneuerbares Gas importiert. Die **Exporte 2012** bestehen vor allem aus HKN aus Wasserkraft (86,6 %). 9,6 % stammt aus Erdgas, einem Nicht-Erneuerbaren-HKN. Die übrigen exportierten HKN basieren auf den Energieträgern Biomasse (2,7 %), erneuerbares Gas ohne nähere Zuordnung (0,6 %), Windenergie (0,4 %) und Deponie- und Klärgas (0,1 %).

Eine gleichzeitige Zuordnung der HKN auf Länder und Energieträger ist in der Datenbank CMO.grexel leider technisch nicht möglich.

Insgesamt zeigt sich bei dieser Betrachtung eine klare **Dominanz des Imports aus skandinavischen Ländern, besonders Norwegen, nach Deutschland**, wobei fast alle importierten HKN aus Wasserkraft stammten.

Da die **Entwertung** der HKN bis zu 12 Monate nach der zugehörigen Stromerzeugung erfolgen kann, muss zusätzlich zur Bilanz der Importe und Exporte die Zahl der Entwertungen in Deutschland betrachtet werden, da diese zeitgleich mit der Verwendung erfolgen. Auf dieser Basis lässt sich auch abzuschätzen, welcher Anteil des Ökostrommarktes bereits in den Jahren 2010 bis 2012 auf dem HKN-Handel beruhte. Dabei ist eine Zuordnung auf Energieträger möglich, nicht aber auf Herkunftsländer. Wie aus Tabelle 33 hervorgeht, sind die Entwertungen von RECS- und EECS-Zertifikaten von 2010 bis 2012 stark angestiegen, wobei durchgängig über 98 % auf HKN aus Wasserkraft entfielen.

Tabelle 33 Entwertungen von HKN (RECS/EECS) in Deutschland 2010 bis 2012

Jahr	Einheit	2010	2011	2012
Wasserkraft	[GWh]	17.483,1	29.519,9	42.505,4
Windenergie	[GWh]	199,7	281,0	518,8
EE-Gas (z. B. Klärgas)	[GWh]	-	-	0,1
Feste bzw. biogene erneuerbare Energiequellen, Industrie- und Gewerbeabfälle	[GWh]	75,0	-	-
Summe	[GWh]	17.757,8	29.799,9	43.024,3

Datenquelle: [CMO.grexel 2012]

3.3.3 Möglichkeiten zur Börsenvermarktung von Ökostrom

In diesem Abschnitt wird die heutige und mögliche zukünftige Rolle der Börse im deutschen Ökostromhandel analysiert. Zunächst wird auf die aktuelle Situation eingegangen, bei dem die deutsche Strombörse lediglich eine Rolle bei der Graustrombeschaffung spielt. Anschließend werden zwei unterschiedliche Handelskonzepte für Ökostrom an der Börse aufgezeigt: Am Beispiel der österreichischen Strombörse EXAA wird illustriert, wie das Konzept eines gekoppelten Handels eines Stromprodukts aus EE und HKN umgesetzt werden kann. Schließlich wird das geplante Handelskonzept der deutsch/französischen Strombörsen EEX und EPEX vorgestellt, das einen ungekoppelten Handel von HKN vorsieht.

3.3.3.1 Rolle der Börse im Status quo des Ökostromhandels in Deutschland

In der derzeitigen Ausgestaltung des Ökostrommarktes in Deutschland erfüllt die Strombörse zwei Funktionen:

- Für Lieferanten bzw. Labelanbieter, die den Handel mit HKN akzeptieren (siehe Auflistung der Labels in Abschnitt 1.1.4), ist die Börse ein normales Mittel der Beschaffung von Graustrom.
- Bei Verträgen mit vereinbarter physischer Lieferung von Ökostrom müssen Reststrommengen zum Ausgleich an der Börse beschafft werden.

Die Rolle der Börse im Ökostromhandel war bereits in der Vergangenheit umstritten, wie im nachstehenden Abschnitt anhand der „LichtBlick-Debatte“ geschildert wird.

Mit Bezug auf die Funktion der Börse zum Bezug von Reststrommengen, ist im Jahr 2008 der Ökostromanbieter LichtBlick SE durch Handelsaktivitäten an der EEX in die öffentliche Kritik geraten. Als ausgewiesener Ökostromanbieter mit 100% Ökostromlieferung hat LichtBlick neben den bestehenden physischen Lieferverträgen mit Kraftwerken auf regenerativer Basis einen geringen Anteil des Strommixes an der EEX erworben. Damit wurden seine Kunden teilweise mit Strom unbekannter Herkunft beliefert. Nach einem Artikel in der Zeitschrift „Spiegel“ geriet das Unternehmen unter Rechtfertigungsdruck.

LichtBlick räumte dabei ein und weist nun öffentlich aus, dass ein geringer Anteil des Strommixes (2,96%) zur Vermeidung von Ausgleichsenergie an der Börse beschafft wird.

Dies wird vom Zertifizierer TÜV Nord bestätigt und genehmigt [TÜV Nord 2012b]. Lichtblick verfügt außerdem über das Gütesiegel ok-Power-Label, welches von Energievision e.V. vergeben wird. Im Rahmen der ausgelösten Debatte führt Energievision e.V. an, dass die Gleichzeitigkeit der Ökostrombeschaffung und -nachfrage der Kunden lediglich eine virtuelle Unabhängigkeit des Graustroms sei und in der Praxis durch graue Regelenergie des Netzbetreibers nicht zu realisieren sei [EV 2008].

Mit diesem Vorfall wurde die Glaubwürdigkeit der Ökostromanbieter angezweifelt und der Vorwurf des Greenwashing verstärkt. Es wurde damit auch die Erwartung der Ökostromkunden deutlich, dass die physische Lieferung von Ökostrom auf einer reinen Handelsbeziehung mit einem Ökostrom-Erzeuger beruht.

Es kann festgehalten werden, dass die Strombörsen im Status quo in Deutschland für die Ökostrombeschaffung keine Rolle spielen. Ihre Funktion beschränkt sich auf den Graustrommarkt. Aufgrund der Vorfälle der Vergangenheit kann bei den Marktteilnehmern ein börslicher Handel von Ökostrom negative Assoziationen mit der Graustrombeschaffung hervorrufen.

3.3.3.2 Handelskonzept der EXAA

Der Handel mit Ökostrom an der österreichischen Börse EXAA ist am 11. Dezember 2012 angelaufen. Es wird das Konzept einer gekoppelten „physischen“ Lieferung von Strom aus EE und HKN verfolgt. Für die Teilnahme am Handel müssen im Wesentlichen die folgenden Anforderungen erfüllt werden [EXAA 2012a]:

- Gleichzeitigkeit von Nachfrage und Erzeugung:
 - Es werden Stundenprodukte gehandelt, so dass für ein gegebenes Lastprofil der Nachfrage Ökostrom beschafft werden kann, was dieses Profil abdeckt.
 - Die Erzeuger müssen über eine Lastprofilmessung verfügen, bei welcher eine monatliche Meldung der tatsächlichen Erzeugungsmengen garantiert werden kann.
 - Die Überprüfung der Gleichzeitigkeit durch EXAA bzw. durch TÜV Süd muss gewährleistet werden oder es muss eine Zertifizierung des TÜV Süd für die Labelstufe „Erzeugung EE+“ (Sicherung von Arbeits- und Leistungszusagen) [TÜV Süd 2011] vorgelegt werden.
 - Durch die ausschließliche Berücksichtigung von EE+-Kraftwerkserzeugungen (Gleichzeitigkeit) werden auch die Standards des TÜV Süd-Produktes EE02 erfüllt (siehe detaillierte Produktbeschreibung in Abschnitt 1.1.5).
 - Die Übertragung der HKN erfolgt mittels Überweisung durch den Verkäufer auf das EXAA-Konto in der HKN Datenbank der E-Control (EXAA hat hierhin eine Verknüpfung hergestellt). Der Verkäufer muss sicherstellen, dass sich die HKN spätestens zum Monatsletzten des Folgemonats nach physikalischer Erfüllung bei der EXAA befinden.
- Anforderungen an Erzeugungsanlagen:
 - Zulässige Erzeugungstypen sind Groß- und Kleinwasserkraftanlagen sowie Windkraftanlagen.

- Das Baujahr der Anlage ist für das Ökostromsegment der EXAA nicht relevant, die Mindestangebotsmenge beträgt 0,1 MWh und die minimalen Preisschritte sind 1ct pro MWh.
- Anerkennung von HKN, die in Österreich zum Labelling zugelassen sind:
 - Es werden HKN akzeptiert, für die die Gleichzeitigkeit der Erzeugung lückenlos nachgewiesen werden kann.
 - Bedingungen der Stromnachweisdatenbank (E-Control): Anspruch auf HKN haben Betreiber von Anlagen, die erneuerbare Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas) einsetzen [E-Control 2013c]. Der Handel der EXAA ist jedoch ohnehin auf Strom aus Wind- und Wasserkraftanlagen beschränkt.
 - Allgemein legt Artikel 15 der EU-Richtlinie 2009/28/EG [EU 2009a] die gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen zwischen EU-Mitgliedstaaten fest. Aufgrund der Gefahr von Doppelvermarktungen wurden jedoch bisher HKN aus Deutschland in Österreich nach Aussage der EXAA nicht zugelassen (vgl. auch [EXAA 2012b]). Mit Inkrafttreten des deutschen HKN-Registers und damit der Umsetzung der Bestimmungen des Art. 15 EU-RL 2009/28/EG besteht allerdings die Möglichkeit, dass deutsche HKN in Zukunft in Österreich anerkannt und demzufolge auch an der EXAA gehandelt werden. Derzeit sind für die Stromkennzeichnung in Österreich ausländische HKN aus Norwegen, der Schweiz, den Niederlanden (ab Produktionsjahr 2012), Dänemark und Schweden(ab Produktionsjahr 2012) zugelassen [E-Control 2012b].

Ablauf des Handels und bisherige Marktergebnisse

Der Handel besteht aus einer Zwei-Stufen-Auktion. Es findet zunächst eine Ökostrom-Auktion und mit einer Minute Verzögerung eine Graustrom-Auktion statt, in der eventuelle Volumenüberhänge (für den Fall der Nichtausführung) aus der Ökostrom-Auktion transferiert werden können. Der Ökostrom ist dann mit dem Graustrom gleichwertig und die Anbieter müssen ggf. die produzierten Mengen zu einem geringeren Preis anbieten.

Aktuell sind 16 Handelsteilnehmer zugelassen (Stand: Februar 2013), die in den ersten zwei Monaten ein Volumen von etwa 5,4 GWh mit einem Umsatz von 214.000 € gehandelt haben [EXAA 2013b]. Die Preisdifferenz zwischen Grau- und Ökostrom lag bei -5 bis (+)5 €/MWh. Aufgrund der geringen Handelsvolumina von lediglich 0-10 MWh pro Stunde kann jedoch keine belastbare Aussage getroffen werden.

Die Ziele der EXAA sind eine Ausweitung des jährlichen Volumens auf 500 – 1.000 GWh sowie ein Anstieg der registrierten Teilnehmer auf 25 im Laufe des Jahres 2013 [EXAA 2013a].

Bewertung

Durch die starke Spezifikation des Handelsproduktes in Form der Garantie der Gleichzeitigkeit von Produktion und Lieferung in Form von Stundenprodukten, wird das gehandelte Produkt den Qualitätsanforderungen des TÜV Süd (EE+) gerecht.

Wie die Marktergebnisse zeigen, finden sich für ein gekoppeltes Produkt bisher nur wenige Nachfrager. Ein Erfolg des Handelskonzeptes ist bisher noch nicht erkennbar, da offensichtlich nicht genügend Nachfrage vorhanden ist. Auch führt die Konzeption als Stundenprodukt zu einer Zersplitterung der Liquidität.

3.3.3.3 Handelskonzept der EEX und EPEX Spot

Auch die Strombörsen EEX und EPEX Spot beabsichtigen sich im Marktsegment für Ökostrom zu engagieren und planen einen Börsenhandel für HKN zu etablieren. Das beabsichtigte Handelskonzept aus dem Jahr 2011 ähnelte zunächst dem Konzept der EXAA und sah ebenfalls eine zweistufige Auktion vor, bei dem ein gekoppeltes Stromprodukt erzeugt werden kann [Paulun 2011].

Das aktuelle Konzept (Stand: März 2013) beruht hingegen auf einem separierten HKN-Handel ohne Kopplung mit einer Stromlieferung [EEX/EPEX/ECC 2013]. Das bedeutet, dass bei einem reinen HKN-Handel die grüne Eigenschaft des Stroms von der Stromlieferung separiert und getrennt gehandelt wird.

Die Strombörsen verfolgen nach eigener Darstellung mit dem Marktzutritt im Ökostromsegment zwei wesentliche Ziele:

- Positionierung im zunehmenden europäischen HKN-Handel:

Mit einem HKN-Handelskonzept möchte die Börse dem Trend zu zunehmend erneuerbarer Energieversorgung folgen und die grüne Eigenschaft des Stroms erhalten. Das bestehende europäische Handelsvolumen für HKN wird nach Einschätzung der Börsen zunehmen, und mit einem börslichen HKN-Handel kann der europäische HKN-Markt weiterentwickelt werden.

- Erhöhung der Transparenz im HKN-Handel:

Der aktuell sehr intransparente OTC-Handel (OTC = „over the counter“, bilateraler Handel) mit HKN bietet Unsicherheiten für Händler (Lieferanten) und Endverbraucher. Nach Aussage der EEX/EPEX sind Informationen über die Preisbildung oder die Marktvolumina oft bei den Lieferanten selbst nicht vorhanden. Mit dem börslichen Handel soll deshalb eine transparente, sichere und liquide Handelsplattform geschaffen werden. Auch können die standardisierten Handelsprozesse das Vertrauen im Markt erhöhen. Die Lieferantenumfrage bestätigt, dass großes Interesse an erhöhter Transparenz besteht.

Handelskonzept

Die Produktdefinitionen und das Handelskonzept wurden auf Basis einer Händlerumfrage durchgeführt, an der 28 Unternehmen teilnahmen. Die wesentlichen Ergebnisse der Umfrage waren:

- Zwei Drittel der Befragten waren an einem Börsenhandel interessiert.
- Die Händler erhoffen sich Transparenz, Standardisierung, Liquidität und einen Transparenzpreis.
- Der Terminmarkt macht den größten Teil des Marktes aus.

- Energiequelle und Herkunftsland sind die wichtigsten Parameter bei der Produktdefinition.
- Wasserkraft ist die wichtigste Energiequelle im Markt, insbesondere wird ein skandinavisches Wasserkraftprodukt befürwortet.

Damit ergab sich die in Tabelle 34 dargestellte konkrete Definitionen von Handelskonzept und Produkten.

Tabelle 34 Geplante Produktspezifikationen für den HKN-Handel im Konzept von EEX und EPEX

Geplante Produktspezifikationen	Erläuterung
Unterscheidung von Regionen und Technologien	<ul style="list-style-type: none"> • Nordische Wasserkraft aus Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland • Alpine Wasserkraft aus Deutschland, Österreich und der Schweiz • Westeuropäische Windkraft aus Belgien, Niederlande, Dänemark und Deutschland
Alter der HKN bei Lieferung	Produktionszeitpunkt darf bei Lieferung nicht mehr als 11 Monate zurückliegen.
Alter der Erzeugungsanlagen	Nicht relevant
Lieferzeitpunkte	Zwei Lieferzeitpunkte pro Jahr: Mitte März und Mitte Dezember. Liquidität bis zu 3 Jahre im Voraus.
Zulassung der nationalen Anlagenförderung	<ul style="list-style-type: none"> • Keine nationale Förderung für Wasserkraft zugelassen • Mögliche nationale Förderung für Wind

- Qualitätsanforderungen bzgl. des Umweltschutzes und der EE-Förderung (z.B. Zusätzlichkeit):

Wie die Produktspezifikationen der HKN in Tabelle 34 zeigt, werden keine speziellen Anforderungen von Labels – insbesondere hinsichtlich Anlagenalter oder Umweltschutzstandards – aufgegriffen. Vielmehr ist das Konzept darauf gerichtet, Standards zu definieren, die eine möglichst hohe Liquidität auf sich vereinen.

- Handelsabwicklung:

Über das hauseigene Clearinghouse European Commodity Clearing AG (ECC) wird der Handel abgewickelt. ECC eröffnet ein Konto bei einem europäischen HKN-Register, welches idealerweise Zugang zum AIB-Hub hat. Im März 2013 liefen dazu Verhandlungen mit dem finnischen Register Grexel.

- **Market-Maker und Pricing:**

Für die anfängliche Sicherstellung einer bestimmten Liquidität wollen EEX/EPEX Market-Maker engagieren. Dies wird nach eigener Aussage sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite notwendig sein. Weiterhin wird die Gebührenstruktur der Börse an die derzeitige Gebührenstruktur des OTC-Handels angelehnt werden.

- **Zeitplan:**

Als ersten Schritt zu einem HKN-Börsenhandel plante die EEX zum Zeitpunkt der Befragung im März 2013 einen Terminhandel umzusetzen. Nach einer erfolgreichen Positionierung im Markt kann die Umsetzung für den Spotmarkt an der EPEX folgen. Der Terminhandel an der EEX begann mittlerweile – wie vorgesehen – im Juni 2013, wobei zunächst nur donnerstags gehandelt wird [EEX 2013b].

Bestehende Hemmnisse und Unsicherheiten

Aufgrund der derzeit geringen Marktpreise für HKN ist auch das theoretisch erzielbare derzeitige (finanzielle) Marktvolumen gering. Allerdings erwarten EEX und EPEX als Extrapolation des Trends in den vergangenen Jahren ein steigendes Handelsvolumen in den nächsten Jahren. Die Marktpreise sind von der stark regulatorisch getriebenen Angebots- und Nachfragesituation abhängig. Beispielsweise spielt hier die ausstehende Entscheidung des UBA über die Anerkennung ausländischer HKN zur Stromkennzeichnung eine entscheidende Rolle, die jedoch erst im zweiten Quartal 2013 erwartet wird.

Strategische Positionierung der Börsen

Auf **Produktenebene** definieren sich die Börsen als Marktplatz für Standardprodukte. Mit dem HKN-Handel sehen sich EEX und EPEX in der Wertschöpfungskette klar zwischen der Produktion und den Stromhändlern bzw. Lieferanten platziert. Von Entwicklungen und Bedürfnissen auf der Ebene der Endverbraucher sehen sie sich deshalb nicht unmittelbar betroffen. Damit ist auch die Erfüllung des CO₂-freien Strombezugs und/oder der Zusätzlichkeit, die für Endverbraucher ein primäres Ziel des Ökostrombezugs ist, im Rahmen des Handelskonzeptes nicht von Relevanz. Es werden gezielt standardisierte Produkte mit ggf. geringer Qualität bzgl. der Umwelt- oder Zusätzlichkeitsanforderungen angeboten. Damit soll der HKN-Handel eine breite Masse abdecken, mit der möglichst viel Volumen generiert werden kann.

Produkte, die spezifische Anforderungen des Umweltschutzes oder der EE-Förderung erfüllen, werden von EEX und EPEX als Nischenprodukte klassifiziert, die nicht im Börsenhandel berücksichtigt werden, sondern weiterhin auf dem OTC-Markt verfügbar sein sollen. Damit wird eine Positionierung zum Standardprodukt und gegen ein Nischenprodukt deutlich. Eine Produktstandardisierung durch ein staatliches Label würden die Börsen begrüßen, da somit die Liquidität von Produkten erhöht wird.

Auf **Marktebene** möchten sich die Strombörsen im Ökostrommarkt strategisch positionieren. Bei einer Veränderung von politischen Rahmenbedingungen, bei der der Handel mit

HKN oder Zertifikaten ein größeres Gewicht bekommt und höhere Preise zu erzielen sind, wäre die Börse bereits positioniert.

Aufgrund der Koexistenz zum OTC-Markt tritt die Börse mit diesem in den Wettbewerb um das bestehende Handelsvolumen. Die Handelsgebühren sind am OTC-Markt üblicherweise deutlich geringer als an der Börse. Um dennoch konkurrenzfähig zu sein, planen EEX/EPEX nach eigener Aussage, in ihren Gebühren nicht teurer zu sein als der OTC-Markt. Die EEX/EPEX klassifiziert ihr Handelskonzept nach eigener Aussage als komplementär zum bisherigen Handel.

Mögliche Auswirkungen erhöhter Transparenz des HKN-Handels

Unabhängig von den Aussagen der EEX/EPEX kann eine erhöhte Transparenz des HKN-Handels an der Börse unterschiedliche Effekte haben:

- Senkung von Transaktionskosten für Händler:
Die transparente Preisbildung kann vielen Händlern den Erwerb von HKN erleichtern, da ein Referenzpreis ihnen Sicherheit für ein korrektes Handelsgeschäft geben kann.
- Steigende Attraktivität der HKN:
Sobald öffentlich ausgewiesen wird, dass der HKN-Preis gering ist, wird ihr Erwerb möglicherweise attraktiver, und am Markt bilden sich mehr billige Ökostromprodukte. Durch die Schaffung von Liquidität und Transparenz des HKN-Börsenhandels könnten auch zusätzliche Handelsmargen von OTC-Händlern oder -Brokern verringert werden. Dies könnte zu einem weiteren Absinken des Preisniveaus führen.
- Gefährdung der Glaubwürdigkeit der derzeitigen Ökostromanbieter:
Das transparente, niedrige Preisniveau der HKN würde außerdem erkennbar werden lassen, dass eine Zusätzlichkeit der Ökostromprodukte im engeren Sinn angesichts der verfügbaren Mittel nur schwierig erreicht werden kann.

Veränderungsvorschläge der EEX/EPEX

Aus Sicht der Strombörsen sind folgende Regelungen im regulatorischen Rahmen wünschenswert:

- Europäische Harmonisierung und mehr Kontinuität der nationalen Regelungen für den Ökostrommarkt: Insbesondere gegenseitige Anerkennung der HKN in Europa und eine Standardisierung der Verfallsregeln von HKN sind für einen effizienten europäischen Ökostrommarkt notwendig.
- Sicherheit des HKN-Handels: Es dürfen keine rechtlichen Schlupflöcher gelassen werden.
- Arbeit der Marktüberwachungsstelle: Die Einhaltung aller Regeln muss durch die Marktüberwachungsstelle sichergestellt sein. Ggf. muss diese auch mit dem Regulierer zusammenarbeiten.

Bewertung des Handelskonzeptes

Im Gegensatz zum österreichischen Ökostromhandel möchten EEX und EPEX in ihrem Handelskonzept auf HKN beschränken und auf eine Kopplung zum Strommarkt verzichten. Die Produktspezifikationen sind auf hohe Liquidität optimiert.

Die größte Unsicherheit des geplanten Handelskonzeptes besteht aktuell darin, dass unklar ist, welche ausländischen HKN in Deutschland zur Produktkennzeichnung zugelassen werden. Dies würde Auswirkungen auf die Nachfrage und damit auf die Produktspezifikationen der Strombörse haben.

3.3.3.4 Fazit

Börsen sind Marktplätze, die dazu dienen, Transaktionskosten zu senken, indem sie Liquidität auf sich ziehen, Abwicklungsvorgänge (Clearing) einfach ermöglichen und Transparenz garantieren.

Das Börsenkonzept der EXAA kann sich durch das Angebot des Koppelprodukts zwar Synergien mit dem bestehenden Stromhandel zunutze machen und eine Nische besetzen, allerdings ist die Liquidität der Produkte sehr eingeschränkt. Das Börsenkonzept von EEX und EPEX dagegen setzt auf eine höchstmögliche Liquidität durch Handel von Massenprodukten.

Zu den tatsächlichen (positiven und negativen) Auswirkungen erhöhter Transparenz, insbesondere im HKN-Handel konnten jedoch bisher noch keine Erfahrungen gemacht werden. In jedem Fall kann die Börse mit einer erfolgreichen Etablierung des börslichen Ökostromhandels das Image der reinen Graustrombeschaffung ablegen. Welches der dargestellten Handelskonzepte jedoch nachhaltig erfolgreich sein kann, wird sich erst noch herausstellen. Dies wird auch maßgeblich von den politischen Rahmendbedingungen und dem geltenden EE-Förderregime abhängig sein.

3.3.4 Perspektiven des Handels mit Herkunftsnachweisen

Die Untersuchungsergebnisse zum Handel mit HKN haben gezeigt, dass der deutsche Ökostromhandel einen Großteil der HKN aus Norwegen importiert, ein weiterer Anteil stammt aus Schweden. Seit 2012 kommt in beiden Ländern ein gemeinsames Fördersystem für den Ausbau erneuerbarer Energien zum Tragen, das auf eine Mengensteuerung mit grünen Zertifikaten setzt.

Als Mitgliedstaat des Europäischen Wirtschaftsraumes (EWR) wurde die EU-Richtlinie 2009/28/EG für Norwegen zum 1. Januar 2012 für verbindlich erklärt. Danach wird für Norwegen der zu erreichende Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 67,5 % bis 2020 festgelegt, was einer Steigerung um 9,5 % gegenüber 2005 entspricht. Für Schweden beträgt der Anteil 49 % bis 2020.

Um die Ziele der EU-Richtlinie zu erreichen, nutzen Schweden und Norwegen ein System der Mengensteuerung (Quotensystem). In diesem System gibt der Staat eine Mindestquote an Strom aus erneuerbaren Energien vor, wobei die Quote jährlich ansteigt. Die Quote lag in Schweden im Jahr 2012 bei 17,9 % und wurde 2013 zunächst auf 13,5 %

gesenkt, bevor sie von da an auf einen Höchstwert von 19,5 % ansteigen soll. In Norwegen lag die Quote 2012 bei 3 % und soll bis 2020 auf 18,3 % anwachsen. Bei Nichterfüllung der Quote sind Strafzahlungen fällig.

Für die Quotenerfüllung werden i. d. R. grüne Zertifikate eingesetzt. Seit dem 01.01.2012 sind Norwegen und Schweden in das gemeinsame Fördersystem elcert eingetreten. Beide Länder verpflichten sich darin zum gemeinsamen Zertifikatehandel [Von La Chevallier et al. 2012]. Der Preis für die Zertifikate bildet sich frei am Markt und richtet sich nach Angebot und Nachfrage. Die Kosten für die Zertifikate reichen die EVU an die Endverbraucher weiter. Um Anreize für den Bau neuer regenerativer Kraftwerke zu schaffen, werden die grünen Zertifikate an Betreiber ausgegeben, deren Anlagen nach dem 07.09.2009 gebaut und bis zum 31.12.2020 in Betrieb gegangen sind bzw. noch gehen werden. Anlagen, die vor dem 07.09.2009 ihren Betrieb aufgenommen haben und deren Leistung nach dem 07.09.2009 erheblich gesteigert wurde, erhalten ebenfalls Zertifikate, jedoch nur für den erhöhten Leistungsanteil [Von La Chevallier et al. 2012].

Parallel zu den grünen Zertifikaten zum Nachweis der Zielerreichung im Fördersystem werden den Betreibern der Anlagen aus Norwegen und Schweden aber weiterhin HKN zur Stromkennzeichnung ausgestellt, die in den internationalen Handel kommen. In diesen HKN muss allerdings die Tatsache vermerkt werden, dass der Strom bereits gefördert wurde (über die grünen Zertifikate). Die meisten Label in Deutschland (TÜV Nord, TÜV Süd, ok power Label, GSL) akzeptieren HKN allerdings nur dann, wenn die Anlagen nicht bereits anderweitig gefördert wurden. Damit werden für wesentliche Teile des deutschen Ökostrommarktes mittelfristig Lieferanten für HKN aus Neuanlagen wegfallen. Je nach Label und Anforderung an das Anlagenalter (nicht älter als 3 bzw. 6 Jahre) stammen ab 2012 bzw. 2015 alle schwedischen und norwegischen HKN aus elcert-fähigen Anlagen und müssen diese Tatsache bei der Vermarktung ihrer HKN offenlegen. Inwiefern die HKN aus geförderten Anlagen dann noch Abnehmer finden, wird sich daran entscheiden, welche Akzeptanz die Anbieter finden, die solche HKN weiterhin anbieten, ggf. auch ohne Label. Dies könnte die heimische Stromproduktion aus EE-Anlagen anregen, wahrscheinlicher aber ist, dass vor allem die Label mit Neuanlagenkriterium auf die geänderten Marktbedingungen entsprechend reagieren werden. Das 2011 von ok-power eingeführte Initiierungsmodell könnte eine Reaktion auf den gemeinsamen Markt mit grünen Zertifikaten in Schweden und Norwegen darstellen und perspektivisch das Händlermodell ersetzen.

An diesem Beispiel wird deutlich, dass die Erreichung gesteckter EU-Ziele hinsichtlich des Anteils von EE-Strom am Stromverbrauch in jedem Land nur über die Anlagen erreicht werden kann, die vor Ort Strom liefern, nicht aber über den Import von Herkunftsnachweisen, da es sonst zu Doppelzahlungen kommen kann.

Die Kriterien zur Anerkennung ausländischer Herkunftsnachweise werden aktuell vom UBA entwickelt. Die Unkenntnis darüber, welche HKN zukünftig zur Stromkennzeichnung anerkannt werden, verunsichert derzeit den Markt. Einige Lieferanten befürchten zudem, dass die Zahlungsbereitschaft der Endkunden für Ökostrom durch den Anstieg der EEG-Umlage und des Strompreises sinkt [STX 2013].

3.4 Einfluss des Ökostromhandels auf den Strommix

3.4.1 EE-Anteil im Stromerzeugungsmix

Der EE-Anteil im Stromerzeugungsmix kann mit Hilfe der der ENTSO-E-Daten für alle beteiligten Länder bestimmt werden. In Abbildung 22 ist der Stromerzeugungsmix ausgewählter europäischer Länder dargestellt.

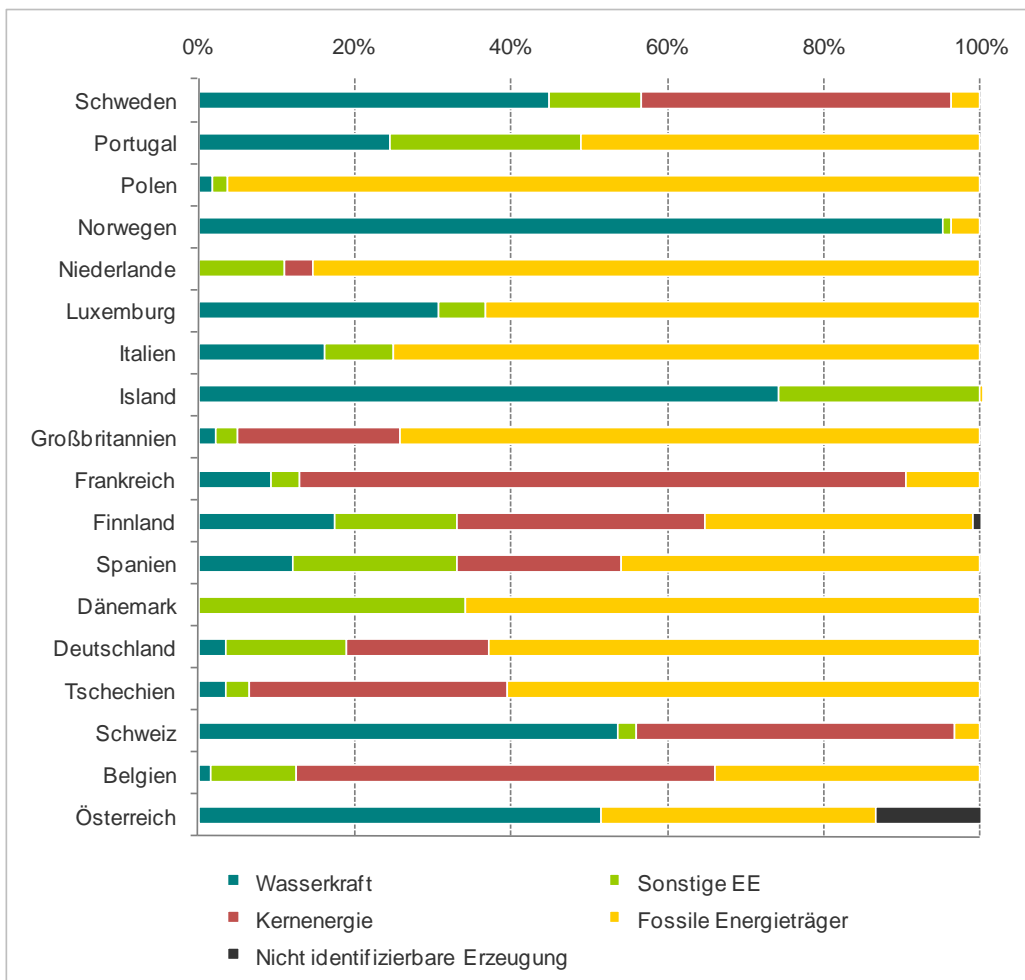


Abbildung 22 Stromerzeugungsmix ausgewählter europäischer Länder 2011

Daten: [entsoe 2012], Darstellung: IE Leipzig

Aus Abbildung 22 geht hervor, dass im Jahr 2011 die Stromerzeugung in Island (> 99 %) und Norwegen (96,3 %) fast ausschließlich aus regenerativen Energiequellen erfolgt ist. In Schweden (56,7 %), in der Schweiz (56,0 %), Österreich (51,5 %) und Portugal (48,9 %) stammt jeweils ungefähr die Hälfte der Stromproduktion aus erneuerbaren Anlagen. In Deutschland sind 19,0 % der gesamten Stromproduktionsmenge regenerativ erzeugt worden. Polen (3,8 %), Großbritannien (4,8 %) und Tschechien (6,6 %) haben den geringsten EE-Anteil im Stromerzeugungsmix zu verzeichnen.

3.4.2 Auswirkungen kurzzeitiger Stromüberschüsse in Deutschland

Bei dem in Abschnitt 3.4.1 ausgewiesenen EE-Anteil der Stromerzeugung handelt es sich um einen Jahresdurchschnittswert. Durch fluktuierende Energieträger wie Wind- und Solarenergie kann in bestimmten Zeiträumen der EE-Anteil im Stromerzeugungsmix stark vom Jahresdurchschnittswert abweichen. Ein Tag mit besonders hoher Leistung konventioneller Großkraftwerke (ab 100 MW Leistung pro Kraftwerk) war z. B. der 8. Februar 2012. Der Abruf aus den konventionellen Großkraftwerken betrug zu diesem Zeitpunkt zwischen 54,8 und 63,9 GW (siehe Abbildung 23). Die Stromerzeugungsmenge belief sich auf 1.446,0 GWh. Die Summe der Leistung aus Wind- und Solarenergie betrug an diesem Tag nur zwischen 1,5 und 10,7 GW, der Tagesertrag ergab 136,3 GWh [EEX 2012]. Der Anteil der fluktuierenden EE an der Gesamtlast lag unter 15 % und an der Tagesertragsmenge weniger als 9 %.

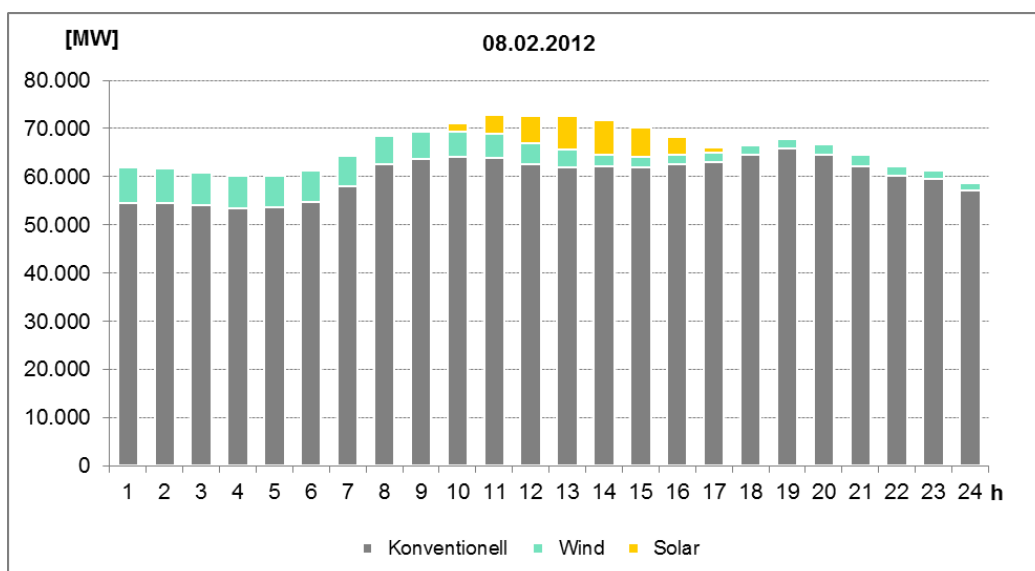


Abbildung 23 Tag mit hoher konventioneller Stromerzeugung, 08.02.2012

Datenquelle: [EEX 2012], Darstellung: IE Leipzig

Die Auswertung der Daten auf der Transparenzplattform entsoe.net zeigt, dass Deutschland an diesem Tag rund um die Uhr Netto-Stromexporteur war.

Ein Tag mit hoher fluktuierender und geringer konventioneller Stromeinspeisung ist der 31. März 2012 (siehe Abbildung 24). An diesem Tag betrug der Beitrag aus Wind- und Solarenergie im Tagesdurchschnitt 18,7 GW. Der Höchstwert der fluktuierenden Leistung beläuft sich auf 28,4 GW und wurde 13:45 Uhr erreicht. Der Tagesertrag an Windenergie erreichte 391,1 GWh, der für Solarenergie 57,6 GWh. Der Anteil der konventionellen Großkraftwerke variierte zwischen 25,2 GW und 30,8 GW. Der Tagesertrag betrug 653,9 GWh [EEX 2012]. Der Anteil der fluktuierenden Energieträger an der Gesamtlast war stets größer als 16 % und erreichte mit ca. 51 % seinen Höchstwert. Der Tagesdurchschnitt lag bei 31,5 %. Der Anteil der fluktuierenden EE am Tagesertrag belief sich auf 40,1 % und lag damit deutlich über dem Durchschnittswert des ersten Halbjahres 2012 von rund 25 % [bdew 2012].

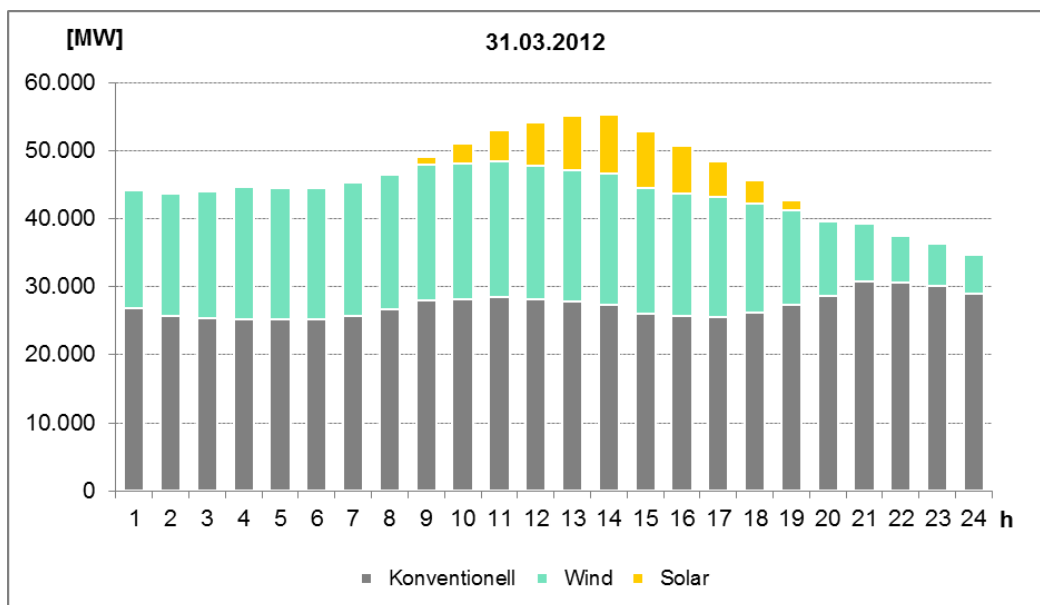


Abbildung 24 Tag mit hoher fluktuierender Stromerzeugung, 31.03.2012

Datenquelle: [EEX 2012], Darstellung: IE Leipzig

Am 31.03.2012 im Zeitraum von 13.00 bis 14.00 Uhr betrug der Anteil der Wind- und Solarleistung ca. 50 % der Gesamtlast. Die Analyse der Transparenzplattform entsoe.net zeigt, dass Deutschland in diesem Zeitraum einen Stromüberschuss aufzuweisen hatte und Nettostromexporteur war. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse sind in Abbildung 25 dargestellt.

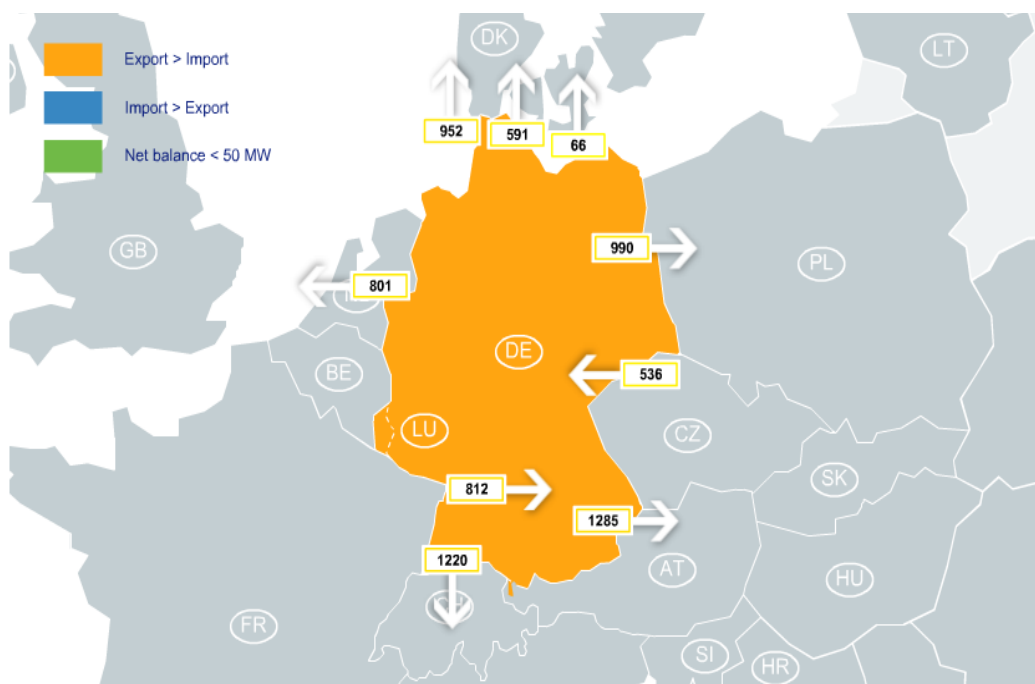


Abbildung 25 Grenzüberschreitender Stromfluss [MW] am 31.03.2012, 13.00-14.00 Uhr

Quelle: [entsoe.net 2012]

Die Analyse der entsoe.net-Daten zeigt, dass Deutschland in dieser Stunde 5.905 MWh Strom exportierte (Leistungsangaben in MW für eine Stunde gleichbedeutend mit MWh). Auffällig sind dabei die hohen Stromflüsse, die nach Polen (990 MW), Österreich (1.285 MW) und in die Schweiz (1.220 MW) exportiert wurden. Die Stromexporte nach Polen und Dänemark lassen sich durch den hohen Anteil der Windleistung in der deutschen Stromproduktion begründen. Die überschüssigen Windstrommengen bei gleichzeitig geringem Strombedarf führten zu sehr niedrigen Strompreisen in Deutschland [EEX 2013a] und damit zum Stromexport an die Nachbarländer.

Neben den Stromexporten hat Deutschland aber auch Strom importiert. Abbildung 25 zeigt, dass in der entsprechenden Stunde des 31.03.2012 aus Tschechien 536 MW und aus Frankreich 812 MW importiert wurden. Diese Mengen lassen sich angesichts der gleichzeitig hohen Exporte als Transitmengen deuten, die an die Schweiz und nach Österreich abgegeben wurden. Polen, Österreich und die Schweiz waren im betrachteten Zeitraum Nettostromimporteure. Bei den Strommengen, welche nach Polen abgegeben werden, kann es sich zumindest zum Teil auch um einen Ringfluss handeln, der aus Norddeutschland über Polen und Tschechien nach Bayern fließt.

Ein hoher EE-Anteil in der deutschen Stromerzeugung kann somit unabhängig vom Handel mit Ökostrom Auswirkungen auf den zur Nutzung verfügbaren physischen Strommix der stromimportierenden Nachbarländer haben.

In Zeiten, in denen Deutschland entweder ein sehr hohes Aufkommen an erneuerbaren fluktuierenden Energieträgern hat (Beispiel 31.03.2012) oder besonders viele konventionelle Kraftwerke in Betrieb sind (Beispiel 08.02.2012), richtet sich der physikalische Stromfluss von Deutschland nach außen. Dass der Strom auch bei vergleichsweise niedrigem Anteil erneuerbarer Energien exportiert wird, ist vor allem marktgetrieben. Im Winter ist der Strom im Ausland meist teurer als in Deutschland, was z. B. in Frankreich am hohen Strombedarf der dort verbreiteten elektrischen Heizsysteme liegt. Somit wird vom Ausland deutscher Strom importiert, die deutschen fossilen Kraftwerke werden so weit wie möglich ausgelastet.

Stromflüsse nach Deutschland kommen dagegen v. a. dann vor, wenn die Strompreise im Ausland niedriger sind (z. B. bei niedriger Nachfrage in den Sommerferien), die Wetterlage aber zu einer geringen Produktion von erneuerbaren Energien in Deutschland führt (Windstille bzw. starke Bewölkung).

3.4.3 Auswirkungen von Stromimporten auf die Stromkennzeichnung

Wie in Abschnitt 3.4.2 gezeigt wurde, hängt der zur Nutzung verfügbare physische Strommix in jedem Land sowohl vom Stromerzeugungsmix als auch von grenzüberschreitenden Stromflüssen ab.

Daneben finden vertraglich vereinbarte internationale Stromlieferungen (z. B. im Rahmen des Ökostromhandels mit durchgängigen Lieferketten) sowie der Handel mit Herkunftsnachweisen statt. Diese bestimmen den Stromverbrauchsmix (Lieferantenmix für Endverbraucher), welcher sich sowohl vom Stromerzeugungsmix als auch von dem zur Nut-

zung verfügbaren physischen Strommix unterscheidet. Beim Handel mit HKN findet in Deutschland vor dem Import eine Prüfung auf Anerkennung statt.

In der Stromkennzeichnung erscheint damit nicht die Zusammensetzung des verfügbaren physischen Strommixes, sondern grundsätzlich die Ergebnisse des Handels mit Herkunftsnachweisen, d. h. eine kaufmännische Zuordnung der Strommengen. Nicht die physischen grenzüberschreitenden Stromflüsse, sondern die Ergebnisse des HKN-Handels werden in der Stromkennzeichnung sichtbar. In Deutschland sind für die Stromkennzeichnung § 42 EnWG [EnWG 2005] und § 54 EEG [EEG 2012] maßgeblich.

Im Rahmen des Projektes RE-DISS wurde für 27 europäische Länder (Schweiz, Norwegen und alle EU-Länder außer Malta und Zypern) der Stromverbrauchsmix errechnet, der sich nach Berücksichtigung des Außenhandels mit Herkunftsnachweisen ergab [RE-DISS 2012].

Aus diesem Bericht werden nachfolgend zwei Abbildungen übernommen, in denen der Stromverbrauchsmix für 2011 graphisch und tabellarisch enthalten ist (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) und in der der Stromerzeugungsmix dem jeweiligen Stromverbrauchsmix gegenübergestellt wird (Abbildung 26). Gegliedert sind beide Abbildungen nach fossilen Energieträgern (FOS), Kernkraft (NUC) und erneuerbaren Energien (RES).

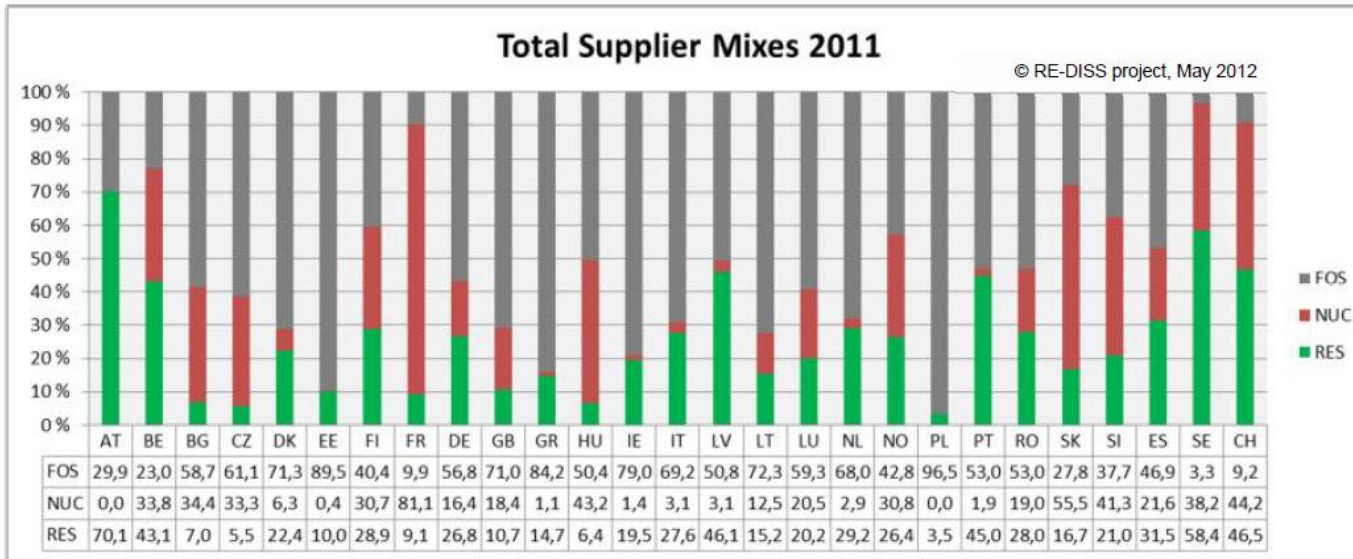


Abbildung 26 Stromverbrauchsmix in 27 europäischen Ländern

Quelle: [RE-DISS 2012]. FOS= fossil, NUC= Kernenergie, RES= erneuerbare Energie

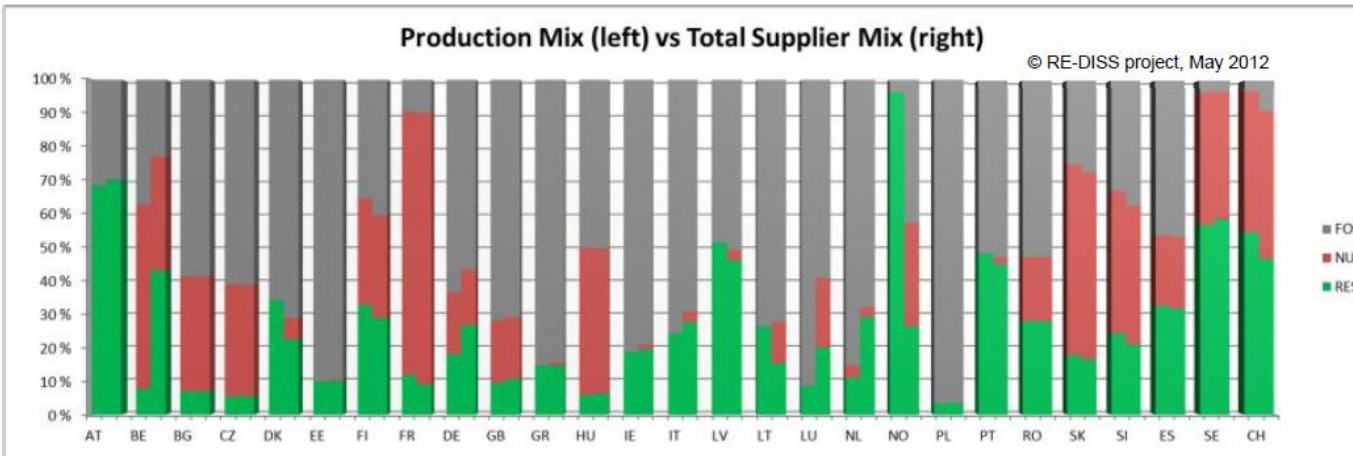


Abbildung 26 Gegenüberstellung von Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix in 27 europäischen Ländern

Quelle: [RE-DISS 2012]. FOS= fossil, NUC= Kernenergie, RES= erneuerbare Energie

Abweichungen zu den von ENTSO-E angegebenen Daten [entsoe 2012] zum Stromerzeugungsmix (vgl. Abbildung 22) in einigen Ländern lassen sich mit methodischen Unterschieden zwischen beiden Quellen erklären, RE-DISS weist ausdrücklich auf die Vorläufigkeit der Berechnungen hin. Ziel dieses Kapitels ist dabei nicht der methodische Abgleich der beiden Quellen, sondern die Klärung der Frage, inwiefern sich der Stromverbrauchsmix durch den Außenhandel mit Herkunftsnachweisen vom Stromerzeugungsmix unterscheidet. Dies ist offenkundig der Fall. Besonders fallen die Unterschiede in Norwegen und Belgien auf – in Norwegen sinkt der Anteil erneuerbarer Energien durch den Außenhandel von 96 % auf unter 30 %, in Belgien steigt er von unter 10 % auf über 40 %.

3.4.4 Stromkennzeichnung in ausgewählten Ländern Europas

Die in Abschnitt 3.4.3 benannten Unterschiede zwischen Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix verschiedener Länder müssen sich auch in der jeweiligen Stromkennzeichnung niederschlagen, die dem Stromkunden gegenüber offengelegt wird. Eine aggregierte Darstellung des Stromverbrauchsmix ist nicht für alle Länder verfügbar, zumal dieser aufgrund vieler unterschiedlicher Lieferanten (wie in Deutschland) in der Regel für unterschiedliche Kunden unterschiedlich ausfällt. Für die Beispiele Schweiz, Norwegen und Österreich kann er jedoch nachfolgend exemplarisch dargestellt werden.

3.4.4.1 Schweiz

Seit 2006 ist in der Schweiz die Herkunft des Stromes kennzeichnungspflichtig. Die Stromkennzeichnung wird durch das Energiegesetz [EnG 2012] und die Energieverordnung [EnV2012] geregelt. Diese schreibt den Stromversorgern vor, dass sie mindestens einmal im Jahr über folgende Punkte informieren müssen:

- Prozentualer Anteil der eingesetzten Energieträger des gelieferten Stroms
- Herkunft der Elektrizität (Produktion im In- und Ausland)
- Name und Adresse des kennzeichnungspflichtigen Unternehmens.

Mit der Revision der EnV vom 1. Oktober 2011 kann anstelle des Lieferantenmix der Produktemix ausgewiesen werden. Nicht ausgewiesen werden hingegen die Umweltauswirkungen. Nachfolgend sind Beispiele für die schweizerische Stromkennzeichnung entsprechend den gesetzlichen Mindestanforderungen sowohl für die Ausweisung nach Lieferantenmix (Abbildung 28) als auch für die Ausweisung nach Produktemix (Abbildung 29) dargestellt.

10 cm

Stromkennzeichnung		
Ihr Stromlieferant:	EVU ABC (Bsp.)	
Kontakt:	www.evu-abc.ch (Bsp.) Tel. 099 999 99 99	
Bezugsjahr:	2010	
Der gesamthaft an unsere Kunden gelieferte Strom wurde produziert aus		
in %	Total	aus der Schweiz
Erneuerbare Energien	51,0%	41,0%
Wasserkraft	50,0%	40,0%
Übrige erneuerbare Energien	0,0%	0,0%
Geförderter Strom ¹	1,0%	1,0%
Nicht erneuerbare Enregien	44,0%	29,0%
Kernenergie	44,0%	29,0%
Fossile Energieträger	0,0%	0,0%
Abfälle	2,0%	2,0%
Nicht überprüfbare Energieträger	3,0%	3,0%
Total	100,0%	72,0%
¹ Geförderter Strom: 45 % Wasserkraft, 7 % Sonnenenergie, 20 % Windenergie, 25 % Biomasse und Abfälle aus Biomasse, 3 % Geothermie		

7 cm

Abbildung 27 Beispiel einer Tabelle zur Kennzeichnung von Elektrizität nach den Mindestanforderungen (Lieferantenmix)

Quelle: [BFE 2012b]

10 cm

Stromkennzeichnung		
Ihr Stromlieferant:	EVU ABC ² (Bsp.)	
Kontakt:	www.evu-abc.ch (Bsp.) Tel. 099 999 99 99	
Bezugsjahr:	2010	
Der an Sie gelieferte Strom (Stromprodukt XYZ) wurde produziert aus:		
in %	Total	aus der Schweiz
Erneuerbare Energien	98,0%	96,0%
Wasserkraft	94,0%	94,0%
Übrige erneuerbare Energien	3,0%	1,0%
Sonnenenergie	0,5%	0,5%
Windenergie	2,0%	0,0%
Biomasse	0,5%	0,5%
Geförderter Strom ¹	0,5%	1,0%
Nicht erneuerbare Enregien	0,0%	0,0%
Kernenergie	0,0%	0,5%
Fossile Energieträger	0,0%	1,0%
Abfälle	2,0%	2,0%
Nicht überprüfbare Energieträger	0,0%	0,0%
Total	100,0%	98,0%
¹ Geförderter Strom: 45 % Wasserkraft, 7 % Sonnenenergie, 20 % Windenergie, 25 % Biomasse und Abfälle aus Biomasse, 3 % Geothermie		
² Die Zusammensetzung des von EVU ABC gesamthaft an seine Endkunden gelieferten Stroms finden Sie auf der Internetseite www.<Name der Plattform>.ch		

7 cm

Abbildung 28 Beispiel einer Tabelle zur Kennzeichnung von Elektrizität nach den Mindestanforderungen (Produktmix)

Quelle: [BFE 2012b]

Dieser ausgewiesene Lieferantenmix weicht dabei bezogen auf die gesamte Schweiz deutlich vom Stromerzeugungsmix ab, wie nachfolgend deutlich wird:

Im Jahr 2009 betrug die gesamte schweizerische Inlandsstromproduktion 66,5 TWh. Der Erzeugungsmix setzte sich zusammen aus 55,8 % (37,1 TWh) Wasserkraft (inkl. Speicherpumpen), 39,3 % (26,1 TWh) Kernenergie und 4,9 % Strom aus konventionell-thermischen und anderen Kraftwerken. In Abbildung 29 sind die Anteile der Energieträger an der schweizerischen Stromerzeugung im Jahr 2009 grafisch dargestellt [BFE 2012a].

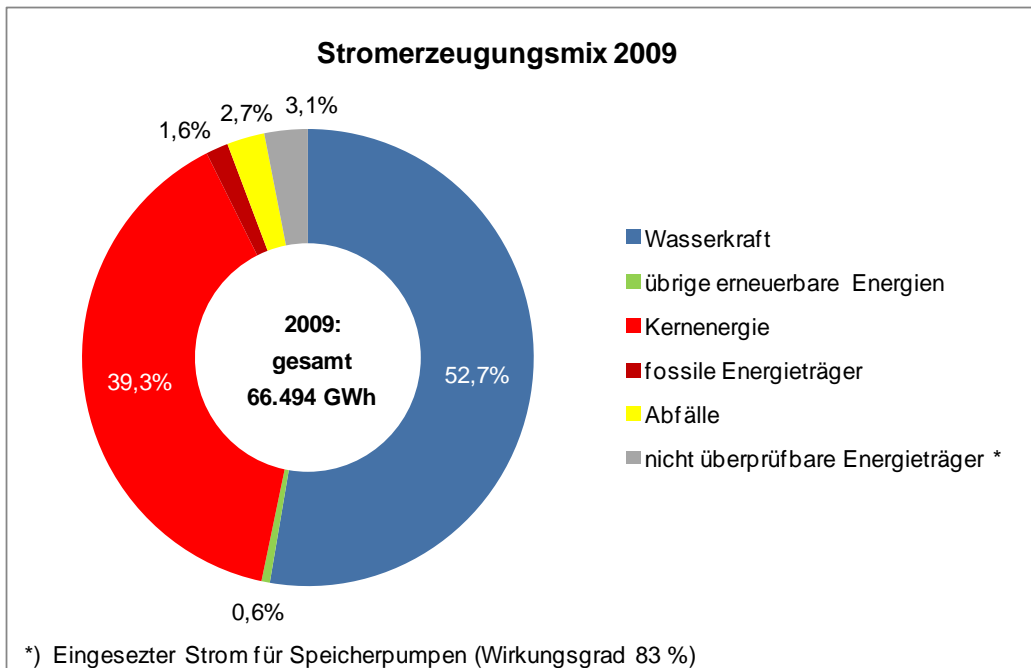


Abbildung 29 Stromerzeugungsmix Schweiz 2009

Daten: [BFE 2012a]

Unter Berücksichtigung von Importen und Exporten gibt die Schweiz im gleichen Jahr die Zusammensetzung des an die Endverbraucher gelieferten Stromes wie folgt an:

- Gemäß Elektrizitätsstatistik betrug der schweizerische Elektrizitätsverbrauch (Endverbrauch) im Jahr 2009 57,5 TWh [BFE 2010].
- 64 % des gelieferten Stroms wurden in der Schweiz erzeugt.
- 42 % des gelieferten Stroms stammte aus Kernkraftwerken, wobei 21 % des Kernenergiestromes aus dem Ausland importiert wurde.
- 36 % des gelieferten Stroms stammte aus Wasserkraft, wobei dieser Strom zu 86 % in der Schweiz produziert wurde. Rund 38 % des in der Schweiz produzierten Wasserkraftstroms wurden meist über Herkunftsnachweise ins Ausland exportiert.
- 18 % des gelieferten Stroms stammte aus nicht überprüfbaren Energieträgern. Obwohl die Herkunft dieses Stromes unbekannt war, ist es naheliegend, dass dieser Strom auf internationalen Börsen eingekauft wurde und mehrheitlich aus fossilen und nuklearen Energieträgern stammte (Importe EU-Mix). Mit den heuti-

gen Regeln wäre eine Ausweisung „aus nicht überprüfbaren Energieträgern“ nicht mehr vereinbar.

- 1,7 % des gelieferten Stroms stammte aus fossilen Energieträgern.
- 1,4 % des gelieferten Stroms stammte aus Abfällen.
- 0,4 % des gelieferten Stroms stammte aus den übrigen erneuerbaren Energiequellen (Sonne, Wind, Biomasse) [BFE 2010].

In Abbildung 30 sind die Anteile der Energieträger des Lieferantenmix (Stromverbrauchsmix) für schweizerische Endverbraucher im gleichen Bezugsjahr dargestellt.

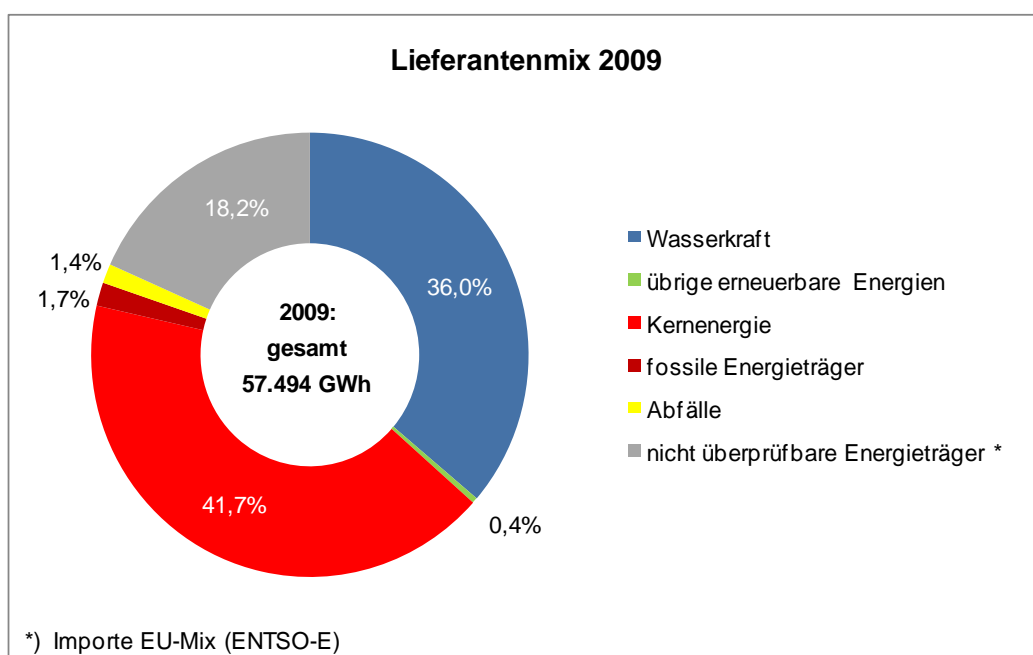


Abbildung 30 Schweizerischer Lieferantenmix 2009 (= Stromverbrauchsmix)

Daten: [BFE 2012a]

Der Vergleich zwischen Stromerzeugungsmix und Lieferantenmix zeigt, dass es durch den internationalen Stromhandel erhebliche Abweichungen geben kann. Beispielsweise exportiert die Schweiz große Mengen an Ökostrom aus Wasserkraftanlagen und importiert dafür überwiegend nuklearen und fossilen Strom. Während der Stromerzeugungsmix der Schweiz nahezu CO₂-frei ist, enthält der an die schweizerischen Verbraucher gelieferte Strom deutlich mehr CO₂. Obwohl über die Hälfte der schweizerischen Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen stammten, erhielten die Verbraucher lediglich 36 % davon. Es zeigt sich also, dass der Export von Ökostrom zwar den Stromverbrauchsmix der Bezugsländer verbessern kann, ein Umweltnutzen aber nicht entsteht, wenn das Ökostrom-Exportland im Gegenzug die gleiche Menge an fossil erzeugtem Strom oder Kernenergie importieren muss und sich so sein Stromverbrauchsmix verschlechtert.

Im Zuge des Projektworkshops vom 03.06.2013 wurde darauf hingewiesen, dass dieser Effekt in der Schweiz inzwischen für öffentliche Diskussionen und ein Ansteigen der Nachfrage nach Ökostromprodukten sorgt.

3.4.4.2 Norwegen

Das norwegische Wasserressourcen- und Energieamt (NVE) weist sowohl den Stromproduktionsmix als auch den Residualmix aus. Dabei wird ausdrücklich auf die RE-DISS-Methodik zur Berechnung dieses Kennwerts verwiesen [NVE 2012a]. Der Residualmix bezeichnet den Energieträgermix, den alle Verbraucher Norwegens erhalten, die sich nicht bewusst für ein Ökostromprodukt entschieden haben. Da Norwegen einen Großteil seines Wasserkraftstroms über HKN nach Europa exportiert, muss es gleichzeitig zur Deckung des inländischen Verbrauchs rechnerisch Strom (bzw. Stromeigenschaften) aus dem Ausland importieren. Bei diesem „Strom unbekannter Herkunft“ handelt es sich im Allgemeinen um Börsenstrom, der mehrheitlich aus konventionellen Energieträgern stammt. Abbildung 31 zeigt, dass demzufolge fast ein Drittel des Stroms im Residualmix (=Verbrauchsmix) aus Kernkraftwerken stammt, obwohl Norwegen keine Kernkraftwerke betreibt.

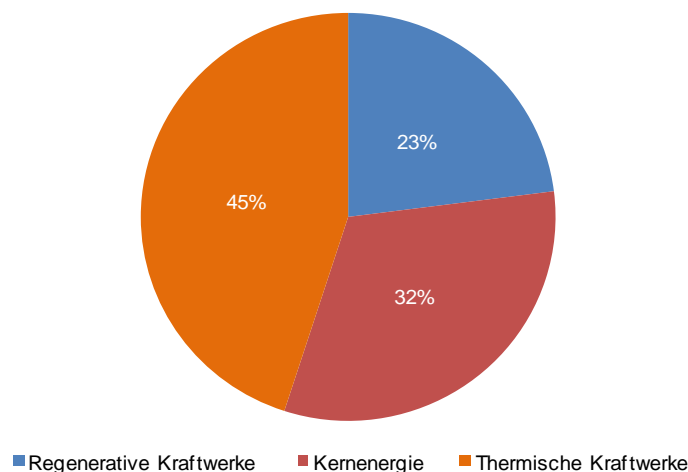


Abbildung 31 Norwegischer Residualmix im Jahr 2011

Quelle: [NVE 2012a], Darstellung: IE Leipzig

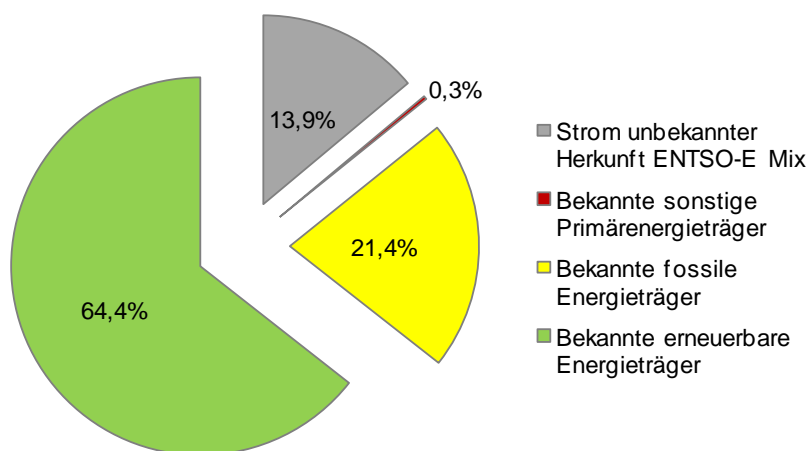
3.4.4.3 Österreich

In Österreich sind die Stromlieferanten seit 2011 gesetzlich verpflichtet, die Primärenergieanteile und die Umweltauswirkungen bekannt zu geben. In Österreich sind

- gemäß § 79 Abs. 3 EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) für die Ausweisung von Strom unbekannter Herkunft die aktuellen europaweiten Produktionswerte nach ENTSO-E abzüglich deren Aufbringung auf Basis erneuerbarer Energieträger heranzuziehen [EIWOG 2010].
- gemäß § 78 Abs. 2 EIWOG 2010 auf den Rechnungen und auf den Werbe- bzw. Kommunikationsmaterialien die Umweltauswirkungen (CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall) auszuweisen [E-Control 2012a].

In Österreich müssen sowohl regenerative als auch fossile Strommengen mit HKN unterlegt sein. Die HKN werden wie in Deutschland jeweils für die Produktion von 1 MWh Elektrizität ausgegeben und sind dann separat handelbar [E-Control 2013a].

In Abbildung 32 sind Näherungswerte für die österreichische Stromkennzeichnung für das Jahr 2011 dargestellt.



Stromkennzeichnung gem § 78 Abs. 1 und EIWOG 2010 für den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2011 (Näherungswerte)	
Bekannte erneuerbare Energieträger	64,43%
Biogas	0,89%
Deponie- und Klärgas	0,07%
Sonnenenergie	0,08%
Wasserkraft	56,13%
Windenergie	3,42%
feste oder flüssige Biomasse	3,85%
geothermische Energie	0,00%
Bekannte fossile Energieträger	21,41%
Erdgas	12,38%
Erdöl und dessen Produkte	0,29%
Kohle	8,74%
Bekannte Nuklearenergie	0,00%
Bekannte sonstige Primärenergieträger	0,27%
Unbekannter Herkunft ENTSO-E-Mix (2011)	13,89%
(europäischer Strommix aus 64,33 % fossile Brennstoffe 35,24 % Nuklearenergie 0,43 % Sonstige Primärenergieträger)	
Summe	100,00%
Umweltauswirkungen der Stromproduktion	
CO ₂ -Emission	192,5 g/kWh
Radioaktiver Abfall	0,1002 mg/kWh

Abbildung 32 Näherungswerte für eine österreichische Stromkennzeichnung 2011

Quelle: [E-Control 2012a], Darstellung: IE Leipzig

3.4.5 Schlussfolgerungen für den Ökostromhandel

Aus der Analyse des europäischen Stromaustausches wird deutlich, dass Deutschland in den meisten Monaten des Jahres mehr Strom exportiert als importiert; dies gilt insbesondere auch für die Grenzübergangsstellen nach Österreich, Dänemark, zur Schweiz und in die Niederlande. Nach Norwegen besteht keine direkte Leitung, eine Durchleitung norwegischen Stroms durch Dänemark, Schweden oder die Niederlande ist zwar technisch möglich, kann aber angesichts der Dimension und vorwiegenden Nutzungsrichtung der dort vorhandenen Leitungen und Grenzkuppelstellen nur zu wenigen Zeitpunkten stattfinden.

Der Begriff der „physischen Lieferung“ bezieht sich auf die Einspeisung von Stromerzeugern in einen Bilanzkreis bzw. die Entnahme der entsprechenden Mengen aus dem Netz beim Endkunden. Der Bilanzkreis, in welchen eingespeist wird, kann dabei auch im Ausland liegen, während der Endkunde im Inland versorgt wird, vorausgesetzt wird nur ein direkter Liefervertrag. Wie sich aus den in Abschnitt 3.4.2 aufgeführten Beispielen anschaulich zeigt, führt auch dieser direkte Liefervertrag **nicht zu einem dauerhaften physikalischen Stromfluss** vom Stromerzeuger zum Verbraucher. Selbst bei festen Lieferbeziehungen – etwa zwischen österreichischen Wasserkraftwerken und deutschen Ökostrom-Lieferanten – kehrt sich der Stromfluss zu Zeiten einer Überschussproduktion von Strom in Deutschland folglich nicht um. Dies wäre nur durch ein eigenes Leitungsnetz außerhalb der vorhandenen Verteil- und Übertragungsnetze möglich.

Selbst Lieferanten, die sich auf ein zeit- und mengengleiches Liefermodell stützen, können bestenfalls erreichen, dass im Ausland diejenige Menge an erneuerbarem Strom erzeugt wird, welche die Kunden zeitgleich im Inland nachfragen, und dass sie in den Bilanzkreisen von Erzeugung und Verbrauch jeweils registriert wird, sie können aber nicht erreichen, dass der physikalische Stromfluss im Energiesystem geändert wird.

Der Begriff der „physischen Stromlieferung“ mit geschlossener Lieferkette ist dazu geeignet, Endkunden, die sich mit der Systematik der Bilanzkreise nicht auskennen, den Eindruck eines physikalischen Stromflusses zu vermitteln. Dieser physikalische Stromfluss ändert sich jedoch beim Konzept der physischen Stromlieferung mit geschlossener Lieferkette ebenso wenig wie beim Konzept des Handels mit Herkunftsnachweisen ohne gekoppelte Stromlieferung.

In beiden Fällen ist der physikalische Stromfluss beim Endkunden das Ergebnis eines von vielen Faktoren abhängigen Netzzustands, direkte Lieferbeziehungen bestehen zwar vertraglich, nicht aber physikalisch. Diese Tatsache wird für viele Endkunden nicht transparent.

In Teilkapitel 4.5 sowie im Zuge der Handlungsempfehlungen (Teilkapitel 5.4) werden daraus weitere Schlussfolgerungen gezogen.

4 POTENZIALE UND HEMMNISSE

Nach der Betrachtung des aktuellen deutschen Marktes für Ökostrom und der Analyse des Außenhandels werden in diesem Kapitel die weiteren Faktoren betrachtet, die bei der Weiterentwicklung des Ökostrommarktes Beachtung finden müssen. Teilkapitel 4.1 befasst sich mit der Verfügbarkeit der im Inland erzeugten und gehandelten Mengen von EE-Strom, auch unter dem Blickwinkel der vom EEG eröffneten Varianten der Direktvermarktung. In Teilkapitel 4.2 wird der Unterschied zwischen der in Umfragen von Verbrauchern angegebenen theoretischen und der realisierten Zahlungsbereitschaft thematisiert, die eine zentrale Grundlage für die zukünftige Marktentwicklung darstellt. Im direkten Zusammenhang dazu steht in Teilkapitel 4.3 die Betrachtung der Preisniveaus, die sich beim HKN-Handel und bei den Instrumenten zur Förderung des EE-Ausbaus im Stromsektor ergeben. Ein weiterer wichtiger Faktor für die weitere Entwicklung des Marktes ist die Möglichkeit, über Qualitäts- und Umweltkriterien eine Differenzierung zu erreichen. In Teilkapitel 4.4 wird am Beispiel der Wasserkraft dargestellt, welche Kriterien hier bereits entwickelt wurden und an welche Grenzen ihre Anwendung stößt. Zum Abschluss betrachtet das Teilkapitel 4.5 die Systemfrage: Welche Rolle kann der Handel mit Ökostrom in einem System spielen, das – wie in Deutschland – den Ausbau der erneuerbaren Energien über feste Einspeisevergütungen setzt? Mit Blick auf die Zusätzlichkeit wird dort auch diskutiert, welche Zubau-Impulse dem Ökostromhandel zuzurechnen sind.

4.1 Vermarktungsmengen als Potenzial

Die europaweit steigenden Mengen von EE-Strom stellen für den Handel mit Ökostrom sicherlich einen Schlüsselfaktor dar. Allerdings sind die erzeugten Mengen systembedingt gerade in Deutschland nur eingeschränkt verfügbar. Das Teilkapitel 4.1. soll einen Überblick über die in Deutschland verfügbaren Mengen an EE-Strom geben und diese nach Vermarktungsformen gliedern, durch die der EE-Strom für den Handel mit Ökostrom verfügbar oder unverfügbar wird.

Quantitativ betrachtet werden dabei die Mengen, die innerhalb und außerhalb des EEG erzeugt werden, sowie die drei im EEG vorgesehenen Varianten der Direktvermarktung.

Daneben spielt derzeit noch der Eigenverbrauch von PV-Anlagen eine Rolle, diese bleibt aber überschaubar: Für 2012 wurden in [IE 2011] im Trendszenario 2,3 % der Stromerzeugung aus Solarstrom dieser Option zugeordnet. Da allerdings die Vorteile der Eigenverbrauchsregelung auch für Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe gelten, zu denen der Strom nicht über das Verteilnetz geleitet wird, entwickeln sich inzwischen weitere Modelle nachbarschaftlicher Stromversorgung, die zukünftig an Bedeutung gewinnen können. Zudem wurde durch eine Stromsteuer-Befreiung von Stromkunden, die Strom aus Anlagen bis maximal 2 MW Leistung in räumlicher Nähe beziehen, der Weg für neue örtliche Versorgungsmodelle geebnet. Diese spielen quantitativ bisher noch keine Rolle, werden jedoch in Abschnitt 5.3.7 in die vergleichende Bewertung mit einbezogen.

4.1.1 Rolle der Marktprämie und des Grünstromprivilegs

4.1.1.1 Optionen der Direktvermarktung im EEG

Das EEG 2012 lässt als Varianten der Direktvermarktung gemäß § 33b drei Formen zu:

1. Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g
2. Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 (Grünstromprivileg)
3. sonstige Direktvermarktung

Bei der Direktvermarktung mit Nutzung der Marktprämie dürfen gemäß § 55 EEG keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Die Eigenschaft „erneuerbarer Strom“ wird gemeinsam mit den von den ÜNB an der Börse vermarkteten Mengen bei allen Stromkunden ausgewiesen, die die EEG-Umlage bezahlen, da alle Kosten der Marktprämie in den EEG-Wälzungsmechanismus eingehen. Bei der Nutzung des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung werden den Anlagenbetreibern dagegen Herkunftsnachweise ausgestellt, so dass hier die Möglichkeit besteht, den erzeugten Strom unmittelbar als Ökostrom zu vermarkten.

Die Attraktivität der **Marktprämie** basiert auf dem Mehrerlös, den die Stromhändler (Lieferanten) den Anlagenbetreibern bieten können, indem sie ihnen einen Teil der Managementprämie überlassen. Nach einer WPD-Einschätzung liegt dieser Anteil 2012 und 2013 zwischen 40 % und 50 % (5 von 12 €/MWh 2012 und 3,5 von 7,5 €/MWh 2013), zitiert nach [Rostankowski et al. 2012]. Um diesen Betrag übersteigt der Erlös aus der Marktprämie in Kombination mit der Direktvermarktung an der Börse dann den Erlös für den Fall einer unmittelbaren Stromeinspeisung mit EEG-Festvergütung.

Die Attraktivität des **Grünstromprivilegs** hängt wesentlich vom Vergleich der Börsenstrompreise mit den möglichen Einnahmen durch konkurrierende Formen der Direktvermarktung bzw. der EEG-Festvergütung ab. Nach der geltenden Regelung (EEG-Umlagebefreiung von 2 ct/kWh) könnte theoretisch EEG-Strom, dessen Vergütung um bis zu 4 ct/kWh höher als der Börsenpreis für Grundlaststrom liegt, zusammen mit dem in gleicher Menge beschafften Börsenstrom zu den gleichen Preisen an die Endverbraucher abgegeben werden wie der nicht vom Grünstromprivileg profitierende Strom, denn es werden sowohl der beschaffte EEG-Strom als auch der zu Börsenpreisen beschaffte Strom von der EEG-Umlage befreit. So kann der Stromhändler den direkt vermarktenden EEG-Anlagenbetreibern theoretisch einen Preis bieten, der um den doppelten Befreiungsbetrag, d. h. um 4 ct/kWh, höher ausfällt als der Börsenpreis, ohne dass sich der Verkaufspreis für die Endkunden im Vergleich zu konkurrierenden Unternehmen, die § 39 EEG nicht nutzen, ändert. Bei Berücksichtigung der Vertriebskosten und der Kosten zur Erfüllung aller Anforderungen, die sich aus § 39 EEG ergeben (z. B. Mindestanteil fluktuierender Energieträger im Kalenderjahr und in acht Monaten des Kalenderjahres, Absicherung des Abnahmeprofils), sinkt der Schwellenwert für den Einkauf von EEG-Strom auf ein Niveau von deutlich unter 3 ct/kWh über dem Börsenpreis [IE 2011].

Die **sonstige Direktvermarktung** bietet keine solchen Anreize und besitzt daher aus Sicht der Anlagenbetreiber die niedrigste Attraktivität.

Ein Vergleich zwischen den Vermarktungsformen sowie ein Ausblick auf deren weitere Nutzung soll zeigen, in welchem Umfang zukünftig Ökostrom deutscher Herkunft auf dem Markt zur Verfügung stehen könnte.

4.1.1.2 Aktuelle Nutzung verschiedener Formen der Direktvermarktung

Im Jahr **2011** war das Grünstromprivileg noch das Hauptinstrument der Direktvermarktung. Die Regelung war damals leichter umsetzbar als nach der Einführung zahlreicher Verpflichtungen (Prognosen, Anteil fluktuierender Energieträger etc.) sowie der Begrenzung der Befreiung auf 2 ct/kWh durch die EEG-Novelle 2012. Auch aufgrund etwas höherer Großhandelspreise lag die Schwelle, bis zu der diese Vermarktungsform gegenüber der EEG-Festvergütung konkurrenzfähig war, höher. Die Marktprämie als konkurrierende Direktvermarktungsform war noch nicht eingeführt.

Seit Januar **2012** haben die Übertragungsnetzbetreiber für jeden Monat des Jahres veröffentlicht, wie hoch die vom EEG abgemeldete Leistung war, deren Strom über die drei Varianten der Direktvermarktung an die Kunden gebracht wurden. Außer für Geothermie gab es Direktvermarktung von Strom aus allen anderen EEG-Energieträgern. Die wesentlichen Eckwerte dieser Quelle werden in Tabelle 35 zusammengefasst:

Tabelle 35 **Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen 2012**

Energieträger	Anlagenbestand 31.12.2011	Grünstrom- privileg	Marktprämie	Sonstige Direktver- marktung
	MW	MW	MW	MW
Wasserkraft	1.400	79 bis 148	344 bis 463	33 bis 95
DKG-Gase	600	184 bis 228	37 bis 67	3 bis 8
Biomasse	5.300	0 bis 49	933 bis 1.936	0
Windenergie onshore	28.500	216 bis 1.051	12.062 bis 23.929	61 bis 113
Windenergie offshore	200	0	48 bis 308	0
Solarenergie	24.800	0 bis 1	59 bis 1.993	0 bis 2

Anm.: Quelle für Gesamtbestand: [r2b 2012], für Vermarktungsformen: [ÜNB 2013a]. Die Bandbreiten beziehen sich jeweils auf den Monat mit der niedrigsten und der höchsten abgemeldeten Leistung.

Außer bei den DKG-Gasen spielte die **Marktprämie** 2012 die dominierende Rolle, wobei die Bedeutung – insbesondere bei Windenergie, Biomasse und Solarenergie – zum Jahresende hin noch deutlich anstieg; über alle Energieträger in Summe wurde im Dezember 2012 der Rekordwert von 28,5 GW erreicht [ÜNB 2013a]. Die Offshore-Windenergie nutzte das System besonders; so wurde im Oktober und November 2012 mit 308 MW ein Wert erreicht, der dank des Zubaus im Jahresverlauf noch deutlich über den Anlagenbestand vom Vorjahresende lag. Das **Grünstromprivileg** wurde von maximal 1.423 MW in

einem Monat (Juli) genutzt, zum Jahresende nahm besonders die Zahl der Windenergieanlagen wieder ab, weil für die meisten Ökostrom-Lieferanten der Sollwert für fluktuierende Einspeisung bereits erreicht war. **Sonstige Formen** der Direktvermarktung erreichten in der Summe aller Energieträger in keinem Monat 200 MW, die Maxima bei der Wasserkraft lagen im ersten Halbjahr, diejenigen der Windenergie im zweiten. Für Solarenergie, Geothermie, Biomasse und Wasserkraft dominierte die **feste EEG-Einspeisevergütung**.

Nachdem zum 01.01.2013 die Managementprämie gesenkt wurde, stellte sich die Frage, ob dies zu einem Rückgang ihrer Nutzung und zum Umschwenken auf andere Vermarktungsformen geführt hat. Ein Vergleich der ersten fünf Monate des Jahres 2013 [ÜNB 2013b] mit dem Vergleichszeitraum des Jahres 2012 [ÜNB 2013a] zeigt, dass dies nicht der Fall ist. Die Tendenzen, die sich 2012 abzeichneten, haben sich 2013 ungebrochen fortgesetzt: Die Marktprämie war auch im ersten Quartal 2013 die am meisten verbreitete Form der Direktvermarktung und erreichte mit einer Gesamt-Anlagenleistung von 31,5 GW im Mai 2013 einen neuen Höchstwert, wobei sowohl Windenergie onshore (24,9 GW) als auch Solarenergie (3,33 GW) und Biomasse (2,42 GW) zugleich neue Höchststände erreichten. Die Vermarktung über das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung bewegten sich dagegen in den ersten fünf Monaten des Jahres 2013 etwa auf dem gleichen Niveau wie im Vergleichszeitraum des Vorjahres.

Eine Auswertung der ÜNB-Jahresabrechnungen [ÜNB 2013c] und eine Hochrechnung auf der Grundlage der 2012 gemeldeten Direktvermarktungsmengen [ÜNB 2013a] führt zum Ergebnis, dass 2011 rund 11 % des Stroms, für den es Vergütungsansprüche nach dem EEG gab, über das Grünstromprivileg vermarktet wurden und damit auch für den Ökostromhandel zur Verfügung standen. 2012 sank dieser Anteil auf rund 2 % ab, da seither die Marktprämie die attraktivere Form der Direktvermarktung darstellt.

4.1.1.3 Perspektiven

Für die weitere Perspektive ist zu beachten, dass die Attraktivität des Grünstromprivilegs wesentlich von der Höhe des Großhandelspreises für Strom an der EEX abhängt. Die Teilbefreiung von 2 ct/kWh der Umlage würde bei einem zu 50 % aus EEG-förderfähigem Strom zusammengesetzten Portfolio den Schwellenwert für die Wettbewerbsfähigkeit mit der EEG-Vergütung um 4 ct/kWh steigen lassen. Wegen der Absicherung von Mindestanteilen fluktuierender Energieträger muss der Anteil des EEG-förderfähigen Stroms faktisch höher liegen, so dass der Schwellenwert um deutlich weniger als 3 ct/kWh über dem Börsenpreis liegt. Dieser ist seit 2011 gesunken; der 200-Tage-Mittelwert für den Phelix Day Baseload lag im Spotmarkt seit März 2011 kontinuierlich unter der Schwelle von 50 €/MWh, der Tagespreis vom 15.03.2013 lag beispielsweise bei 44,31 €/MWh [EEX 2013a]. Bei einem solchen Preis ist die Direktvermarktung über das Grünstromprivileg für Anlagenbetreiber nur dann interessant, wenn sie andernfalls weniger als ca. 7,2 ct/kWh erhalten könnten. Hinzu kommt die bessere Planungssicherheit bei der Marktprämie. So müssen die Stromhändler den Anlagenbetreibern im Zweifel höhere Preise anbieten als es der EEG-Festpreis oder die Einnahmen bei Inanspruchnahme der Marktprämie darstellen. Um zudem die Quoten an fluktuierenden Energieträgern erfüllen zu können, zahlen die Stromhändler den Anlagebetreibern bei Nutzung des Grünstromprivilegs sogar

„wesentlich höhere Vergütungen“, als die Anlagenbetreiber über das Marktprämienmodell erhalten würden [Rostankowski et al. 2012].

Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist somit die Marktprämie in der Regel die attraktivste Form der Vermarktung – sofern die Planungsunsicherheit des Grünstromprivilegs nicht mit überdurchschnittlichen Aufpreisen der Stromlieferanten ausgeglichen wird. Für die meisten Anlagen folgt die feste EEG-Vergütung auf Platz 2. Damit bleiben ohne Veränderung der geltenden Rechtslage die Marktprämie sowie die feste EEG-Vergütung für die übergroße Mehrheit aller EEG-Anlagen die attraktivsten Optionen (vgl. auch Tabelle 35), [ÜNB 2013a], [ÜNB 2013b].

Somit stehen die erzeugten Strommengen aus EEG-Anlagen – bis auf die Ausnahme der Nischen Grünstromprivileg sowie sonstige Direktvermarktung – nicht für den Handel mit HKN und damit auch nicht für den Ökostrommarkt zur Verfügung.

4.1.2 Einschätzung der aktuellen Marktpotenziale

2011 wurden in Deutschland 123,5 TWh EE-Strom erzeugt und damit 20,5 % des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt [BMU 2013]. Rund 82 % dieser Strommengen (101,8 TWh) hatten Anspruch auf EEG-Vergütungen, die verbleibenden 21,7 TWh stammten aus vorwiegend älteren großen Wasserkraftanlagen (12,8 TWh) sowie aus nicht förderfähiger Nutzung der Biomasse, wie dem biogenen Anteil der Müllverbrennung [BMU 2013]; [bdew 2013]. Über das Grünstromprivileg gelangten ca. 11 TWh auf den Markt, so dass rund 33 TWh des inländischen EE-Stroms als Ökostrom verkauft werden konnten. Eine Unschärfe dieser Daten besteht bei der Zuordnung von Grubengas, das nicht zu den erneuerbaren Energien zählt, aber Anspruch auf EEG-Vergütungen hat und teilweise auch über das Grünstromprivileg direkt vermarktet wurde.

2012 stieg die erzeugte EE-Strommenge auf 136,1 TWh an und deckte 22,9 % des deutschen Bruttostromverbrauchs [BMU 2013]. Durch einen stärkeren Wasserabfluss stieg die Produktion aus Wasserkraft und damit auch diejenige großer ungeförderter Wasserkraftwerke um ca. 20 % an. Wenn davon ausgegangen wird, dass der übrige Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf EEG-Anlagen entfällt, gliedert sich die Gesamterzeugung in ca. 112 TWh EE-Strom mit Vergütungsanspruch und ca. 24 TWh ohne Vergütungsanspruch. Die genaue Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber steht noch aus; daher ist eine Aussage zu den Vermarktungsformen nur auf der Grundlage der Anlagenleistung möglich, die für Zwecke der Direktvermarktung als abgemeldet veröffentlicht wurde [ÜNB 2013a]. Nur rund 1,7 % des Stroms mit EEG-Vergütungsanspruch wurde nach dieser Berechnung über das Grünstromprivileg nach § 39 Abs. 1 EEG und 0,4 % über eine sonstige Form der Direktvermarktung vermarktet, so dass von den Strommengen mit EEG-Vergütungsanspruch nur knapp 2,4 TWh für den Handel mit Ökostrom bereit standen. Die restlichen rund 98 % des erzeugten EEG-Stroms (einschl. Grubengas) wurden entweder zu festen Einspeisesätzen oder unter der Nutzung der Marktprämie vermarktet. Die Differenzkosten zum Strompreis wurden für beide Varianten nach den Regeln des EEG-Wälzungsmechanismus auf die Endverbraucher verpflichtend umgelegt. Da aufgrund des Doppelvermarktungsverbots die Vermarktung von Strommengen, die über das EEG-finanziert wurden, als Ökostrom ausgeschlos-

sen ist, verbleiben für die Vermarktung als Ökostrom aus deutschen Quellen die ungeforderten Strommengen (23 TWh) sowie die über das Grünstromprivileg und über die ungeforderte Direktvermarktung abgesetzten Mengen (2,4 TWh). Aufgrund des Wechsels von Anlagen vom Grünstromprivileg (nach EEG 2009) zur Vermarktung mit Marktprämie (nach EEG 2012) ist dieses Aufkommen deutlich geringer als 2011, wie auch aus Abbildung 33 erkennbar wird.

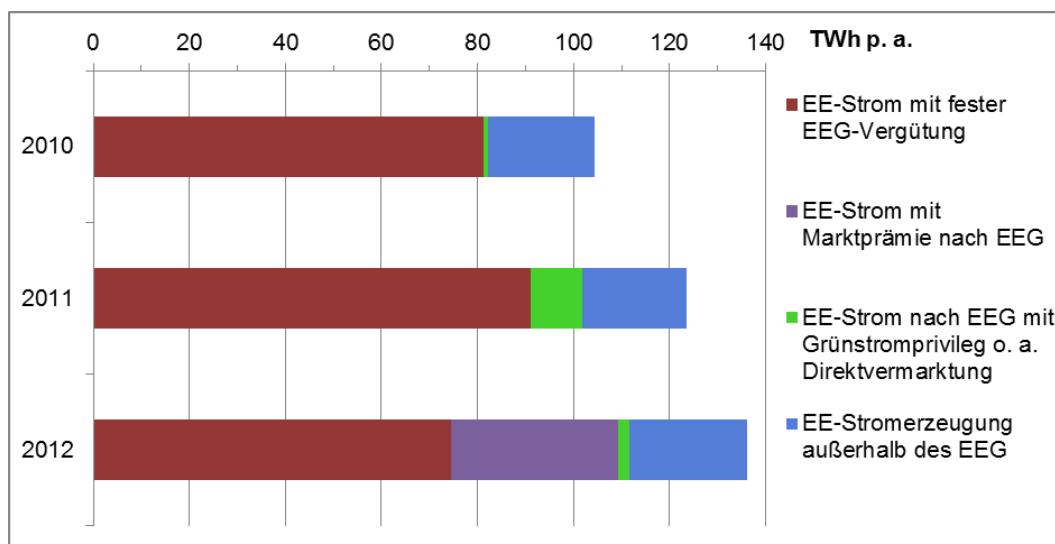


Abbildung 33 Erzeugung und Verfügbarkeit von EE-Strom in Deutschland

Quellen: [BMU 2013], [bdew 2013], [ÜNB 2013c], Berechnungen des IE Leipzig

4.1.3 Zusammenfassende Betrachtung der gehandelten Mengen

Im Jahr 2011 bezogen nach Angaben der Bundesnetzagentur [BNetzA 2012] ca. 5,5 Mio. Letztverbraucher, darunter mehr als 5 Mio. private Haushalte, insgesamt 33,6 TWh Ökostrom (vgl. Abschnitt 2.1.3). Dies entspricht rund 11,8 % aller Stromkunden sowie 7,4 % der gesamten Elektrizitätsabgabe. Auf den Haushaltssektor entfielen dabei 28 % des gelieferten Ökostroms; der Rest entfiel auf Unternehmen, die öffentliche Hand und andere Letztverbraucher. Für das Jahr 2012 liegen seitens der BNetzA noch keine entsprechenden Daten vor.

Dieser Nachfrage steht ein Angebot von deutschlandweit 810 Stromanbietern mit 3.839 unterschiedlichen Ökostromtarifen gegenüber (Stand Oktober 2012, vgl. Teilkapitel 2.1).

Der Vergleich zwischen den in Deutschland verfügbaren Mengen an inländischem EE-Strom (vgl. Abschnitt 4.1.2), dem Gesamtmarkt für Ökostromprodukte und dem Import von Herkunftsnachweisen (vgl. Abschnitt 3.3.2) bietet ein klares Bild, das in Abbildung 34 für die Jahre 2010 bis 2012 dargestellt ist.

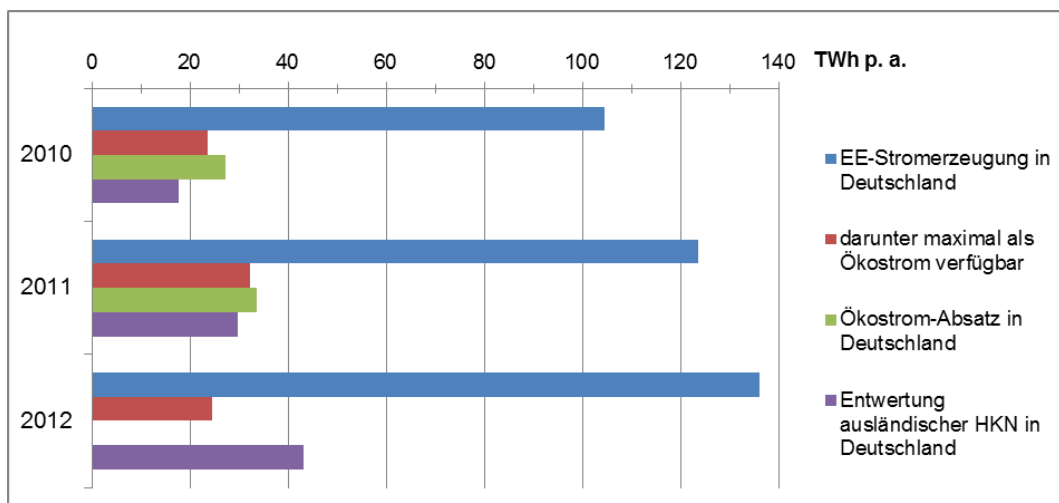


Abbildung 34 Mengenverhältnisse im deutschen Ökostrommarkt 2010 bis 2012

Quellen: [BMU 2013], [bdew 2013], [ÜNB 2013c], [BNetzA 2012], [CMO.grexel 2012], Berechnungen des IE Leipzig

2011 wurden HKN für 29,8 TWh Ökostrom in Deutschland entwertet, die überwiegend aus skandinavischen Wasserkraftwerken stammen. Dies entspricht ca. 89 % des von der BNetzA erfassten Marktvolumens. 2012 setzte sich das in Abbildung 34 erkennbare Wachstum des Marktes fort. So wurden HKN für 43,1 TWh EE-Strom in Deutschland entwertet, dies deckt sich mit den Aussagen der befragten Lieferanten, die den Markt überwiegend als wachsend ansehen; aktuelle Daten der BNetzA liegen noch nicht vor.

In den Jahren 2010 bis 2012 hatte der Ökostrommarkt ein größeres Volumen als die theoretisch verfügbare inländische Menge an EE-Strom. Zugleich wurden für den größten Teil der Nachfrage ausländische HKN in Deutschland entwertet.

Ab 2013 ist die Stromkennzeichnung von Ökostromprodukten mit HKN verpflichtend, dabei können erstmals auch inländische Herkunftsnachweise genutzt werden.

4.2 Zahlungsbereitschaft

Die **mengenmäßige Nachfrage** nach Ökostrom ist nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima deutlich angestiegen [Statista 2013a]. Neben der Nachfragemenge ist vor allem die Höhe der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft, d.h. des **Preises** für die Ökostromeigenschaft, relevant. Aus den Mengen- und Preiskombinationen leitet sich die **Nachfragekurve** ab. Wie aus Befragungen von Lieferanten (siehe Kapitel 2), aber auch von Kunden [Forsa 2011], [Kaenzig et al. 2013], [Mattes 2012], [Hasanov 2010] hervorgeht, wird die Zahlungsbereitschaft unterschiedlich eingeschätzt. Zudem unterscheidet sie sich teilweise deutlich von den realisierten Preisaufschlägen. Dieser Unterschied wird im folgenden Abschnitt deutlich gemacht.

4.2.1 Theoretische Zahlungsbereitschaft

Quantifizierung der Zahlungsbereitschaft

Da Elektrizität für den Bevölkerungsdurchschnitt ein sogenanntes „low-involvement“-Produkt ist, sind kaum Informationen über die eigene Stromverbrauchsmenge oder die eigene Stromrechnung vorhanden [Hasanov 2010]. Eine direkte Abfrage von Zahlungsbereitschaften pro kWh oder dem monatlichen Stromrechnungsbetrag für einen bestimmten zusätzlichen Ökostromanteil stellt hingegen hohe Anforderungen an das Wissen über Strompreise. Eine Abfragemethode nach absoluten maximalen Geldbeträgen unterliegt deshalb Validitätszweifeln [Hasanov 2010], weshalb die Zahlungsbereitschaft für Ökostrom unter Privatkunden nur weniger genau, nämlich als Zahlungswilligkeit relativ zu einem Referenzszenario (die aktuelle eigene Stromrechnung) zu erfassen ist.

[Forsa 2011] weist beispielsweise nur eine qualitative Einschätzung der Bereitschaft zur Mehrzahlung für Ökostrom aus, was ebenfalls die Schwierigkeit zeigt, diese Bereitschaft zu ermitteln.

Relevante Befragungen zur Zahlungsbereitschaft von Stromkunden

Aus der Literatur sind dabei verschiedene Befragungen unter Privathaushalten gegenüberzustellen:

- [Kaenzig et al. 2013] führten nach dem Konzept der Conjoint-Analyse ein Entscheidungsexperiment mit einer Präferenzäußerung durch. Ein solches Umfragekonzept kann die Zahlungsbereitschaft für jede einzelne Eigenschaft von Ökostromprodukten separat abschätzen. In der Realität müssen sich die Verbraucher jedoch weitaus komplexeren Entscheidungssituationen stellen, in denen diese Eigenschaften kombiniert werden.

Die abgefragten Produktattribute sind: Strommix, Stromversorger, Stromherkunft, Zertifizierung, Preisgarantie sowie Kündigungsfrist. Es konnte festgestellt werden, dass die größte Sensibilität der Verbraucher bei den Attributen Strommix und Stromherkunft liegt. Sie sind demnach bereit für einen Strommix aus ausschließlich Erneuerbaren Energien („Green Power Mix“) 12 € pro Monat mehr für den Strombezug auszugeben. Ein Jahresverbrauch von 3.500 kWh/a pro Haushalt und ein durchschnittlicher Haushaltsstrompreis von 27 ct/kWh (Stand: Februar 2013) würden zu monatlichen Stromkosten von 78,75 € führen. Eine entsprechende Steigerung von 15,2 % würde wiederum in einer zusätzlichen Zahlungsbereitschaft von etwa 4 ct/kWh resultieren.

Für das Attribut der Stromherkunft zeigt sich eine negative Zahlungsbereitschaft von etwa 3-5 € pro Monat wenn der Strom aus der Schweiz oder aus Osteuropa stammt. Dies entspräche einer negativen Zahlungsbereitschaft von 1,02 ct/kWh (aus der Schweiz) bzw. 1,71 ct/kWh (aus Osteuropa).

- Es wird im Rahmen dieser Umfrage ebenfalls deutlich, dass die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für die Zertifizierung verschiedener Labels (Grüner Strom Label, TÜV, ok power) relativ gering ist. Den größten Aufpreis würden die Verbrau-

cher für das Grüner Strom Label von etwa 1,7 € pro Monat bzw. 0,5 ct/kWh zahlen. [Mattes 2012] wendet ebenfalls die Conjoint-Analyse an. Die abgefragten Eigenschaften von Ökostrom waren u.a. „Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien“ oder „Stromanbieter investiert in erneuerbare Energien“. Die Auswertung der Befragung ergibt, dass für jede der Eigenschaften eine positive Zahlungsbereitschaft existiert. Die Bereitschaft, für die Eigenschaft „Stromanbieter investiert in erneuerbare Energien“ zu zahlen, beträgt demnach bis zu 8,44 ct/kWh, gefolgt vom Merkmal des Anbieters „Stromanbieter bietet nur Ökostromtarife an“ mit 3,59 ct/kWh, einer einjährigen Preisgarantie für den Tarif (3,55 ct/kWh) sowie dem Merkmal „Stromanbieter ist regional verankert“ mit 3,41 ct/kWh. Das Attribut eines Gütesiegels (z. B. ok-power oder GSL) war diejenige Eigenschaft, die den Kunden den geringsten Aufpreis wert war, der Wert lag jedoch mit 1,88 ct/kWh immer noch höher als die in Abschnitt 2.1.6 von den Lieferanten eingeschätzte Zahlungsbereitschaft.

- [Hasanov 2010] wendet die Methode der relativen Zahlungswilligkeit für den Ökostrombezug gegenüber der Referenzsituation (kein Ökostrom) an. Dabei sind etwa 80 % der Befragten bereit, einen Aufschlag auf die monatliche Stromrechnung zwischen 0 % und 5 % zu akzeptieren. Bezogen auf den durchschnittlichen Haushaltsstrompreis von etwa 27 ct/kWh (Stand: Februar 2013) würde eine Erhöhung von 5 % einen Aufschlag von 1,3 ct/kWh betragen. Weitere 19 % der Befragten würden auch einen Aufschlag von 10 % tolerieren [Hasanov 2010].
- In einer weiteren Umfrage von [Statista 2013b] wird bei 39 % der Befragten eine Mehrzahlung von maximal 50 € im Jahr und bei 33 % keine Bereitschaft zur Mehrzahlung ausgewiesen. Bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh entspricht eine Mehrzahlung von 50 € im Jahr einer relativen Erhöhung von 4,7 % und damit einer akzeptierten Erhöhung des Verbrauchspreises von 1,3 ct/kWh.

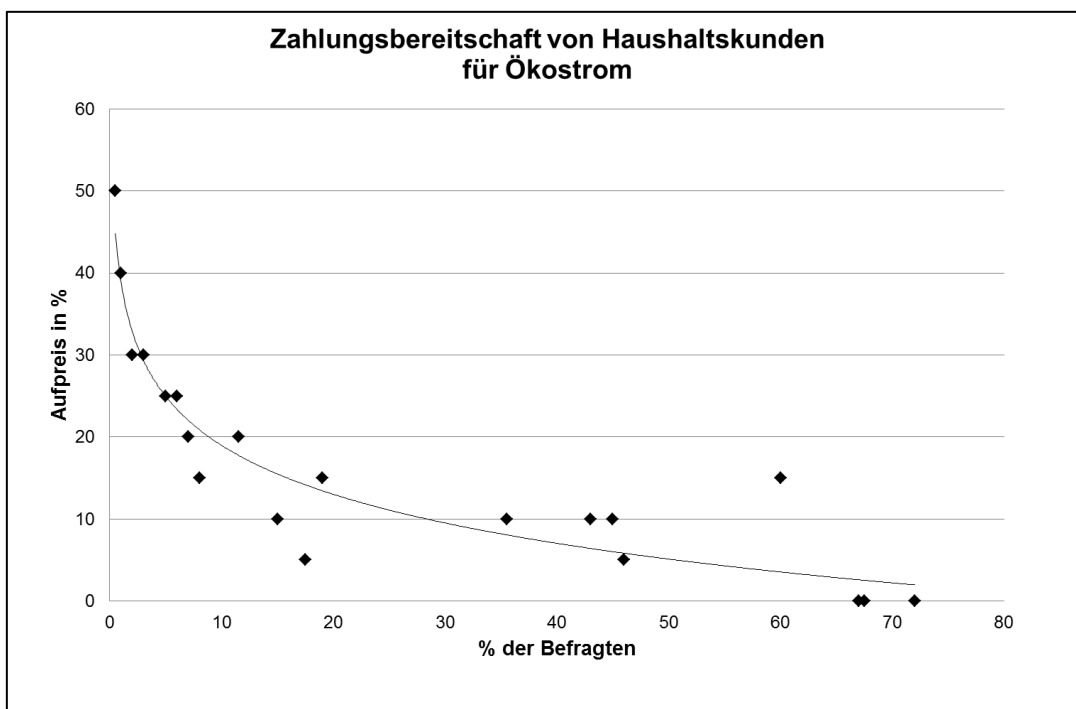


Abbildung 35 Zahlungsbereitschaft für Ökostrom in Großbritannien und Deutschland

Quelle: Ecofys, in Anlehnung an [Wüstenhagen 2000]

- Abbildung 35 zeigt eine Nachfragekurve, die aus mehreren Befragungen von deutschen und britischen Stromkunden kurz nach der Liberalisierung hervorging [Wüstenhagen 2000]. Die Punkte sind die Ergebnisse der Befragungen, die Kurven die entsprechenden Trendlinien einer exponentiellen Regression [Wüstenhagen 2000]. Die Befragungsergebnisse der deutschen und britischen Haushalte wurden dabei gemeinsam verarbeitet. Demnach wären 5 % der Befragten in Deutschland und Großbritannien bereit, einen Aufpreis von etwa 30 % zu zahlen. Zur Einordnung dieser Befragung muss zum Einen der Zeitpunkt kurz nach der Liberalisierung der Strommärkte berücksichtigt werden, zum anderen müssen diese Werte als theoretische Zahlungsbereitschaft betrachtet werden, die i.d.R. höher sind als die tatsächliche Zahlungsbereitschaft.

Aus [Wüstenhagen 2000] sowie aus Abbildung 35 geht hervor, dass 50 % der Befragten in Deutschland und Großbritannien einen Aufpreis von 5 % akzeptieren würden. Zur Zahlung eines Aufpreises von bis zu 20 % wären noch etwa 10 % der Befragten bereit. Für die vergleichende Darstellung der Studienerkenntnisse in Abbildung 36 wurde der relative Aufpreis auf einen angenommenen durchschnittlichen Strompreis von 27 ct/kWh berechnet. Daraus ergeben sich aus [Wüstenhagen 2000] für 10 % der Befragten in Deutschland und Großbritannien 5,4 ct/kWh zusätzlich und für mehr als 50 % der Befragten in Deutschland und Großbritannien noch 1,3 ct/kWh Aufpreis. Zu beachten ist dabei allerdings das Strompreisniveau, das durch die gestiegene EEG-Umlage 2013 deutlich höher als zum Zeitpunkt der Befragungen lag. Gleichzeitig muss darauf hingewiesen werden, dass Zahlungsbereitschaften im Rahmen solcher Untersuchungen teilweise überschätzt

werden [Kaenzig et al. 2013]. Insofern stellen die hier berechneten Aufpreise eher eine Obergrenze dar.

Unabhängig von der genauen Höhe der Aufpreise kann daraus jedoch gefolgert werden, dass es keine einheitliche Zahlungsbereitschaft gibt, sondern dass verschiedene Höhen der Zahlungsbereitschaft ggf. mit verschiedenen Produkteigenschaften abgeschöpft werden können. So könnte durch das Angebot eines hochqualitativen Produkts das Segment der höheren Zahlungsbereitschaft bedient werden.

Als Gesamttrend wird aus den aufgeführten Befragungen in jedem Fall ersichtlich, dass eine gewisse Zahlungsbereitschaft für Ökostrom vorhanden ist, die jedoch sehr differenziert eingeschätzt wird. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlungsbereitschaft ausschließlich für solche Produkte gilt, bei denen der Stromanbieter in erneuerbare Energien investiert. Auch die von Kaenzig et al. 2013 ausgewiesenen 4 ct/kWh beziehen sich auf einen Strommix der ausschließlich aus Erneuerbaren Energien besteht. Nichtsdestotrotz wird deutlich, dass es bestimmte Nachfragesegmente gibt, in denen die Zahlungsbereitschaft hoch ist. Dies wird auch aus Abbildung 36 ersichtlich.

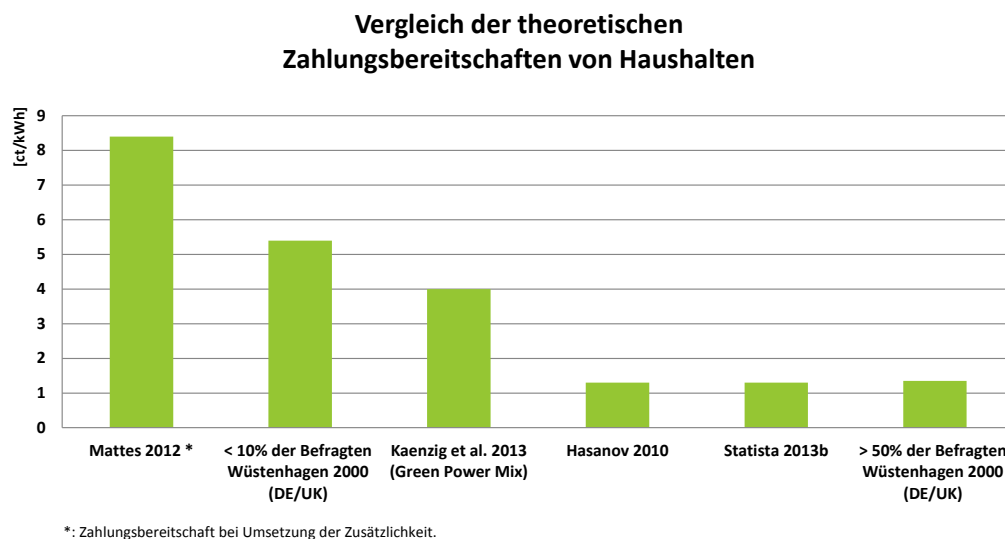


Abbildung 36 Vergleich der theoretischen Zahlungsbereitschaften der Haushalte für einen Ökostrom-Aufpreis

Darstellung: Ecofys Germany

4.2.2 Realisierte Zahlungsbereitschaft der Ökostromkunden

Wie bereits in Abschnitt 1.1.4 dargestellt, werden durch verschiedene Ökostromlabels unterschiedliche Produktqualitäten für Ökostrom definiert. Diese Produktqualitäten zielen möglicherweise auf Kundensegmente mit unterschiedlicher Zahlungsbereitschaft und unterschiedlichen Ansprüchen ab.

Während Umfragen eindeutig erkennen lassen, dass Endverbraucher von sich selbst sagen, dass sie bereit sind, mehr für Ökostrom zu zahlen, erklären 65 % der Befragten,

dass sie bei ihren Kunden keine zusätzliche oder sogar eine negative Zahlungsbereitschaft erwarten (vgl. Abschnitt 2.1.6). Insbesondere reine Ökostromanbieter zeigen bzgl. der Zahlungsbereitschaft ihrer Kunden eine pessimistische Einschätzung.

Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass der Ökostrommarkt in seiner Entwicklung inzwischen auch Kundensegmente erreicht hat, in denen es eine erhöhte Zahlungsbereitschaft nie gab.

Die tatsächlichen Preisaufschläge der Ökostromanbieter bewegen sich auf unterschiedlichem Niveau. Die Aufschläge von Lieferanten, die HKN getrennt vom Stromliefervertrag einkaufen, bzw. von Anbietern ohne Label entsprechen den HKN-Preisen (0,03 ct/kWh). Die Aufschläge der befragten Label, die sich hauptsächlich auf Fonds- und Händlermodelle beziehen, liegen nach Angaben der Lieferanten zwischen 0,3 und 1 ct/kWh (vgl. Tabelle 27 in Abschnitt 2.2.5). Demnach bleiben jedoch diejenigen Marktsegmente mit bewusst gezahlten Aufpreisen erhalten.

Zusammenfassung

Zusammenfassend ergeben sich die realisierte Nachfragemenge von 33,6 TWh [BNetzA 2012a] und realisierte Aufschläge für Ökostrom 0,03 bis 1 ct/kWh. Ein Aufschlag von rund 1 ct/kWh deckt sich mit der aus Umfrageergebnissen von Privatkunden ermittelten Zahlungsbereitschaft. Diese Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass ein kleines Segment von Kunden eine deutlich höhere Zahlungsbereitschaft angibt.

Die Mehrzahl der befragten Lieferanten erwartet keine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Ökostrom, während eine Minderheit eine Zahlungsbereitschaft von Ökostromkunden von bis zu 3 ct/kWh angibt. Da sich die Fragen auf den Status quo des Marktes beziehen, könnte sich die Zahlungsbereitschaft noch erhöhen, wenn die bestehenden Informationsmängel behoben werden. In diesem Zusammenhang kann auch die Nachweisbarkeit der einzelnen Produktqualitäten ermöglicht bzw. verbessert werden, was wiederum einen positiven Effekt auf die Zahlungsbereitschaft haben kann.

4.3 Preisniveau

Einen zentralen Aspekt des Ökostromhandels stellen im engen Zusammenhang mit der Zahlungsbereitschaft die Marktpreise dar. Einerseits führen Marktpreise, die sich von den Marktpreisen für Graustrom kaum unterscheiden, zu starkem Kundenzuspruch für Ökostromprodukte, andererseits können die Erlöse aus dem Handel mit Herkunftsnachweisen annähernd kaum einen Finanzierungsbeitrag für Neuanlagen leisten. Nachfolgend werden daher die Preise für Herkunftsnachweise, für grüne Zertifikate (zur Quotenerfüllung), für die EEG-Umlage und für Graustrom (Großhandelspreise an der EEX) näher betrachtet und verglichen.

4.3.1 Marktpreise für Herkunftsnachweise

Die hier benannten Herkunftsnachweise wurden bis einschließlich 2012 als RECS- bzw. EECS-Zertifikate im OTC-Handel gehandelt, d. h. durch bilaterale Verträge. Die Preisentwicklung, für die es mangels einer zentralen Handelsplattform nur stichprobenhafte Erkenntnisse gibt, wird an dieser Stelle beleuchtet.

Die öffentliche Diskussion nach dem Reaktorunfall von Fukushima im März 2011 hat dazu geführt, dass die Nachfrage nach Ökostromprodukten sprunghaft angestiegen ist. Viele Lieferanten haben reagiert und entsprechende Ökostromprodukte in ihr Portfolio aufgenommen, mit der Folge, dass die Nachfrage nach HKN und damit auch die Preise deutlich angestiegen sind. Zur Höhe der Preise wurden zunächst Informationen des Amsterdamer Handelshauses SKN herangezogen, die sich als „leading broker company in environmental commodities“ bezeichnen [STX 2012]. Nach Fukushima stiegen die Preise für HKN von ca. 0,2 €/MWh auf bis zu ca. 0,8 €/MWh. Nach dem Abflauen des „Fukushima-Effekts“ sank der Preis auf bis zu 0,1 €/MWh. Am Spotmarkt werden HKN aus skandinavischen Wasserkraftanlagen mit ca. 0,2 €/MWh gehandelt. Die Preise auf dem Terminmarkt liegen ebenfalls bei ca. 0,2 €/MWh. Sie beziehen sich auf skandinavische Wasserkraft, die in der Branche als Standardprodukt gilt [STX 2013]. Abbildung 37 zeigt die Preisentwicklung von HKN aus skandinavischen Wasserkraftanlagen. Die Abbildung wurde 2012 von STX Services erstellt und enthält für die fünf Jahre von 2010 bis 2014 die jeweiligen Werte bis zur KW 41, d. h. einschließlich Anfang Oktober [STX 2013]. Sie enthält somit sowohl historische Preise als auch Futures.

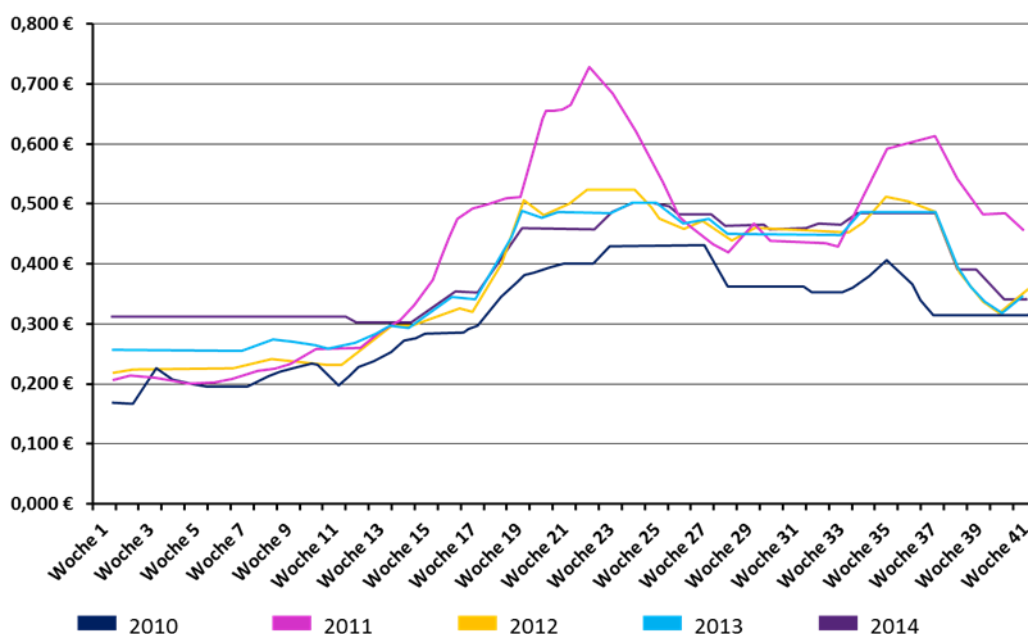


Abbildung 37 Preisentwicklung für HKN aus skandinavischen Wasserkraftanlagen von 2010 bis 2014, jeweils Januar bis Herbst, in €/MWh (Stand: 2012)

Quelle: [STX 2013]

Eine große Menge HKN aus skandinavischen Wasserkraftanlagen wird in andere Länder exportiert und dort zur Stromkennzeichnung eingesetzt. Die älteren Wasserkraftanlagen, aus denen die HKN stammen, sind meist steuerlich abgeschrieben und erwirtschaften Gewinne – die Betreiber sind daher i. d. R. nicht auf eine höhere Zahlungsbereitschaft von Ökostromkunden angewiesen. Zudem übersteigt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien die verbraucherseitige Nachfrage. In der Konsequenz können HKN aus alten Wasserkraftanlagen sehr preiswert am Markt angeboten werden.

Die Preise für HKN aus anderen EE-Technologien oder aus Anlagen mit bestimmten Qualitätskriterien (z. B. Anlagenalter, Umweltstandards) können deutlich über dem Standardprodukt „skandinavische Wasserkraft“ liegen. Die Future-Preise für Wind-HKN lagen beispielsweise im Frühjahr 2012 bei STX um 35 % bis 85 % höher als diejenigen für HKN aus der Großwasserkraft [STX 2012]. Als zweite Quelle diente eine Auswertung der Abteilung für Ökoenergie und Energieeffizienz der Energie-Control Austria, die im Februar 2013 veröffentlicht wurde. Die Preise für HKN aus österreichischen Wasserkraftwerken lagen danach teilweise mit 3,00 bis 4,00 €/MWh noch erheblich höher und hingen auch vom Anlagenalter ab [E-Control 2013b]. Da bisher keine zentrale Handelsplattform existiert, kann es bei bilateralen Verträgen auch zu anderen Preisen kommen, d. h. der Gesamtmarkt bleibt bislang intransparent (vgl. Abschnitt 3.3.3.3).

4.3.2 Marktpreise für grüne Zertifikate zur Quotenerfüllung

Die Preise für grüne Zertifikate, die für Fördersysteme benutzt werden, liegen deutlich über den Preisen für HKN zur Stromkennzeichnung. Am Beispiel des schwedischen und norwegischen Fördersystems namens El-certificate (elcert) soll die Preisentwicklung dieser grünen Zertifikate veranschaulicht werden. Dazu ist in Abbildung 38 die Entwicklung der Preise für elcerts von 2006 bis Mitte 2012 dargestellt. Der Höchstpreis lag bei 376 SEK/MWh (ca. 38 €/MWh) und wurde in Woche 43 im Jahr 2008 erreicht. Den niedrigsten Preis erzielten elcerts in Woche 4 im Jahr 2012 mit 145 SEK/MWh (16 €/MWh) [NVE 2012b]. Im Januar 2013 lag der Spot-Preis bei 219 SEK/MWh (25 €/MWh), im Februar 2013 bei 235 SEK/MWh (27 €/MWh) [SKM 2013]. Der Preisgipfel von Ende 2008 bis Anfang 2009 könnte durch die damals bekannt gewordenen Vereinbarungen zwischen Norwegen und Schweden erklärt werden, die 2009 unterzeichnet wurden und 2012 in Kraft traten. Elcerts verfallen (anders als die im europäischen Markt zur Stromkennzeichnung gehandelten HKN) nicht automatisch, so dass der Wert der elcerts auch auf dem Spotmarkt und nicht nur auf dem Terminmarkt sprunghaft ansteigen konnte.

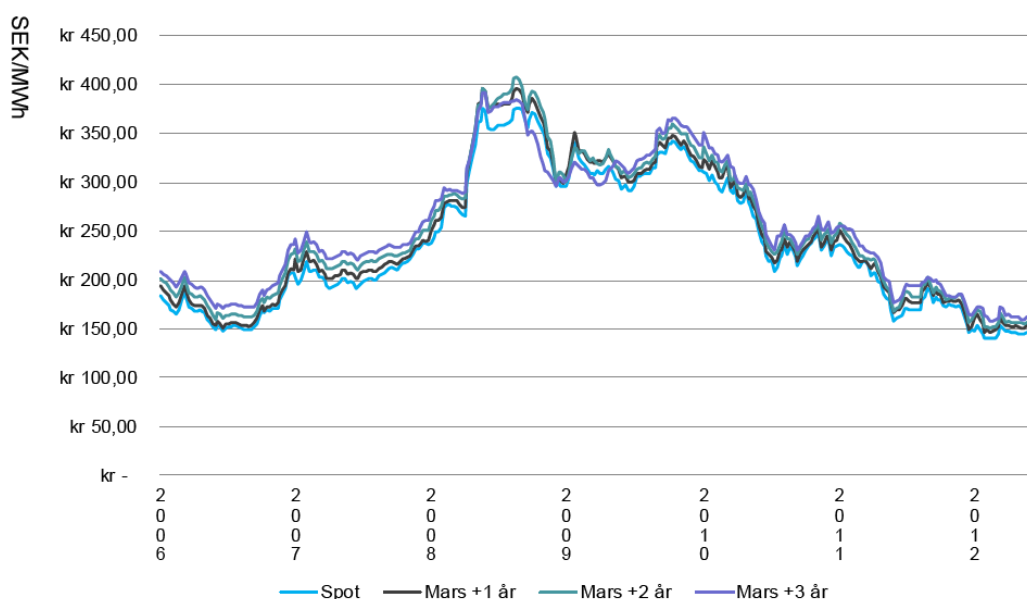


Abbildung 38 Preisentwicklung elcerts in Schweden in SEK/MWh

Anm: Terminmarkt, Mars=März, 1 år = 1 Jahr, Quelle: [NVE 2012b]

Im Vergleich zu HKN zur Stromkennzeichnung sind grüne Zertifikate für nationale Förderprogramme deutlich preisintensiver. Dies ist zum einen darin begründet, dass im elcert-System grüne Zertifikate nur ausgestellt werden, wenn die Anlagen zur EE-Stromerzeugung ein bestimmtes Alter nicht überschritten haben – zur Quotenerfüllung bleiben somit viele ältere Wasserkraftanlagen außen vor. Zum anderen dienen die Elcerts auch der Finanzierung der entsprechenden Investitionen. Die steigende Nachfrage nach Neuanlagen treibt die Preise für grüne Zertifikate nach oben, gleichzeitig steigt aber der Anreiz, in neue Projekte zu investieren. Da Neubauprojekte im Allgemeinen hohe Anfangsinvestitionen erfordern und sich allein aus den Erlösen des Stromverkaufs üblicherweise kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen realisieren lässt, bedarf es weiterer Einnahmen. Durch den Verkauf von grünen Zertifikaten können die Vorhaben je nach Technologie rentabel werden. Die Höhe der Zertifikatspreise ergibt sich aus Angebot und Nachfrage, die wiederum auf der Pflicht der Quotenerfüllung in den jeweiligen Ländern basiert. Um Investitionen anzukurbeln, müssen die Erlöse aus dem Zertifikateverkauf die Differenz zur Wirtschaftlichkeit abdecken und die Renditeerwartung der Investoren erfüllen. Dies erklärt die Preisunterschiede zu den HKN, die zwar für die gleichen Kraftwerke zusätzlich ausgegeben werden, aber lediglich der Kennzeichnung der Stromlieferungen dienen.

4.3.3 Preise für Graustrom und EEG-Förderung

Die Großhandelspreise für Elektrizität haben 2013 mit einem 200-Tages-Mittelwert in der Größenordnung von 4 ct/kWh ein ähnliches Niveau erreicht wie während der Wirtschaftskrise im Sommer 2009, nachdem Sie 2011 eher bei 5 ct/kWh gelegen hatten. Auch die Preise für Futures der Jahre 2014 bis 2019 liegen im Frühjahr 2013 zwischen 3,9 und 4,2 ct/kWh [EEX 2013a].

Zur Überbrückung der Differenzkosten zu den Gesteuerungskosten der erneuerbaren Energien dient die EEG-Umlage. Damit spiegelt sie die Mehrkosten für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland wider, die seit 2000 stattgefunden hat und den EE-Anlagen neben dem Einspeisevorrang auch den Anspruch auf feste Vergütungssätze über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt hat. Durch den starken Zubau von Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom ist diese in den letzten zehn Jahren stark angestiegen (vgl. Abbildung 39). Deutlich erkennbar ist der Anstieg 2013, der erstmals dazu führte, dass die EEG-Umlage höher lag als der Spotmarktpreis für Grundlaststrom im Großhandel.

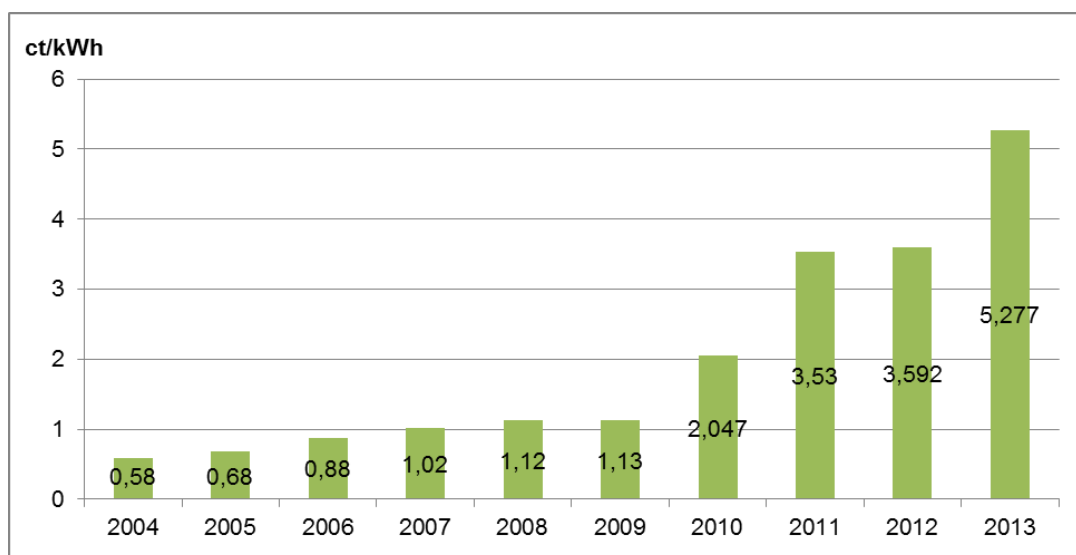


Abbildung 39 Entwicklung der EEG-Umlage in Deutschland seit 2004

Neben dem Zubau von Energieträgern, deren Einspeisevergütungen teils weit über 10 ct/kWh lagen (z. B. Photovoltaik und Biomasse), hat zuletzt auch der sinkende Erlös für den produzierten Strom (niedrige Großhandelspreise, besonders zu Zeiten starker Einspeisung von EE-Strom und damit zusätzlich niedrige Marktwertfaktoren) sowie die Befreiung bestimmter Großverbraucher von der EEG-Umlage deren Anstieg begünstigt.

4.3.4 Preisebenen im Vergleich und Schlussfolgerungen

Beim Vergleich der Preisniveaus für Herkunftsnachweise einerseits und den Preisniveaus für Fördersysteme, mit denen der Zubau neuer Anlagen finanziert wird (elcert, EEG-Umlage) andererseits, wird deutlich, dass der Handel mit HKN keinen wesentlichen finanziellen Beitrag zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten kann. Diese Aufgabe kommt den HKN auch gar nicht zu, da sie lediglich der Stromkennzeichnung sowie der Verhinderung von Doppelvermarktung dienen, nicht der Förderung. Selbst wenn HKN aus neueren österreichischen Wasserkraftwerken bis zum 20-fachen Preis der HKN aus alten norwegischen Wasserkraftwerken erzielen können, liegen die Kosten der Fördersysteme in Skandinavien (gemessen als elcert-Preise) und die EEG-Umlage in der Preisklasse von ca. 20 bis 50 €/MWh preislich um rund zwei Zehnerpotenzen höher als die aktuellen Preise norwegischer HKN (die bei 0,20 €/MWh liegen) (vgl. Abbildung 40). Ab Sommer 2013 gibt es an der EEX auch einen Börsenpreis für HKN.

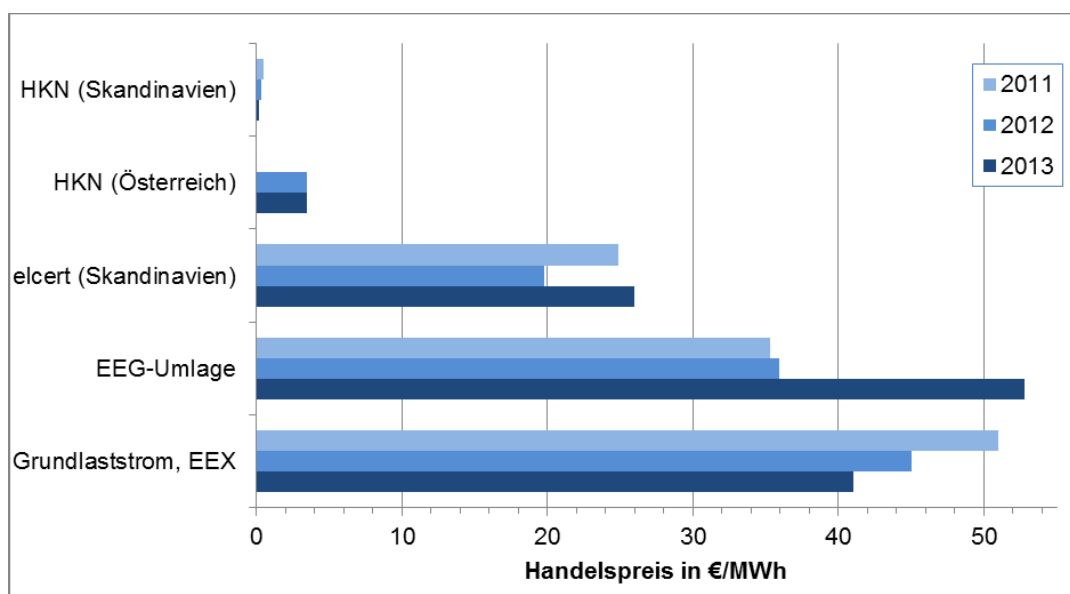


Abbildung 40 Entwicklung der Preise für HKN (zur Stromkennzeichnung), für Fördersysteme und für Strom (Großhandel) 2011 bis 2013

Anm.: Gerundete Jahresmittelwerte, für HKN aus Österreich nur 1 Wert für 2012/2013, für 2013 nur Handelsergebnisse des 1. Quartals

Quellen: [STX 2013], [E-Control 2013b], [ÜNB 2013c], [EEX 2013a]

Aus Maßstabsgründen nicht dargestellt sind die deutschen Endkundenpreise für Haushalts- und Gewerbestrom, die in der Größenordnung von 250 €/MWh liegen und die EEX-Großhandelspreise, EEG-Umlage sowie weitere Komponenten beinhalten. Bei der Bandbreite unterschiedlicher Tarifangebote kann es nicht überraschen, dass es möglich ist, Ökostrom auf Basis von ausländischen HKN teilweise preisgünstiger anzubieten als konkurrierende Graustrom-Produkte, da der aktuelle Preis skandinavischer HKN aus alten großen Wasserkraftwerken weniger als 1 Promille des Haushaltsstrompreises beträgt.

Unter diesen Voraussetzungen dürfen die Endkunden nicht damit rechnen, dass die Wahl eines Ökostromtarifs zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien beiträgt.

4.4 Qualitätskriterien von Ökostrom am Beispiel Wasserkraft

Wie in Kapitel 3 dargestellt, werden rechnerisch jedes Jahr große Mengen an EE-Strom bzw. Herkunftsnachweise für eingespeiste erneuerbare Energie aus dem Ausland nach Deutschland importiert. Um eine Mindestqualität des EE-Stroms auch aus dem Ausland zu garantieren, werden teilweise Umweltkriterien angewendet. Die Analyse hat gezeigt, dass die Mehrzahl der untersuchten Labels umweltschutzorientierte Kriterien anwendet. Die Auswirkungen von Umweltstandards für Ökostrom werden in diesem Teilkapitel analysiert.

Dazu wird zunächst der bestehende Gesetzesrahmen bezüglich Umweltstandards untersucht. Die importierten Strommengen oder Herkunftsnachweise stammen vorwiegend aus Wasserkraftanlagen (siehe auch Teilkapitel 2.1), da Energie aus Wasserkraft in großen Mengen zur Verfügung steht. Gleichzeitig verursacht der Bau von Wasserkraftanlagen bedeutende ökologische Eingriffe. Die gesetzlichen Vorschriften für neue Wasserkraftanlagen zur Erzeugung von Ökostrom sind somit besonders relevant. Daher wird am Beispiel der Wasserkraft exemplarisch untersucht, welche Kriterien hinsichtlich des Umweltschutzes bei Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom im Ausland für Ökostromprodukte gelten. Die Auswirkungen von freiwilligen und verbindlichen Standards werden dabei herausgestellt.

4.4.1 Einleitende Übersicht zu Umweltwirkungen von Wasserkraftwerken

Die Errichtung von Wasserkraftanlagen ist mit erheblichen Eingriffen in die Umwelt verbunden. Die energetische Nutzung der Gewässer machen Eingriffe in das Fließgewässer und die Landschaft notwendig, was zu Beeinträchtigungen von Flora und Fauna führt. Dabei werden die physikalische, biologische und chemische Funktionsfähigkeit der betroffenen Fließgewässer und Auenökosysteme beeinträchtigt. Vorkehrungen wie die Errichtung von Fischaufstiegsanlagen können die ökologisch notwendigen Fischwanderungen sichern und damit zu einer größtmöglichen Umweltverträglichkeit des Kraftwerks beitragen.

Aber auch die sozioökonomischen Folgen einer Kraftwerkserrichtung sind relevant. So ist der Flächenverbrauch einer Wasserkraftanlage groß, falls diese einen Rückstau verursacht, was Auswirkungen auf Tourismus oder soziale Landnutzung haben kann. Bestehende Staudämme müssen daher bevorzugt genutzt werden, um die Auswirkungen möglichst gering zu halten. Für die öffentliche Akzeptanz sind umfangreiche Informationskampagnen erforderlich.

4.4.2 Existierende Umweltstandards für Wasserkraftanlagen

4.4.2.1 Europäische und deutsche Gesetzgebung

Die Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) des Europäischen Parlamentes (2000/06/EG) ist im Jahr 2000 in Kraft getreten und schafft einen Ordnungsrahmen für den Schutz der Binnenoberflächengewässer, der Übergangsgewässer, der Küstengewässer und des Grundwassers [EU 2000].

Das deutsche Wasserhaushaltsgesetz [WHG 2010] trat zum 01.01.2010 in Kraft und regelt insbesondere in den §§ 33 bis 35 die Zulassung von Stauanlagen und die Wasserkraftnutzung. Auf Landesebene sind des Weiteren Regeln in den bestehenden Landeswasser- und Fischereigesetzen niedergeschrieben. Jedoch erfolgt hier keine konsequente und flächendeckende Umsetzung der Anforderungen, denn der Großteil der genutzten Wasserkraftanlagen ist aufgrund des Anlagenalters von der Gesetzgebung nicht betroffen. Die Vorschriften können demnach auf die meisten Kraftwerke nicht angewendet werden. Jedoch setzt das EEG Anreize zur Verbesserung der Umweltqualität von Wasserkraftanlagen. Anlagen, die erhöhte Umweltstandards einhalten, erhalten eine erhöhte Vergütung. Das EEG 2012 nimmt konkret Bezug auf die Bestimmungen des Wasserhaushaltsgesetzes.

4.4.2.2 Greenhydro Standard

In der Schweiz wurde Ende der 1990er Jahre der freiwillige „greenhydro Standard“ entwickelt; er ist international bekannt [EAWAG 2006]. Die Entwicklung europaweit einheitlicher Standards und die Übertragung des *greenhydro Standards* in europäische Gesetzgebung wurde in der Literatur bereits geprüft [CLEAN-E 2005], [EAWAG 2006], [EAWAG 2007]. Eine gesetzliche Umsetzung ist demnach möglich, wurde jedoch bisher nicht realisiert.

Der Standard stellt sicher, dass die wesentlichen gewässerökologischen Funktionen trotz der Errichtung einer Wasserkraftanlage erhalten bleiben und kontinuierlich verbessert werden. Seit 2001 wird der *greenhydro-Standard* im Rahmen des Schweizer Ökostromlabels „naturemade star“ [naturemade 2013] angewendet und gilt als hochrangiger und strenger Standard [EKOenergy 2013] [EV 2012]. Auch andere Labels wenden die hier gesetzten Standards teilweise an und beziehen sich damit auf Einzelaspekte des *greenhydro-Standards* wie das europäische Label EKOenergy, das im nächsten Abschnitt diskutiert wird.

4.4.2.3 Europäisches Öko-Label EKOenergy

Für die konkrete Entwicklung länderübergreifender (freiwilliger) Minimalanforderungen für die Vermarktung von Ökostrom und die Errichtung von Wasserkraftanlagen setzt sich seit 2010 das EKOenergy network ein. Es geht aus dem finnischen Ökostromlabel EKOenergia hervor und besteht aus einem Zusammenschluss verschiedener europäischer NGOs. Das EKOenergy Label besteht weiterhin und ist Partner der Nachhaltigkeitsorganisation ISEAL [ISEAL 2013]. Es baut auf den Anforderungen des amerikanischen Green-E-Labels [Green-E 2013] auf und stellt das erste europaweite Ökostromla-

bel dar. Seine Qualitätskriterien sind noch nicht endgültig verabschiedet worden (Stand: Februar 2013).

Im bisherigen Entwurf wird für die Errichtung und Zertifizierung einer Wasserkraftanlage eine Einzahlung in einen Umweltfonds verlangt. Außerdem muss der Anlagenbetreiber Listen mit Maßnahmen vorlegen, mit denen die gewässerökologischen Funktionen wiederhergestellt und verbessert werden. Wasserkraftanlagen, die bereits anerkannte europäische Standards wie den *greenhydro-Standard* aufweisen, müssen keine Maßnahmenlisten vorlegen [EKOenergy 2013].

4.4.3 Vergleich von Anforderungen an Wasserkraftanlagen bei europäischen Labels

Um die Umsetzung von Qualitätskriterien für Wasserkraftanlagen in Europa zu veranschaulichen, werden einzelne europäische Ökostrom-Labels auf ihre Standards bei Wasserkraftanlagen untersucht. Tabelle 36 zeigt den Vergleich der ausgewählten Labels, während in Tabelle 37 die Kriterien dazu erläutert werden. Für einen Überblick der angewandten ökologischen Kriterien kann dabei teilweise auf die Kriterien des *greenhydro-Standards* zurückgegriffen werden (Kriterium 1-5). Die Kriterien 6 und 7 sind der Studie [PwC 2009] entnommen und zielen auf einen ökologischen Fonds sowie die rechtliche Gleichbehandlung unterschiedlicher Wasserkraftwerksgrößen ab.

Es wird gezeigt, inwiefern die hier gesetzten Anforderungen an Wasserkraftanlagen auch in den Kriterien anderer europäischer Labels übernommen wurden. Die aufgeführte Bewertung basiert auf den Erkenntnissen von [PwC 2009].

Tabelle 36 Überblick WKA-Anforderungen europäischer Labels

Label / Kriterium	Bra Miljöval (SWE)	100% Energia Verde (IT)	EVE- Electricité Verte (FR)	Grüner Strom Label (DE)	Milieukeur Elektriciteit (NL)	Groene EKOenergie (FIN)	Ok-Power Label (DE)	TÜV Süd EE01 (DE)	TÜV Süd EE02 (DE)	TÜV Süd Generation EE+ (DE)	TÜV Süd Generation EE (DE)	Umweltzeichen (AT)	Naturemade basic (CH)	Naturemade star (CH)
1 Mindestwasserregelungen	mittel	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	wenig	mittel, aber aktuell keine Anwendung	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	mittel	gar nicht	vollständig
2 Dämpfung des künstlichen Abflussregimes	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	wenig	mittel, aber aktuell keine Anwendung	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	mittel	gar nicht	vollständig
3 Stauraumanagement	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	wenig	mittel, aber aktuell keine Anwendung	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	mittel	gar nicht	vollständig
4 Geschiebemanagement	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	wenig	mittel, aber aktuell keine Anwendung	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gelb	gar nicht	vollständig
5 Wiederherstellung der Durchgängigkeit	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	wenig	mittel, aber aktuell keine Anwendung	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gelb	gar nicht	vollständig
6 Fonds für ökologische Verbesserungen	mittel	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	gar nicht	vollständig
7 Gleichbehandlung von untersch. Kraftwerksgrößen	vollständig	gar nicht	wenig	gar nicht	gar nicht	gar nicht	mittel, aber aktuell keine Anwendung	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig

Legende [PwC 2009]:






	gar nicht	<ul style="list-style-type: none"> Das Label verfügt über das Kriterium nicht und stellt keine harten ökologischen Anforderungen in dem Bereich, oder es sind keine öffentlichen Informationen darüber verfügbar.
	wenig	<ul style="list-style-type: none"> Das Label setzt geringfügige ökologische Anforderungen in dem Bereich.
	mittel	<ul style="list-style-type: none"> Das Label setzt ausführliche ökologische Anforderungen in dieser Kategorie.
	mittel, aber aktuell keine Anwendung	<ul style="list-style-type: none"> Das Label setzt ausführliche ökologische Anforderungen in dieser Kategorie, wendet sie aber in der Praxis aktuell nicht an.
	vollständig	<ul style="list-style-type: none"> Das Label entspricht in dieser Kategorie vollständig den Anforderungen des greenhydro Standard.

Tabelle 37 Erläuterung zu WKA-Anforderungen europäischer Labels

Anforderung	Erläuterung
1. Mindestwasserregelungen	Die Mindestwasserregelung soll ein am natürlichen Charakter des Gewässers abgeleitetes Abflussregime sicherstellen. Sie soll einen am Gewässertyp angepassten Abflusscharakter aufweisen, die natürliche Verzahnung der Gewässer mit ihrem naturnahen Fließcharakter ermöglichen und die naturnahe Artenvielfalt der Tiere und Pflanzen bewahren.
2. Dämpfung des künstlichen Abflussregimes	Die Dämpfung der durch Wasserkraftanlagen hervorgerufenen Abflussschwankungen (Schwellbetrieb, Schwall- und Sunkereignisse) steht im Mittelpunkt einer ökologisch verbesserten Betriebsweise. Sie soll gewährleisten, dass durch künstliche Abflussschwankungen die Gewässerbiozönosen nicht massiv beeinträchtigt werden und keine langfristig schädigende Beeinträchtigung der natürlichen Artenvielfalt der Pflanzen und Tiere erfolgt.
3. Stauraummanagement	Ein ökologisch begründetes Stauraummanagement der Flusstauhaltungen zielt auf Maßnahmen hydromorphologischen Aufwertung des Stauraums ab. Eine dauerhaft negative Beeinträchtigung der ökologisch bedeutsamen Uferbereiche sollen durch diese Maßnahmen verhindert werden. Außerdem darf die Vernetzung zwischen Stauraum und Uferzonen nicht langfristig und massiv geschädigt werden.
4. Geschiebemanagement	Das Ziel eines ökologisch orientierten Geschiebemanagements ist eine am natürlichen Gewässertyp orientierte Feststoffführung. Geschiebetrieb und Gerinneverlagerungen sollen damit ermöglicht werden, so dass sich eine Morphologie ausbilden kann, die dem Gewässertyp entspricht.
5. Wiederherstellung der Durchgängigkeit	Die Anlagengestaltung zielt aus ökologischer Sicht auf die bauliche oder technische Wiederherstellung der ursprünglich vernetzten Gewässer ab. Eine ökologisch begründete Anlagengestaltung soll deshalb die bestmögliche, betriebliche und bauliche Unterstützung der vier anderen Managementbereiche gewährleisten. Dabei muss sowohl baulich als auch betrieblich die Längs- und Quervernetzung und somit die Durchgängigkeit im direkten Einflussbereich des Kraftwerkes jederzeit sichergestellt sein. Insbesondere darf entsprechend dem aktuellen Stand der Technik keine dauerhaft schädigende Beeinträchtigung der freien Fischwanderung aufgrund der Wasserkraftnutzung in den genutzten Gewässern stattfinden. Dies umfasst sowohl den Fischeaufstieg als auch den Fischabstieg
6. Fonds für ökologische Verbesserungen	Ökologische und nachhaltige Maßnahmen gehen mit hohen Investitionskosten einher. Das Kriterium prüft, ob ein Fonds für Maßnahmen der ökologischen Verbesserung notwendig ist und wie groß dabei die notwendigen Investitionen sind
7. Gleichbehandlung von unterschiedlichen Kraftwerksgrößen	Das Kriterium überprüft die Gleichbehandlung verschiedener Kraftwerksgrößen. Normalerweise werden insbesondere kleine Anlagen als besonders ökologisch eingestuft. Es kann jedoch lediglich von einem ökologischen Ungleichgewicht im Vergleich zu einem „normalen“ Kraftwerk gesprochen werden. Dieses Kriterium prüft, ob große und kleine Anlagen gleichbehandelt werden

Der Vergleich zeigt, dass in den ausgewählten europäischen Ökostrom-Labels insgesamt nur selten Umweltstandards für die Errichtung von Wasserkraftanlagen gesetzt werden oder diese sehr allgemein formuliert werden. So besteht im Grüner Strom Label e.V. die Regelung, dass die Reaktivierung stillgelegter Wasserkraftanlagen nur bei Nachweis der „deutlichen gewässer-ökologischen Verbesserung“ möglich ist [GSL 2012a]. Die Aussagen zu den geförderten Neubauprojekten beziehen sich damit aber nicht automatisch auf die Herkunft des gehandelten Stroms. Harte Kriterien sind wie auch in Kriterienkatalogen von vielen anderen Labels nicht enthalten.

Bei Labels, die konkrete Kriterien anwenden, besteht außerdem lediglich eine niedrige bis mittlere Umsetzung der Kriterien. Das ok-Power-Label in Deutschland verfügt über vereinzelte Richtlinien zu Wasserkraftanlagen, wendet diese jedoch seit Mai 2009 wegen „Schwierigkeiten in der Operationalisierung der ökologischen Kriterien“ effektiv nicht an [EV 2012]. Dies zeigt zudem die Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Qualitätsstandards für derartige Anlagen. Lediglich das Schweizer Label „naturemade star“ als ursprünglicher Anwender des *greenhydro* Standards setzt alle Kriterien vollständig um.

4.4.4 Durchsetzbarkeit freiwilliger Standards und Auswirkungen gesetzlicher Vorschriften

Im Allgemeinen stellt sich bei der Implementierung von freiwilligen Standards die Frage nach der Wirkung: Die Aufrüstung einer Wasserkraftanlage gemäß den Anforderungen müsste zu einer erhöhten Zahlungsbereitschaft führen, d.h. die Nachfrage nach Ökostrom mit einem entsprechenden Label muss ausreichend groß sein. Ein konkreter Investitionsanreiz ist damit erst dann gegeben, wenn ein stabiler Zahlungsfluss (durch ausreichend Ökostrom-Nachfrage und erhöhte Zahlungsbereitschaft) sicher vorausgesetzt werden kann. Auf Basis der bisherigen Untersuchungen und eines geringen Marktvolumens für Ökostrom (siehe Befragungsergebnisse in Kapitel 2) ist eine solche Voraussetzung unwahrscheinlich und damit auch eine freiwillige Investition der Anlagenbetreiber.

Gleichzeitig existieren gesetzliche Vorschriften für die Errichtung von Wasserkraftanlagen sowie ein entsprechender Anreiz zur Verbesserung der ökologischen Eigenschaften im deutschen EEG. Durch die Förderregelung kann ein langfristig planbarer Zusatzertrag erzielt werden (20 Jahre). Damit konkurrieren die Anreize des deutschen EEG mit Anreizen, die im freiwilligen Ökostrommarkt potenziell geschaffen werden können. Neben der Planbarkeit ist die Höhe des Anreizes entscheidend. Auf die besondere Rolle des EEG hinsichtlich der finanziellen Sicherheit beim Anlagenneubau wird in Abschnitt 4.5.1 noch eingegangen. Anreize für die Implementierung von Umweltschutzstandards sind unter diesen Rahmenbedingungen nur dann sinnvoll, wenn sie nicht in Konkurrenz zu gesetzlichen Mindestanforderungen bzw. staatlich induzierten Investitionsanreizen stehen, d. h. nur dann, wenn sie diese übertreffen.

4.4.5 Schlussfolgerung

Aus der Analyse ergeben sich drei Hemmnisse für die Verbesserung der Umweltwirkung der Stromerzeugung durch Ökostrom:

1. Umweltstandards sind in international genutzten Labels kaum verankert. Bei deutschen Ökostrom-Labels finden sich größtenteils umweltschutzorientierte Kriterien. Sie sind allerdings nur schwer umsetzbar.
2. Selbst wenn umweltschutzorientierte Kriterien angewendet werden, sind die durch den Ökostromhandel ausgelösten Zahlungsströme nur gering und instabil, so dass sich langfristige Investitionsentscheidungen zur Verbesserung der Umweltwirkungen kaum darauf abstützen lassen.
3. Schließlich stehen Umweltschutzstandards von Ökostromprodukten in Wechselwirkung mit gesetzlichen Standards, die teilweise über die Anforderungen der Label hinausgehen.

Diese Hemmnisse zeigen, dass Ökostromprodukte, die erhöhten Anspruch an Umweltschutzkriterien haben und als Premiumprodukte etabliert werden könnten, zwar theoretisch möglich, aber nur schwierig umzusetzen sind. Damit ergibt sich insgesamt keine wesentliche Wirkung von Ökostrom hinsichtlich umweltschutzorientierter Kriterien.

4.5 Systemkompatibilität und Transparenz

4.5.1 Zuordnung der Zubau-Impulse

Die **Instrumente des EEG** haben den starken Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus EE seit 2000 in Deutschland bewirkt. Durch Anschluss- und Abnahmeverpflichtung sowie durch garantierte Vergütungszahlungen konnte ein starker Anlagenausbau erzielt werden. Anlagenbetreiber bestätigen, dass ohne die Sicherheit des EEG entsprechende Anlagen nicht gebaut worden wären (vgl. Abschnitt 2.3.2).

Nach Artikel 15 der RL 2009/28/EG [EU 2009a] muss es in allen europäischen Staaten ein elektronisches Register für Herkunftsnachweise geben, das dem Zweck des Nachweises erneuerbarer Energie gegenüber dem Endkunden dient. Dabei muss sichergestellt sein, dass dieselbe Einheit erneuerbarer Energie nur einmal berücksichtigt wird und das System für Herkunftsnachweise „genau, sicher und zuverlässig“ ist. In Deutschland werden HKN nur für Anlagen ausgestellt, die nicht über die EEG-Umlage finanziert werden. In anderen Staaten Europas für alle Anlagen ausgestellt, die EE-Strom produzieren. Grundsätzlich führen sowohl der Handel mit EE-Strom in Form von HKN als auch der Ökostromhandel in Form von direkten Lieferverträgen dazu, dass der erzeugte EE-Strom in der Stromkennzeichnung den Ökostromkunden zugeordnet wird. Im Gegenzug werden die von den Ökostromkunden durch den Wechsel zum Ökostromprodukt nicht mehr benötigten Mengen des nicht-regenerativen Stroms anderen Kunden zugeordnet. Der EE-Anteil im Strommix dieser übrigen Kunden sinkt dadurch. Dieser „Tauschhandel“ hat bereits dazu geführt, dass der Energieträgermix für norwegische Stromkunden, die sich nicht für ein Ökostromprodukt entscheiden (Residualmix), 2011 nur noch zu 23 % aus EE-Strom bestand, obwohl die norwegische Stromerzeugung zu 96 % auf Wasserkraft

beruht. Bestünde kein Ökostromhandel, würde der vorhandene Ökostrom anderen Stromkunden zugeordnet und den EE-Anteil in deren Strommix erhöhen. Eine hohe Transparenz für die Kunden sowie die Vermeidung der Doppelvermarktung werden durch das europaweite System der Stromkennzeichnung mit HKN gesichert. Weil aber durch das europaweite Überangebot an EE-Strom kein Anreiz zum Neubau entsprechender Anlagen entsteht, ergeben sich aus dem Handel keine positiven Effekte für den globalen Klimaschutz. Dies gilt sowohl für den reinen Handel mit HKN als auch für das Konzept der gekoppelten Lieferung von HKN und Strom – der Handel mit Ökostrom wirkt in beiden Fällen primär als Instrument der Umverteilung des vorhandenen Stromangebots.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwiefern die von vielen Ökostromanbietern unternommenen Anstrengungen tatsächlich als eigenständige Zubau-Impulse zu werten sind.

Um eine **Zubauwirkung** nachzuweisen, investieren viele der Ökostromanbieter selbst in den Aufbau neuer Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom. Sofern sie dies allerdings **in Deutschland** tun, entstehen dabei in der Regel EEG-förderfähige Anlagen, die im Rahmen des EEG auch ohne den Ökostromhandel wirtschaftlich betrieben werden könnten. Der Ökostromhandel wird auf diese Weise nur zu einem Ersatzinstrument für Direktinvestitionen, wie sie auch in Form von Energiegenossenschaften oder Bürgersolaranlagen den Endverbrauchern offen stehen. Da das EEG im Grundsatz für alle Investitionen in Anlagen zur EE-Stromerzeugung auskömmliche Vergütungen vorsieht, so dass auch die getätigten Investitionen **refinanziert** werden, muss somit auch der Zubau solcher Anlagen in Deutschland dem EEG zugerechnet werden. Es kann daher bestenfalls nachgewiesen werden, dass die Investition der **Ökostromanbieter** den **Zubau in Deutschland geringfügig beschleunigt**. Ohne den Ökostromanbieter wäre die Investition am gleichen Standort durch Dritte vermutlich früher oder später auch auf anderem Wege erfolgt – nur führt die Liquidität aus dem Stromhandel dazu, dass der Zeitpunkt für die Investition etwas vorgezogen wird. Im Vergleich zu anderen Formen der Beteiligung an EE-Anlagen hat der Handel mit Ökostrom lediglich das Alleinstellungsmerkmal, dass von den Endverbrauchern nicht ein einmaliger (i. d. R. größerer) Investitionsbetrag gefordert wird, sondern ein stetiger Zustrom sehr kleiner Zahlungen.

Sofern sich ein Investor dafür entscheidet, eine Anlage zu errichten und dabei dauerhaft auf jede Form der **EEG-Vergütung oder Marktprämie verzichtet**, ändert sich die Argumentation nicht grundsätzlich: Zwar wird dadurch die Gesamtheit der Stromkunden von der Zahlung der EEG-Umlage entlastet, am gleichen Standort hätte jedoch ein anderer Investor wenig später eine EEG-Anlage errichten können, die wirtschaftlich betrieben werden kann.

Eine Form der Zusätzlichkeit, die von den meisten Stromlieferanten in der Befragung abgelehnt wurde, ist die Investition in Anlagen, die erst durch den zusätzlichen Kapitalfluss rentabel gemacht werden (z. B. in Windturbinen an schwachen Windstandorten oder in PV-Anlagen auf verschattete Dächer). Hier würden sonst möglicherweise **unwirtschaftliche Anlagen** errichtet, obwohl auch für wirtschaftliche Anlagen im Rahmen des EEG noch Potenzial besteht. Volkswirtschaftlich gesehen erhöhen sich durch solche Investitionen die Kosten für den Umbau des Energiesystems.

Auch im **Ausland** würden die Erträge aus dem Handel mit HKN nicht für Investitionen in neue EE-Anlagen ausreichen, was sich deutlich am Preisunterschied zwischen HKN einerseits und skandinavischen grünen Zertifikaten (elcert) bzw. der deutschen EEG-Umlage andererseits zeigt. Auch hier stützt sich der Ausbau auf das **Fördersystem** der grünen Zertifikate und nicht auf die Geldzuflüsse aus dem HKN-Handel. Diese Argumentation gilt analog für jeden Zubau in Mengensteuerungsregimes. Nur für den – bisher nicht beobachteten – Fall, dass einem Land mit Mengensteuerungsregime grüne Zertifikate von Käufern außerhalb des betreffenden Landes (oder Handelsgebietes) abgekauft werden, kann dort tatsächlich eine Zubauwirkung erzielt werden.

In Ländern mit einem Fördersystem auf der Basis fester **Einspeisevergütungen** ohne Mengensteuerung stellt sich die Situation analog zu der in Deutschland dar; d. h. es werden lediglich ohnehin rentable Investitionen vorgezogen, weil durch den Ökostromhandel ein bestimmtes Kapitalaufkommen schneller mobilisiert werden konnte.

Nur für den Fall, dass Ökostromanbieter in einen Anlagenzubau in Ländern investieren, in denen der Bau von EE-Anlagen im Stromsektor in keiner Weise gefördert wird, könnte die Investition in jeder Hinsicht als „**zusätzlich im engeren Sinne**“ gelten. Solche Fälle sind den Autoren dieser Studie jedoch nicht bekannt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Zubau-Impulse, die durch den Ökostromhandel bisher hervorgerufen wurden, ohne die Existenz anderer Fördersysteme nur schwer möglich gewesen wären. Im Rahmen der geltenden Regeln wurden wirtschaftlich rentable Investitionen durch den Ökostromhandel lediglich zeitlich vorgezogen.

Vor diesem Hintergrund **sollte** bei der Bewerbung von Ökostromprodukten **nicht mit der Aussage geworben werden**, dass der Bezug von Ökostrom zur **Einsparung der Emission von Treibhausgasen** führt – zumindest nicht in dem Umfang, wie es die Differenz zwischen dem fossilen und dem regenerativen Stromverbrauchsmix erwarten ließe.

4.5.2 Fehlende Transparenz als Hemmnis

Die beschriebenen Zusammenhänge hinsichtlich der Zusätzlichkeit werden für die Strom-Endkunden in der Regel nicht transparent. Zahlreiche Anbieter versuchen mit unterschiedlichen Argumentationslinien eine **Zusätzlichkeit** im engeren Sinne nachzuweisen, um den Erwartungen der Kunden, die einen Beitrag zur Energiewende leisten möchten, gerecht zu werden. Dabei stützen sie sich auf die unterschiedlichen beschriebenen Labels, die jeweils verschiedene Voraussetzungen dafür definiert haben, unter denen ein Ökostromprodukt das Label tragen kann (vgl. Abschnitt 1.1.4 und Teilkapitel 1.2).

In Deutschland bewirkt das **Doppelvermarktungsverbot**, dass der EE-Strom, der im Rahmen des EEG-Systems vergütet wird (feste Einspeisetarife oder Marktprämie) für den Ökostromhandel nicht mehr zur Verfügung steht, da die Kosten bereits auf den Endverbraucher umgelegt werden. Nur so kann den Stromkunden, die die EEG-Umlage zahlen, auch der entsprechende Anteil an EE-Strom zugeordnet werden. Abschnitt 5.2.4 wird darauf eingegangen, wie diese systembedingten Grenzen sich auf die Handlungsoptionen auswirken. In anderen Ländern (z. B. Schweden und Norwegen vgl. Abschnitt 4.5.1) lassen sich grüne Zertifikate und HKN auch getrennt vermarkten. Einige Labels schließen

daher den Bezug von HKN aus bereits anderweitig geförderten Anlagen für ihre Produkte aus (z. B. Ausschluss von Anlagen, die andernorts der Quotenerfüllung dienen [EV 2012]), dies gilt jedoch nicht für den gesamten Ökostrommarkt.

4.5.3 Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch

Für die meisten deutschen Haushaltskunden ist im Einzelfall nicht bekannt, zu welchen Tageszeiten sie wie viel Strom nutzen. Da der Stromzähler nur einmal jährlich abgelesen werden muss, arbeiten die Energieversorger mit Standardlastprofilen, die Erfahrungswerten über eine Summe vieler Haushalte entsprechen. Lediglich für Stromkunden mit registrierender Lastgangmessung (meist Sondervertragskunden) ist der genaue Verlauf der Nachfragekurve bekannt.

Selbst unter der Annahme, dass die Darstellung der Lastprofile der Realität entspricht, ist es für Lieferanten nur schwer möglich, die damit ermittelte Bedarfskurve ausschließlich durch erneuerbare Energien zu decken, weil diese vom natürlichen Energieangebot abhängen. Wasserkraftwerke liefern in trockenen Jahreszeiten weniger Strom, Windenergieanlagen liefern bei Flaute keinen Strom. Um hier einen Ausgleich zu schaffen, müssen Stromhändler zeitweise auch Ausgleichsenergie vom Strommarkt beschaffen. In gewissen Umfang sind daher Bilanzkreisabweichungen von der vollständigen Ökostrom-Lieferung erforderlich. Bei Bedarf von Regelenergie muss diese auf herkömmliche Weise beschafft werden und verliert dabei ihre grüne Eigenschaft.

Sofern es einzelnen Anbietern gelingt, eine Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch herzustellen, indem sie stetig deutlich mehr Wasserkraft beschaffen als es der Abnahmeleistung ihrer Kunden entspricht, wird die – stündlich schwankende – nicht benötigte Restmenge der Wasserkraft an Dritte weiterverkauft. Damit führt die Einhaltung des Lastprofils für eine Kundengruppe dazu, dass der EE-Anteil in den Stromlieferungen anderer Kunden entsprechend schwankt.

Unter der Annahme, dass alle Stromkunden in Deutschland Ökostromtarife wählen und dabei auf der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch bestehen, könnte die Versorgungssicherheit nicht durchgängig gewährleistet werden, da das Energiesystem derzeit weder hinreichende Speicherkapazitäten noch hinreichende grenzüberschreitende Netzkapazitäten bietet, um die Unterschiede zwischen der Nachfragekurve und dem Angebot an erneuerbarer Energie auszugleichen.

Die teilweise realisierte Umsetzung des Konzeptes der Gleichzeitigkeit (unter Nutzung der Standardlastprofile) funktioniert nur bis zur Höhe der durch regenerative Energien stetig gesicherten Leistung, die in Europa vor allem durch große Wasserkraftwerke gewährleistet wird.

Eine dauerhafte Gleichzeitigkeit zwischen der individuellen Belieferung privater Haushalte und anderer Endkunden mit 100 % EE-Strom und der Stromerzeugung ist daher derzeit systembedingt nur für kleine Teilgruppen möglich, nicht jedoch im großen Maßstab.

4.5.4 Verantwortung für Zertifizierungssysteme

Durch die unterschiedlichen Kriterien für Ökostromprodukte bei verschiedenen Labels und auch bei einzelnen Anbietern wurde in der durchgeführten Befragung vielfach der Wunsch nach staatlich geprüften Mindestkriterien oder einem staatlichen Label (ähnlich wie Blauer Engel oder Biosiegel) geäußert (vgl. Abschnitte 2.1.5 und 2.1.6).

Da der Staat mit dem EEG ein funktionierendes System zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien geschaffen hat, stellt sich die Frage, inwiefern der Staat auf diesem Sektor (Ökostromprodukte) tätig werden sollte. Die Bestrebungen, den „blauen Engel“ für Ökostrom zu definieren, sind nicht weitergeführt worden. Aus heutiger Sicht wäre ein staatliches Eingreifen primär im Bereich des Verbraucherschutzes und des Wettbewerbsrechts angezeigt, diese Einschätzung wurde auch durch den Projektworkshop vom 03.06.2013 bestätigt.

Durch die Umsetzung der RL 2009/28/EG mit der Einführung des HKNR wurde eine staatliche Kontrolle der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN eingeführt. Diese dienen jedoch allein dem Nachweis des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromkennzeichnung und stellen keine Zertifizierung dar. Für jede Art der Qualitäts-Zertifizierung stellt sich die Kernfrage, welche Kriterien zertifizierungswürdig sind, wenn Umweltkriterien durch andere Rahmenbedingungen bereits bestimmt sind (vgl. Teilkapitel 4.4) und eine Zusätzlichkeit im engeren Sinne systembedingt fast nicht gewährleistet werden kann (vgl. Teilkapitel 4.5). Vor diesem Hintergrund wird es unwahrscheinlich, dass der Staat hierfür noch ein Zertifizierungssystem einrichtet.

5 STRUKTUREFFEKTE UND ENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN

In diesem Kapitel werden Optionen für die Weiterentwicklung des Ökostrommarktes diskutiert. Dazu wird auf die Analyse der Hemmnisse im vorangegangenen Kapitel aufgebaut. Zunächst werden die Hemmnisse des freiwilligen Ökostromhandels zusammengefasst und der Zielstellung aus verschiedenen Perspektiven gegenübergestellt. Anschließend werden Handlungsoptionen skizziert und bewertet. Dazu werden zunächst die bestehenden Vermarktungsmodelle bewertet. Anschließend wird auf die Möglichkeiten der Nutzung der erhöhten Zahlungsbereitschaft eingegangen. Abschließend werden die Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Im Rahmen des Projektworkshops „Marktanalyse Ökostrom“, der am 3. Juni 2013 in Berlin stattfand, wurden die Ergebnisse der vorliegenden Studie diskutiert.

Als eine weitere Möglichkeit zur Nutzenabgrenzung von Ökostromprodukten wurden hier erhöhte **Investitionen in die Systemintegration** erwähnt. Der Aspekt der Systemintegration wird in diesem Kapitel in Abschnitt 5.3.6 näher diskutiert.

Eine verstärkte Inanspruchnahme des **Grünstromprivilegs**, welches hohe Anforderungen an die Netz- und Systemintegration von fluktuierenden Energieträgern setzt, kann für die Systemintegration bereits einen Zusatznutzen erzielen. Die Bewertung des Grünstromprivilegs wird im Rahmen der Direktvermarktungsoptionen in Abschnitt 5.3.7 behandelt.

Des Weiteren wurde diskutiert, dass die Marktentwicklung künftig auch durch einen **zunehmenden Eigenverbrauch** geprägt sein wird, sowie durch Anlagen, die auch nach dem Ende des zwanzigjährigen Vergütungsanspruchs weiterhin Strom produzieren, dies betrifft erste Anlagen ab dem 01.01.2021. Die Thematik des Eigenverbrauchs, insbesondere der PV-Eigenverbrauch, wird in Abschnitt 5.3.7 aufgegriffen.

Über eine relativ **niedrige Markttransparenz** in der Vergangenheit herrschte weitestgehend Einigkeit. Es wurde dazu angemerkt, dass die mangelnde Transparenz teilweise auch das Wettbewerbsrecht berührt, welches unlautere Versprechungen verbieten kann. Die Transparenz der einzelnen Vermarktungsmodelle wird im Teilkapitel 5.3 diskutiert. Die Handlungsempfehlungen in Teilkapitel 5.4 zeigen schließlich verschiedene Maßnahmen zur Erhöhung der Transparenz und der Glaubwürdigkeit.

5.1 Problemdefinition

5.1.1 Zusammenhänge der Hemmnisse

Die im Kapitel 4 beschriebenen Hemmnisse, die einer wirksamen weiteren Entwicklung des Ökostrommarktes entgegenstehen, hängen teilweise miteinander zusammen: Die fehlende Transparenz über die Produkteigenschaften bzw. ausgelösten Umweltwirkungen des Bezugs von Ökostrom führt zu einer Präferenz der Nachfrager für Produkte mit geringen Anforderungen, da sie den Produkten mit höheren Anforderungen an (Zusätzlichkeit, Anlagenalter etc.) keinen Wert beimessen können. Diese so genannte

Negativauslese ist ein bekanntes ökonomisches Phänomen, das in verschiedenen Märkten beobachtet wird, wenn Konsumenten zum Erwerb des günstigsten Produktes tendieren, da sie keine Qualitätsunterschiede erkennen können. Dies führt dazu, dass Produkte schlechter Qualität sich am Markt durchsetzen. Im Ökostrommarkt führt dies zu der beobachteten Dominanz der günstigen Ökostromprodukte auf dem Markt und zu geringen Marktvolumina. Letzteres wiederum führt zu kritischer öffentlicher Diskussion und fehlendem Vertrauen in das Produkt.

Bestehenden Labels gelingt es nicht, Transparenz und Vertrauen in das Produkt herzustellen. Aufgrund der fehlenden Systemkompatibilität ist dies auch schwierig. Die erhobenen „Greenwashing“-Vorwürfe sind daher insbesondere berechtigt, wenn Konsumenten tatsächlich eine Zubauwirkung erwarten. Die Anreizwirkungen, die Labels mit vergleichsweise strengen Anforderungen versprechen, sind sehr beschränkt. Dies gilt auch für umweltschutzorientierte Kriterien, da sie, ähnlich wie die Zubauwirkung, in Konkurrenz mit nationaler Gesetzgebung stehen.

In Summe wird die Grundidee des freiwilligen Ökostrommarktes, nämlich der Nutzung einer zusätzlichen Zahlungsbereitschaft von Stromkunden für die Erzielung eines zusätzlichen Umweltnutzens, im Status quo nur unzureichend umgesetzt. Die zusätzliche Zahlungsbereitschaft erreicht Größenordnungen, die weit unter derjenigen der geregelten Förderung sind.

5.1.2 Handlungsnotwendigkeit

Wie bereits beschrieben wurde, führen die genannten Hemmnisse zu geringen Marktvolumina und damit zu geringen ökonomischen Auswirkungen des Ökostromhandels. Aus dem geringen Marktvolumen, insbesondere im Vergleich zu den Differenzkosten könnte gefolgert werden, dass sich keine Handlungsnotwendigkeiten ergeben.

Jedoch führen weitere Aspekte dazu, dass das Thema Ökostrom an Bedeutung für die Umsetzung der Energiewende gewinnt und Handlungsdruck erzeugt wird:

- Da die EEG-Umlage mit 5,3 ct/kWh (für 2013) deutlich höher ist als die üblichen realisierten Aufschläge im Ökostrommarkt und Ökostromprodukte teilweise günstiger angeboten werden als Graustromprodukte, sinkt die Akzeptanz der EEG-Umlage. Stromkunden können nicht nachvollziehen, warum sie eine EEG-Umlage zahlen müssen, obwohl sie 100% Strom aus EE beziehen.
- Zweitens hat aus Sicht der Verbraucher der Ökostrombezug eine Signalwirkung. Verbraucher möchten mithilfe des Ökostrombezugs, auch gegenüber anderen Verbrauchern auf die Notwendigkeit des verstärkten Umwelt- und Klimaschutzes aufmerksam machen.
- Schließlich gewinnt das Thema Ökostrom besonders im Zusammenhang mit der Entwicklung der Elektromobilität an Bedeutung. Ökologische Vorteile bei der Nutzung von Elektrofahrzeugen ergeben sich nur dann, wenn Fahrzeuge vollständig mit Ökostrom angetrieben werden. Um hieraus einen ökologischen Nutzen zu ziehen, muss folglich die zusätzliche Nachfrage nach Elektrofahrzeugen zu zusätzlicher Erzeugung von Ökostrom führen und damit das Kriterium der Zusätzlichkeit im engeren Sinne sicherstellen [ÖkolInst. 2011].

5.1.3 Anforderungen an die Handlungsoptionen

Die Handlungsoptionen müssen dazu beitragen, durch die Nutzung einer zusätzlichen Zahlungsbereitschaft einen zusätzlichen Umweltnutzen zu erzielen.

Die Ansprüche an eine Weiterentwicklung des Ökostrommarktes müssten daher mindestens folgende Ziele erreichen:

- Erhöhung der Zahlungsbereitschaft der Kunden durch Erhöhung des Vertrauens in die Produkteigenschaften über Erhöhung der Transparenz,
- Nutzung unterschiedlicher Zahlungsbereitschaften der verschiedenen Kundengruppen zur Erzielung höherer Erlöse, Befriedigung der individuellen Ansprüche an das Produkt,
- Sicherstellung, dass die zusätzliche Zahlungsbereitschaft eine Umweltwirkung erzielt,
- Erhalt der Signalwirkung des Ökostrombezugs als „persönliches Statement“,
- Sicherstellung, dass die Akzeptanz des EEG nicht gefährdet wird.

5.2 Handlungsoptionen

Vor dem Hintergrund der aufgeführten Herausforderungen werden Handlungsoptionen dargestellt, die diese Probleme teilweise bewältigen können. Neben den bestehenden Ökostromvermarktungsmodellen werden weitere Modell- und Handlungsalternativen präsentiert.

5.2.1 Idealtypische Vermarktungsmodelle für Ökostromprodukte

In Teilkapitel 1.5 wurden bereits die vier existierenden Vermarktungsmodelle vorgestellt (Händlermodell mit Kopplung an die Stromlieferung, HKN-Handel ohne Kopplung, Fondsmodell, Initiierungsmodell). Im vorliegenden Abschnitt werden darüber hinaus zwei weitere potentielle Vermarktungsmodelle vorgestellt: das Entlastungsmodell sowie das Modell mit Systemintegrationsbezug.

5.2.2 Entlastungsmodell

Ein bisher nicht angewendetes Vermarktungsmodell ist das Entlastungsmodell. Hier wird die erhöhte Zahlungsbereitschaft für die „grüne Eigenschaft“ abgeschöpft, um die EEG-Umlage zu entlasten. Die im HKN-Handel erzielten Erlöse können dabei zur Finanzierung der EEG-Umlage genutzt werden und so die Kostenbelastung der Allgemeinheit reduzieren.

Damit entsteht eine Umverteilung der Differenzkosten der EEG-Förderung von der Allgemeinheit hin zu zahlungswilligen Ökostromkunden. Eine so erreichte erhöhte Sozialverträglichkeit kann dann außerdem zu einer erhöhten Akzeptanz des Fördermechanismus führen.

Die Umlage-Entlastung kann in zwei Modellvarianten erzielt werden:

- **Entlastungsmodell mit Möglichkeit zur Doppelvermarktung**

Sowohl für die EEG-vergüteten als auch für die direktvermarkteten EE-Mengen könnte die grüne Eigenschaft separat in einem HKN-Handel vermarktet werden. Die Erlöse aus dem HKN-Handel können dann dem EEG-Konto gutgeschrieben werden und so die EEG-Umlage entlasten. Eine solche Doppelvermarktung wird auch im Rahmen des Evaluierungsberichtes zum EEG-Ausgleichsmechanismus der BNetzA [BNetzA 2012c] diskutiert. Dieses System wurde auch in einem früheren Konzept der EPEX-Spot vorgeschlagen. Aufgrund der Aushebelung des Doppelvermarktungsverbots ist es jedoch zum einen nicht mit dem derzeitigen EEG kompatibel. Zum anderen zielt das Gesamtsystem der HKN auf die Verhinderung von Doppelvermarktungen ab. Auch die Anerkennung deutscher HKN im Ausland würde dann problematisch.

- **Entlastungsmodell mit Ausschluss der Doppelvermarktung**

In der zweiten Variante des Entlastungsmodells ist für die HKN-Vermarktung nur EE-Strom zugelassen, der keine EEG-Förderung erhält. Zum einen betrifft dies Strom, der von der Förderung ausgeschlossen ist (z. B. biogener Anteil aus Müllverbrennungsanlagen, ältere große Wasserkraftwerke), zum anderen kann auf die EEG-Vergütung freiwillig verzichtet werden. Damit würde eine Doppelvermarktung ausgeschlossen und es können lediglich die HKN-Erlöse der reinen Ökostrommengen zur Entlastung der EEG-Umlage beitragen.

Allerdings muss dabei beachtet werden, dass der Ausschluss von der EEG-Förderung vornehmlich darin begründet ist, dass die betroffenen Anlagen bspw. entsprechenden Umwelt- und Nachhaltigkeitsanforderungen nicht gerecht werden. Der Bezug von Ökostrom, der vornehmlich aus solchen Quellen stammt, kann somit Erwartungen an hochwertigen Ökostrom ebenso nicht entsprechen.

Das Kriterium der Zusätzlichkeit im engeren Sinn wird mit dem Entlastungsmodell jedoch nicht erfüllt. Die Vermarktungsmengen der grünen Eigenschaft variieren in den zwei genannten Varianten, der Zubau neuer Anlagen wird in diesem Modell jedoch nicht begünstigt.

Die europarechtliche Frage nach einer Förderung von Ökostrom aus dem europäischen Ausland bliebe dabei noch zu beantworten.

5.2.3 Systemintegrationsmodell

Ein wesentlicher Aspekt bei der Förderung von Erneuerbaren Energien ist ihre Integration ins bestehende System. Sie müssen (vorrangig) ins Netz eingespeist werden und ihre intermittierende Eigenschaft ist für die Systembetreiber eine große Herausforderung. Wie im Rahmen der Analyse der Ökostromangebote festgestellt wurde, wird die Systemintegration bereits heute im Rahmen von Fondsmodellen gefördert. Dies kann auch als Reaktion auf die Schwierigkeiten der Darstellung von Zusätzlichkeit im engeren Sinne gewertet werden.

Ein Vermarktungsweg für Ökostrom, der statt der Förderung von EE-Neuanlagen eine Förderwirkung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien verspricht, wäre deshalb eine weitere Alternative für Ökostromanbieter. Sie können sich dabei mit der erhöhten Zahlungsbereitschaft ihrer Kunden gezielt für Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität des Systems einsetzen. Darunter könnten die Weiterentwicklung von Speicherlösungen sowie Demand Side Management fallen.

Ein Nachteil dieser Option wird sein, diese Förderaktivitäten glaubhaft zu vermitteln und nachzuweisen. Der ökologische Nutzen durch eine verbesserte Systemintegration ist lediglich mittelbar und ggf. für den Endverbraucher schwer nachzuvollziehen.

5.2.4 Weitere Handlungsoptionen

Neben der Etablierung der aufgeführten existierenden sowie neuen Vermarktungsmodelle für Ökostrom bestehen weitere Handlungsoptionen für die Förderung von Ökostrom.

Staatliches Label

Die Unübersichtlichkeit und Vielfalt der bestehenden Labels in Deutschland könnte durch ein staatliches Label reduziert werden. Eine Mehrheit der befragten Lieferanten (51%) würden dies auch befürworten (siehe Abschnitt 2.1.5). In Abschnitt 4.5.3 wurden jedoch die Rahmenbedingungen einer möglichen staatlichen Zertifizierung bereits behandelt. Mit Blick auf das bestehende Fördersystem und der fast nicht realisierbaren Zusätzlichkeit ist es demnach unwahrscheinlich, dass der Staat ein solches Zertifizierungssystem einrichtet.

Erhalt der Grünstromeigenschaft an der Börse

Wie in Abschnitt 3.3.3 vorgestellt wurde, kann die Börse eine zentrale Vermarktungsplattform für Ökostrom darstellen. Die Grünstromeigenschaft kann sowohl durch den Handel mit einem gekoppelten Produkt (Strom und HKN) als auch mit einem separierten HKN-Handel erhalten bleiben. Ein Börsenhandel ließe sich außerdem mit dem Entlastungsmodell kombinieren, indem die Erlöse des HKN-Handels der Entlastung der EEG-Umlage dienen. Auch könnte die gestiegene Nachfrage nach Ökostromprodukten inländischer Herkunft befriedigt werden. Auch von Seiten der Strom-Lieferanten und Anlagenbetreiber im Rahmen der Befragung vereinzelt Vorschläge in diese Richtung vorgebracht.

Hinsichtlich der Ausweisung von EE-Strom-Anteilen in der Stromrechnung von Nicht-Ökostrom-Kunden ergäbe sich jedoch ein gravierendes Problem, da die Grünstromeigenschaft bereits an die Ökostrom-Kunden vermarktet wäre. Somit würde die Grünstromeigenschaft in der Produktkennzeichnung von Ökostrom-Kunden ausgewiesen, während die übrigen Kunden die zur Förderung erforderlichen Differenzkosten über die EEG-Umlage zahlen. Dies würde die Akzeptanz der EEG-Umlage erheblich in Frage stellen. Damit ist klar, dass ein Transfer von EEG-Strommengen in Ökostromprodukte systembedingt nicht in Betracht kommt.

Grünstromprivileg, Eigenverbrauch und Vor-Ort-Vermarktung

Die in Teilkapitel 4.1 vorgestellten Vermarktungswege wie Grünstromprivileg, Eigenverbrauch und Vor-Ort-Vermarktung werden in der folgenden Bewertung wieder aufgegriffen. Bezogen auf die angewendeten Kriterien weisen sie starke Ähnlichkeiten auf und werden deshalb gemeinsam bewertet.

Bewertungskriterien für Vermarktungsmodelle und -optionen

Sowohl die derzeit genutzten als auch die neuen Vermarktungsmodelle für Ökostromanbieter werden nachfolgend bewertet. Aus den in Teilkapitel 4.4 und 4.5 genannten Faktoren werden die Kriterien für die Bewertung von Vermarktungsmodellen abgeleitet. Zudem werden die in Teilkapitel 4.1 beschriebenen Vermarktungswege für Anlagenbetreiber wieder aufgegriffen und ebenfalls bewertet.

- **Umweltwirkung** (Zusätzlichkeit / Effektivität / Ausschöpfung der maximalen Zahlungsbereitschaft):

Die Zusätzlichkeit sowohl im engeren als auch im weiteren Sinn ist die zentrale Herausforderung der Ökostromvermarktung. Es wird deshalb mit diesem Kriterium untersucht, inwieweit die erhöhte Zahlungsbereitschaft der Nachfrager genutzt wird um einen tatsächlichen Umweltnutzen zu erzielen. Die spezifische Erreichung der Zusätzlichkeit ist damit sowohl mit Effizienz der Ausnutzung der Zahlungsbereitschaft als auch mit der Effektivität bzgl. eines Umweltnutzens verbunden.

- **EEG-Umlageentlastung:**

Das Kriterium der EEG-Umlageentlastung prüft, inwiefern die Einnahmen aus der Ökostromvermarktung für eine Umverteilung der EEG-Kosten genutzt werden können. Die zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Ökostromkunden könnte dazu genutzt werden, die Allgemeinheit zu entlasten, indem diese einen Teil der EEG-Kosten decken und damit die EEG-Umlage senken können. Mitnahmeeffekte und ineffiziente Umverteilungseffekte, wie sie aktuell am Markt zu beobachten sind, können damit vermieden werden. Eine EEG-Umlageentlastung durch den freiwilligen Ökostrommarkt würde aber auch eine Entsolidarisierung der Stromkunden bedeuten. Ob dies gewünscht wird, muss letztlich politisch entschieden werden.

- **Systemintegration:**

Es wird deshalb mit diesem Kriterium geprüft, inwiefern das Modell einen Beitrag zur verbesserten Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten kann. Dabei ist entscheidend, ob Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität wie zur Weiterentwicklung von Speichern oder die Förderung von Demand Side Management angestoßen werden.

- **Transaktionskosten:**

Die Etablierung verschiedener Vermarktungsmodelle erfordert unterschiedlich hohe Transaktionskosten, die durch Aufwände für die Etablierung, die Kommunikation und die Umsetzung des Modells anfallen, aber auch für administrative Tätigkeiten und ggf. Monitoringaktivitäten. Die Höhe der Transaktionskosten in den jeweiligen Gestaltungsoptionen wird mit diesem Kriterium herausgestellt.

- **Nutzung des Regionenbezugs:**

Ein Entscheidungskriterium für manche Nachfragegruppen ist der Bezug zur regionalen Erzeugung. Inwieweit ein Vermarktungsmodell den regionalen Ökostrombezug ermöglicht, soll mit diesem Kriterium deutlich werden.

- **Transparenz und Verständlichkeit:**

Es wurde gezeigt, dass die bestehende Vielzahl an Labeln zur Unübersichtlichkeit bei den Verbrauchern geführt hat. Dieses Kriterium soll überprüfen, ob die Funktionsweise des Modells verständlich und transparent kommunizierbar ist und damit zu einem besseren Überblick beim Verbraucher beiträgt. Damit kann auch die Glaubwürdigkeit der Ökostromprodukte wieder steigen.

- **Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit:**

Das Kriterium Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit untersucht, ob die Umsetzung des Vermarktungsmodells rentabel und damit betriebswirtschaftlich langfristig realistisch ist.

5.3 Bewertung der Vermarktungsmodelle und -optionen

Der Text der Bewertung ist jeweils tabellarisch angeordnet, um eine bessere Übersichtlichkeit des Vergleichs zu erreichen. Dabei erstrecken sich einige der tabellarischen Texte über mehr als eine Seite.

5.3.1 Bewertung des Händlermodells (mit Kopplung von Strom und HKN)

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Im Händlermodell werden neben einem geringen Bestand in Deutschland mehrheitlich Anlagen aus dem Ausland genutzt. Bei Nutzung von Labels haben diese Anlagen in der Regel eine Altersvorgabe. Für wesentliche Anteile der Stromlieferung können jedoch auch alte Wasserkraftwerke aus Skandinavien oder den Alpenländern zur Ökostromlieferung herangezogen werden. Auch bei einer Altersvorgabe geht der Zubau-Impuls von anderen Fördersystemen aus, so dass neue Anlagen nach ihrer Errichtung Vertragspartner von Ökostrom-Lieferanten werden können, ohne auf diese Form der Vermarktung wirtschaftlich angewiesen zu sein. • Aufgrund der schlecht umsetzbaren Zusätzlichkeit kann deshalb das Händlermodell keine positive Umweltwirkung vorweisen, sondern führt möglicherweise eher zu einer ineffizienten Nutzung der Zahlungsbereitschaft. • Bewertung: (-)
EEG-Umlageentlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Wie in der Marktanalyse deutlich wurde, führt die aktuelle Verwendung der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher hauptsächlich zu Mitnahmeeffekten. Die Verhandlungen im Händlermodell finden bilateral und unabhängig vom bestehenden Förderregime statt. Die EEG-Umlage kann damit nicht entlastet werden. • Bewertung: (-)
Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Das Händlermodell berücksichtigt in seiner Ausgestaltung keine Maßnahmen zur verbesserten Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Auch die angewandten Labels stellen hierfür keine Forderungen (siehe auch Tabelle 1). • Bewertung: (-)
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Die jeweils bilateralen Abkommen der Ökostromanbieter mit den Anlagenbetreibern sowie mit den Nachfragern verursachen keine hohen Transaktionskosten. Auch die Gleichzeitigkeit von Nachfrage und Erzeugung, die teilweise bei Labels gefordert ist, wird bei Privathaushalten über eine Annäherung durch das Standardlastprofil vorgenommen, sodass keine großen Transaktionsaufwände entstehen. • Bewertung: (+)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Die bevorzugte Nutzung von EE-Anlagen in der Region des Verbrauchers ist theoretisch bilanziell möglich. Der Ökostromanbieter könnte demnach die Vertragsschließung für die Ökostromlieferung von der geografischen Lage abhängig machen. In der Praxis ist der physische Strom jedoch nicht kennzeichnungsfähig und aufgrund des hohen Importanteils von Ökostrom eine tatsächliche Nutzung des Regionenbezugs unwahrscheinlich. • Bewertung: (+-)

Fortsetzung auf der Folgeseite ⇨

Kriterium	Bewertung
Transparenz/ Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Die generelle Funktionsweise des Händlermodells ist in der Theorie relativ einfach und für Verbraucher gut nachvollziehbar. Was jedoch aktuell meist nicht vermittelt wird, sind die fehlende Zubauwirkung und unvermeidliche Bilanzkreisabweichungen der vollständigen Ökostrom-Lieferung (vgl. Abschnitt 4.5.4) • Die genannten Details in der Praxis müssen dem Verbraucher ebenfalls kommuniziert werden. Diesbezüglich weist das Händlermodell keine gute Transparenz und Verständlichkeit auf. • Bewertung: (+-)
Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Das Händlermodell besteht mittlerweile seit mehreren Jahren am Markt und sichert die Existenz von zahlreichen Ökostromanbietern. Ungeachtet der Effizienz der Zahlungsverwendung ist es ein Geschäftsmodell, welches sich auch langfristig rentiert. Die betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit ist damit nachgewiesen. • Bewertung: (+)

5.3.2 Bewertung des Modells HKN-Handel ohne Kopplung

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Durch den relativ günstigen und mehrheitlichen Bezug von ausländischen HKN sowie in der Regel fehlender Altersvorschriften für genutzte EE-Anlagen kann das Modell HKN-Handel ohne Kopplung keine Zusätzlichkeit und damit auch keine positive Umweltwirkung erreichen, solange die Nachfrage des freiwilligen Ökostrom-Marktes unterhalb des tatsächlich erreichten Ausbaus liegt. Dies ist jedoch absehbar der Fall. • Bewertung: (-)

Fortsetzung auf der Folgeseite ⇨

Kriterium	Bewertung
EEG-Umlageentlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Die aktuelle Ausgestaltung des Modells HKN-Handel ohne Kopplung führt durch den Erwerb der HKN lediglich zu Mitnahmeeffekten. Theoretisch wäre es zwar möglich, einen solchen HKN-Handel zentral und transparent zu organisieren und so auszugestalten, dass die Erlöse aus den HKN die EEG-Umlage entlasten. Dies wurde auch im Handelskonzept der EEX/EPEX dargestellt [EEX/EPEX/ECC 2013]. Es trafe nur auf EEG-geförderte Anlagen zu. Andere Anlagen wären für ihre Rentabilität auf die HKN-Erlöse angewiesen. Mit der aktuellen Rechtslage, insbesondere dem Doppelvermarktungsverbot, wäre dieses Konzept jedoch unvereinbar. • Ökostrom-Anlagen sind nach angewandter Definition immer außerhalb des Förderregimes. Eine Entlastung des EEG-Kontos ist damit nicht möglich. • Bewertung: (-)
Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Im Modell HKN-Handel ohne Kopplung muss der Anbieter in der gleichen Menge HKN erwerben, wie er Strom verkauft. Die Anlagenbetreiber sind dabei auf die Erlöse der HKN angewiesen, um betriebswirtschaftlich rentabel zu bleiben. Die HKN-Erlöse können deshalb nicht für Maßnahmen für die Systemintegration verwendet werden. • Bewertung: (-).
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Die bilateralen Verträge zwischen den Ökostromanbietern und den Anlagenbetreibern verursachen aktuell keine hohen Transaktionskosten. Die Sicherstellung der ordnungsgemäßen Entwertung der HKN im betreffenden Register führt zu Transaktionskosten und erfordert ein funktionierendes HKN-Register. Dieses ist allerdings aufgrund von Art. 15 der EU-RL 2009/27/EG bereits eingerichtet. • Bewertung: (+-)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Ökostromanbieter können sich theoretisch auf verfügbare HKN in der Umgebung des Verbrauchers fokussieren. Die tatsächliche Realisierung in der Praxis ist jedoch unsicher. • Bewertung: (+-)
Transparenz/Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Die Funktionsweise des Modells HKN-Handel ohne Kopplung ist generell sehr verständlich und kann transparent dargestellt werden. Für die Gleichzeitigkeit gelten aber die gleichen Probleme wie beim Händlermodell. • Bewertung: (+)
Geschäftsmodell/betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Wie das Händlermodell besteht auch das Modell HKN-Handel ohne Kopplung oder die Kombinationen zwischen beiden Modellen bereits seit mehreren Jahren. Auch hier ist durch den Verkauf der grünen Eigenschaft und den (günstigen) Erwerb der HKN offenbar eine nachhaltige betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit gegeben. • Bewertung: (+)

5.3.3 Bewertung des Initiierungsmodells

Im Rahmen des in Teilkapitel 1.5 beschriebenen Initiierungsmodells wird der Zubau neuer EE-Anlagen vom Ökostromanbieter aktiv gefördert. Eine solche Zubau-Förderung kann drei Ausprägungen haben. Diese Ausprägungen werden bei der Bewertung berücksichtigt:

- Innerhalb des Förderregimes, d.h. neu zugebaute EE-Anlagen tragen zur Zielerreichung des nationalen Ausbauziels bei und erhalten EEG-Vergütungen.
- Außerhalb des Förderregimes, d.h. neu zugebaute EE-Anlagen tragen nicht zur Zielerreichung des nationalen Ausbauziels bei, erhalten keine EEG-Vergütung und würden damit das Kriterium der Zusätzlichkeit im engeren Sinne erfüllen.
- Modelle mit regionalem Bezug, d.h. es wird der Zubau im regionalen Umfeld des Anbieters bzw. der Ökostromnachfrager gefördert (mit und ohne Zusätzlichkeit).

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Die aktive Initiierung von Investitionen durch den Ökostromanbieter führt in der Theorie zu neu entstehenden Anlagen. Den drei Ausprägungen des Modells folgend, können diese Anlagen jedoch auch EEG-Anlagen sein (Initiierungsmodelle innerhalb des Förderregimes), die im bestehenden Förderregime in Deutschland ohnehin gebaut worden wären. Eine Zusätzlichkeit ist dabei nur gegeben, wenn dies Anlagen sind, die allein durch das EEG nicht wirtschaftlich wären. Dabei ist zudem zu beachten, dass ein unerwartet starker Ausbau zur Senkung der EEG-Vergütungssätze führen könnte, wodurch wiederum weniger andere Anlagen zugebaut würden. Die potenzielle Zusätzlichkeit muss deshalb weiter eingeschränkt werden. Eine Zusätzlichkeit und damit eine positive Umweltwirkung kann deshalb mit dieser Modellausprägung nicht garantiert werden. • Eine Zusätzlichkeit an Anlagen, die keine EEG-Förderung bekommen (außerhalb des Förderregimes), ist theoretisch möglich, allerdings durch die bestehende EEG-Förderung unwahrscheinlich und nicht die Regel (vgl. Teilkapitel 4.5). Zudem deutet die geringe Zahlungsbereitschaft darauf hin, dass die Zusätzlichkeit auch ohne EEG-Förderung unwahrscheinlich ist. • Demnach ist eine positive Umweltwirkung theoretisch möglich, allerdings in der Praxis unwahrscheinlich. • Bewertung: (+-)

Fortsetzung auf der Folgeseite ⇨

Kriterium	Bewertung
EEG-Umlageentlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Eine Anlageninitiiierung innerhalb des Förderregimes kann durch die Nutzung der EEG-Vergütung eher zu einer Erhöhung als zu einer Entlastung der Umlage führen. Die Initiiierung außerhalb des Förderregimes (worauf Ökostrom der Definition nach abzielt) tangiert die Umlage nicht und kann daher auch nicht zu einer Entlastung führen. • Bewertung: (-)
Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Die Modellbeschreibung sieht vor, dass der Aufschlag in die Errichtung einer Neuanlage investiert wird. Damit wäre kein Mehrwert für die Systemintegration der Erneuerbaren Energien geschaffen. Theoretisch ist es jedoch möglich, diesen Aufschlag für die Initiiierung einer Systemintegrationsmaßnahme zu verwenden, wie z.B. für den Bau einer Leitung, eines Speichers etc. oder gezielt in neue Anlagen an Standorten ohne Netzprobleme investieren. • Bewertung: (+-)
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Mit der Verwendung des Aufschlags durch den Anbieter selbst wird zunächst keine dritte Partei in die Geldverwaltung involviert, weshalb es nur zu geringen Transaktionskosten kommt. Durch die Rolle des Anbieters als Projektinitiator ist er jedoch auch unmittelbar für die erfolgreiche Umsetzung der Investition verantwortlich. Vertragsverhandlungen mit Subunternehmern, Monitoringaktivitäten etc. verursachen dann wiederum relativ hohe Transaktionskosten. • Bewertung (-)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die Möglichkeit des Anbieters direkt Projekte zu initiieren, die in der Region stattfinden, ist damit auch die Nutzung des Regionenbezugs möglich. • Bewertung: (+)
Transparenz/ Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Das Modellkonzept kann dem Verbraucher verständlich kommuniziert werden. Um auch Transparenz herzustellen, muss der Anbieter genau ausweisen, welche Projekte initiiert werden. Das ist ohne großen Aufwand möglich, die Umsetzung hängt jedoch vom Anbieter ab. • Die Finanzierung der initiierten Projekte wird hingegen relativ intransparent gehalten. Es wird dabei nicht kommuniziert, dass sie fast ausschließlich über die Allgemeinheit, d.h. über das EEG finanziert werden. • Bewertung: (+-)
Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Das Initiiierungsmodell besteht erst seit relativ kurzer Zeit am Markt. Die betriebswirtschaftliche Rentabilität kann derzeit noch nicht beurteilt werden. • Bewertung: (o)

5.3.4 Bewertung des Fondsmodells

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Wegen der Ähnlichkeit der Modelle entspricht die Umweltwirkung im Fondsmodell der Einschätzung des Initiierungsmodells. • Bewertung: (+-)
EEG-Umlageentlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Bewertung der Umlageentlastung entspricht aufgrund des ähnlichen Mechanismus zum Initiierungsmodell der gleichen Bewertung: (-).
Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Auch das Konzept des Fondsmodells zielt hauptsächlich auf Investitionen in Neuanlagen ab. Wie bereits für das Initiierungsmodell beschrieben ist jedoch auch hier die Verwendung des Fonds alternativ für Maßnahmen in eine verbesserte Systemintegration theoretisch möglich. • Bewertung: (+-)
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Die Verwendung des Fonds impliziert die Einbeziehung einer dritten Partei, die mit der Planung und die Durchführung der Investition beauftragt wird. Hier verursachen Vertragsverhandlungen ein gewisses Maß an Transaktionskosten, der Anbieter ist anschließend jedoch nicht weiter für die erfolgreiche Umsetzung der Investition verantwortlich, womit Transaktionskosten eingespart bzw. ausgelagert werden. Insgesamt ist der Transaktionskostenaufwand geringer einzuschätzen als im Initiierungsmodell. • Bewertung: (+)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Ähnlich wie beim Initiierungsmodell kann der Anbieter den Aufschlag der Verbraucher ebenfalls in spezifische Fonds übertragen, die Investitionen in der Region der Verbraucher anstoßen. Damit ist auch hier die Nutzung des Regionenbezugs theoretisch möglich. • Bewertung: (+)
Transparenz/Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Das Konzept des Modells kann dem Verbraucher relativ gut vermittelt werden. Durch Involvieren Dritter und damit Auslagerung der Investitionstätigkeiten sinkt allerdings die Transparenz. Es kann schlechter nachvollzogen werden, in welche Investition der Fonds konkret geflossen ist. Je nach Nutzung des Fonds ist der Bezug zur Verbrauchererwartung „Bezug von CO₂-freiem Strom“ nur lose. • Bewertung: (-)
Geschäftsmodell/betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Das Fondsmodell wird bereits seit mehreren Jahren im Ökostrommarkt angewendet und ist damit betriebswirtschaftlich umsetzbar. • Produkte eines Fondsmodells dürfen nicht an öffentliche Endverbraucher verkauft werden, da deren Aufpreis für die erfolgreiche Stromlieferung nicht notwendig ist. Das Gebot der Wirtschaftlichkeit und der sparsamen Haushaltsführung wäre so verletzt [UBA 2013b]. • Bewertung: (+)

5.3.5 Bewertung des Entlastungsmodells

Die Bewertung des Entlastungsmodells wird für die oben vorgestellten Modellvarianten einheitlich vorgenommen.

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die reine Umverteilung der EEG-Kosten kann keine Zusätzlichkeit und damit kein positiver Umweltnutzen erreicht werden. • Bewertung: (-)
EEG-Umlage-entlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Das Modellkonzept dient der Entlastung der EEG-Umlage. Die Abführung der Zahlungsaufschläge an die ÜNB kann außerdem Mitnahmeeffekte verhindern. • Bewertung: (+)
System-integration	<ul style="list-style-type: none"> • Wie auch bei der Einschätzung einer Umweltwirkung kann das Entlastungsmodell durch die reine Umverteilung keine verbesserte Systemintegration erreichen. • Bewertung: (-)
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Die Kostenumverteilung der EEG-Kosten verursacht administrativen Aufwand und damit Transaktionskosten. Da sich das Konzept des Modells jedoch auf diese Maßnahme konzentriert, bleiben diese Transaktionskosten relativ gering. • Bewertung: (+)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Die Kostenumverteilung kann den Regionenbezug nicht umsetzen. • Bewertung: (-)
Transparenz/ Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Das Modellkonzept ist verständlich und transparent darstellbar. Der Verbraucher kann relativ gut nachvollziehen, welche Wirkung seine zusätzliche Zahlungsbereitschaft hat (in diesem Fall wäre es eine Entlastung der Allgemeinheit bzw. aller Zahler der EEG-Umlage und kein Umwelteffekt). • Bewertung: (+)
Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Der Zahlungsaufschlag der Verbraucher wird direkt zur Kostenumverteilung weiterverwendet. Das Geschäftsmodell ist demnach mit dem herkömmlicher Stromanbieter, aber auch mit den bisher aufgezeigten Modellen identisch. In der Theorie ist es daher betriebswirtschaftlich umsetzbar. • Bewertung: (+)

5.3.6 Bewertung des Systemintegrationsmodells

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die Investition in Maßnahmen zur verbesserten Systemintegration kann kein zusätzlicher Bestand an EE-Anlagen erreicht werden. Ein positiver Umweltnutzen durch die Erhöhung der Flexibilität des Systems, die Weiterentwicklung von Speichertechnologien etc. und damit eine verbesserte Integration der Erneuerbaren Energien kann dennoch mittelbar erreicht werden. • Bewertung: (+)
EEG-Umlageentlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die direkte Investition der Zahlungen in Systemintegrationsmaßnahmen bleibt die EEG-Umlage unangetastet. Sie wird weder be- noch entlastet. • Bewertung: (-)
Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Die Modellkonzeption bzw. die Verwendung der Mehrzahlungen der Verbraucher zielt direkt auf eine verbesserte Systemintegration ab. • Bewertung: (+)
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Bei der Art der Verwendung der Mehrzahlungen müsste auch dieses Modell mit bspw. dem Fonds- oder dem Initiierungsmodell kombiniert werden. Davon abhängig fällt auch die Beurteilung der Transaktionskosten aus, die bei den genannten Modellen eher hoch eingeschätzt werden. • Des Weiteren müssen die Funktionsweise des Modells und insbesondere der Nutzen der Systemintegration für die EE-Förderung den Verbrauchern transparent kommuniziert werden um die Glaubwürdigkeit des Produktes sicherzustellen. Diese Kommunikationsanforderungen verursachen relativ hohe Transaktionskosten. • Bewertung: (-)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Maßnahmen für eine verbesserte Systemintegration können sich auch regional bzw. geographisch beschränken und damit dem Regionenbezug nutzen. • Bewertung: (+)

Fortsetzung auf der Folgeseite ⇨

Kriterium	Bewertung
Transparenz/ Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die mittelbare Wirkung des Modells sind die Funktionsweise und die Verwendung der Zahlungen relativ schwer transparent und verständlich darstellbar. Die indirekte EE-Förderung über die Systemintegration und insbesondere die Problematik der Systemintegration selbst sind ebenfalls nur schwer verständlich zu machen. Der Anbieter müsste regelmäßig öffentlich machen, in welche Projekte aktuell investiert wird und ihren späteren Nutzen für die EE-Förderung kommunizieren. • Ggf. muss auch die Kombination mit dem Fonds- oder Initiierungsmodell kommuniziert und transparent gemacht werden. Hier wurden die Transparenzmöglichkeiten unterschiedlich eingeschätzt. Insbesondere die Kombination mit dem Fondsmodell kann durch die Involvierung Dritter zu sinkender Transparenz und Verständlichkeit führen. • Insgesamt wird eine hohe Transparenz und Verständlichkeit des Modells nur schwierig umsetzbar sein. • Bewertung: (-)
Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Da sich diese Funktionsweise aus betriebswirtschaftlicher Perspektive mit anderen Modellen deckt, ist das Modell als Geschäftsmodell umsetzbar. • Bewertung: (+)

5.3.7 Bewertung der Direktvermarktungsoptionen für Anlagenbetreiber

Die in Teilkapitel 4.1 eingeführten Vermarktungswege für Anlagenbetreiber werden hier aufgegriffen und bewertet. Insbesondere werden dabei das Grünstromprivileg, der Eigenverbrauch sowie die Vor-Ort-Vermarktung berücksichtigt. Diese Vermarktungsmodelle sind vor allem durch den Wegfall von unterschiedlichen Strompreiskomponenten wie EEG-Umlage, Netzentgelten oder Stromsteuer attraktiv. Aufgrund der ähnlichen Wirkungsweise werden diese Instrumente gemeinsam bewertet.

Kriterium	Bewertung
Umweltwirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Im Rahmen dieser Vermarktungsoptionen wird überwiegend Strom aus älteren Wind- und Wasserkraftanlagen sowie aus Klär- und Deponiegas vermarktet, zusätzlich spielt PV für den Eigenverbrauch eine zunehmende Rolle. Diese Anlagen bestanden i.d.R. bereits vor Einführung dieser Vermarktungsoptionen. Auch die Befragung der Anlagenbetreiber ergab, dass ein Neubau von Anlagen auf Grundlage dieser Vermarktungsoptionen (insbesondere auf Grundlage des Grünstromprivilegs) unwahrscheinlich ist (Abschnitt 2.3.2). • Bewertung: (-)

Fortsetzung auf der Folgeseite ⇨

Kriterium	Bewertung
EEG-Umlageentlastung	<ul style="list-style-type: none"> • Diverse Entlastungen dieser Direktvermarktungsoptionen, wie bspw. Befreiung von EEG-Umlage, Netzentgelten, Konzessionen sowie Steuervergünstigungen wirken im Gesamtsystem zu Lasten der Allgemeinheit. Die Absenkung der EEG-Umlage für einige Kunden wirkt sich in der Konsequenz als eine Umlageerhöhung für die übrigen Kunden aus. • Bewertung: (--)
Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Durch Anreize für eine lokale Vermarktung und bedarfsgerechte Lieferung können theoretisch die Netze entlastet werden. Dies kann theoretisch den Erneuerbaren Energien eine bessere Systemintegration ermöglichen. Praktisch werden vermutlich Überschussmengen am Strommarkt veräußert und bezogen, so dass keine Anpassung der Einspeisecharakteristik erfolgt. • Bewertung: (+-)
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Durch den lokalen Vertrieb entstehen zusätzliche Transaktionskosten bzw. fehlende Synergieeffekte gegenüber einer zentralen Vermarktung. • Bewertung: (-)
Nutzung des Regionenbezugs	<ul style="list-style-type: none"> • Durch den größtenteils dezentralen Charakter der Direktvermarktungsmechanismen und den klaren Anreiz für lokale Versorgung sind Anlagen aus den betreffenden Regionen zwangsläufig die primären Lieferanten. Das Kriterium des Regionenbezugs ist damit deutlicher als in anderen Modellen erfüllt. • Bewertung: (++)
Transparenz/ Verständlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Eine direkte Vermarktung lokaler Anlagen ist für die Verbraucher transparent und verständlich vermittelbar. Der Mechanismus des Grünstromprivilegs hingegen bedarf eines gewissen Informationsaufwands für eine gute Verständlichkeit. • Bewertung: (+-)
Geschäftsmodell/ betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Derzeit findet die Anwendung dieser Direktvermarktungsmechanismen noch wenig Gewicht in den Statistiken (siehe auch Abschnitt 4.1.1.1). Insbesondere das Grünstromprivileg hat seit Einführung der Marktprämie und Verschärfung der Kriterien stark an Attraktivität verloren. Perspektivisch betrachtet werden jedoch die weiteren Direktvermarktungsoptionen an Relevanz und Attraktivität gewinnen. Damit kann auch eine gute betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit dieser Instrumente erwartet werden. • Bewertung: (+)

5.3.8 Zusammenfassung der Modellbewertungen

Die aufgeführten Vermarktungsmodelle für Ökostrom wurden anhand der abgeleiteten Kriterien bewertet. Tabelle 38 zeigt die Zusammenfassung der Bewertungen.

Tabelle 38 Bewertung der Ökostromvermarktungsmodelle

Modell/ Kriterium	Händlermodell	Modell HKN-Handel ohne Kopplung	Initiierungsmodell	Fondsmodell	Entlastungsmodell	Systemintegrationsmodell	Direktvermarktungsoptionen für Anlagenbetreiber
Umweltwirkung (Zusätzlichkeit/ Effektivität/ Abschöpfung der maximalen Zahlungsbereitschaft)	-	-	+-	+-	-	+	-
EEG-Umlageentlastung	-	-	-	-	+	-	--
Systemintegration	-	-	+-	+-	-	+	+-
Transaktionskosten (+: gering; -: hoch)	+	+-	-	+	+	-	-
Nutzung des Regionenbezugs	+-	+-	+	+	-	+	++
Transparenz / Verständlichkeit	+-	+	+-	-	+	-	+-
Geschäftsmodell / betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit	+	+	0	+	+	+	+

* Außerhalb des Förderregimes

Die Modellbewertungen zeigen, dass sich zunächst kein Vermarktungsmodell eindeutig von den anderen positiv abhebt. Insbesondere ist eine positive Umweltwirkung schwer zu erreichen. Dies spiegelt auch die bereits herausgestellte Problematik der Zusätzlichkeit noch einmal wider. Lediglich im Systemintegrationsmodell kann diese Wirkung erreicht werden – jedoch kann hier nur eine Zusätzlichkeit im weiteren Sinn erzielt werden. Im Initiierungs- und Fondsmodell ist eine Zusätzlichkeit im engeren Sinn zwar theoretisch möglich, aufgrund der bestehenden EEG-Förderung von EE-Neuanlagen ist dies in der Praxis jedoch unwahrscheinlich. Daraus folgt, dass das EEG bereits hinreichend den Ausbau der erneuerbaren Energien bewirkt, so dass durch den Handel mit Ökostrom keine

messbaren weiteren Effekte bezüglich einer Zusätzlichkeit im engeren Sinn erwartet werden dürfen.

5.4 Ableitung von Handlungsempfehlungen

In der Analyse wurde deutlich, dass eine ausreichende Transparenz der Produkteigenschaften von Ökostrom bislang fehlt und ihre Herstellung eine wesentliche Herausforderung des Ökostrommarktes ist. Dies betrifft grundsätzlich alle Vermarktungsmodelle. Schon aus Verbraucherschutzgründen ergibt sich daher eine Handlungsnotwendigkeit für den Staat. Aber auch die Zahlungsbereitschaft könnte durch mehr Transparenz erhöht werden, da das Prinzip der Negativauslese damit durchbrochen werden könnte. Konkret würde die Attraktivität der niedrigpreisigen, HKN-basierten Ökostromprodukte verringert, wenn über die fehlenden tatsächlichen Umweltwirkungen aufgeklärt würde. Daher ergeben sich die im Folgenden beschriebenen Handlungsansätze. Sie erfüllen die in Abschnitt 5.1.3 formulierten Anforderungen an die Handlungsoptionen.

Transparenz und Glaubwürdigkeit könnten durch ein staatliches Label oder durch definierte Mindestanforderungen für Ökostrom geschaffen werden. Dies wurde auch von vielen Befragten befürwortet. Jedoch muss differenziert betrachtet werden, in welchem Marktsegment welche Veränderungen des staatlichen Regelungsrahmens sinnvoll sein können.

5.4.1 Transparenz über die Wirkung der Stromkennzeichnung durch HKN

Auf der Ebene der Verwendung von Herkunftsnachweisen zur Produktkennzeichnung (Preisaufschläge $< 0,1$ ct/kWh) ist erforderlich, dass die (fehlende) Umweltwirkung des Bezugs von Ökostrom mit Herkunftsnachweisen transparent wird. Hier muss kommuniziert werden, dass die Nutzung von HKN zur Produktkennzeichnung keine positiven Umwelteffekte hat, solange das Angebot an HKN die Nachfrage weit übersteigt. Weiterhin muss kommuniziert werden, dass Stromkennzeichnung kein Ersatz für die Förderung von Ökostrom über den staatlichen Fördermechanismus ist und der Zubau von EE in Deutschland durch die EEG-Umlage getragen wird.

Das Umweltbundesamt macht bereits deutlich, dass Herkunftsnachweise nur der Stromkennzeichnung und damit in erster Linie dem Verbraucherschutz dienen, z. B. auf seiner Internetseite [UBA 2013a]. Dies sollte jedoch nicht nur von offizieller Seite stärker kommuniziert werden, sondern auch von den Lieferanten, die entsprechende Ökostromprodukte anbieten. In diesem Zusammenhang ist auch zu kommunizieren, dass auch physische Lieferverträge mit EE-Anlagen nicht zu einer zusätzlichen Umweltwirkung führen. Auch zählt zur Transparenz, dass das Qualitätsmerkmal „Regionalität der Energieerzeugung“, dem auch 78 % der befragten Händler eine hohe Bedeutung beimessen, systembedingt nicht durch einen Transfer von EEG-Strommengen in Ökostromprodukte erreicht werden kann. Insbesondere sollte wegen der fehlenden Zubauwirkung darauf hingewirkt werden, dass in der Werbung für diese Produkte nicht das Argument genutzt wird, bereits die Wahl des Stromproduktes würde zur Verminderung des Ausstoßes von Treibhausgasen führen und damit direkt zum Klimaschutz beitragen.

Auch wenn die Umweltwirkung in diesem Segment fehlt, ist die Signalisierungswirkung bzw. das „persönliche Statement“ trotzdem eine wichtige Funktion des Ökostrommarktes.

5.4.2 Schaffung von Transparenz für die übrigen Vermarktungsmodelle

Auf der Ebene der übrigen Vermarktungsmodelle (Preisaufschläge von 0,1 bis 1 ct/kWh) der übrigen Anbieter sollte darauf hingewirkt werden, dass die Umweltwirkung der Aufschläge transparent herausgestellt wird. Da die Vermarktungsmodelle die Mechanismen staatlicher Förderinstrumente teilweise substituieren, ist eine staatliche Labelvorgabe schwierig zu rechtfertigen.

Wie die Analyse der Vermarktungsmodelle gezeigt hat, kann das Kriterium der Zusätzlichkeit im engeren Sinne nicht hinreichend umgesetzt werden. Jedoch besteht eine Zahlungsbereitschaft in diesem Segment, die für die Förderung der Umsetzung der Energiewende genutzt werden sollte. Wird das Entlastungsmodell aufgrund der Entsolidarisierung der Verbraucher abgelehnt und erkennt man an, dass Zusätzlichkeit im engeren Sinne in den beschriebenen Modellen nicht umgesetzt werden kann und auch umweltschutzorientierte Kriterien keinen Zusatznutzen versprechen, verbleibt die Umsetzung der Zusätzlichkeit im weiteren Sinne. Die Mehrbeträge der Kunden sollten für die Förderung der Energiewende eingesetzt werden. So kann auch ein Vorantreiben der Systemintegration der Erneuerbaren Energien positive Umwelteffekte haben und erneuerbare Energien weiter fördern.

In diesem Bereich ist jedoch die Vielfalt der möglichen Ansätze besonders hoch. So können die unterschiedlichsten technischen Lösungen als vorteilhaft für eine Systemintegration der EE deklariert werden, und die Effizienz von einzelnen technischen Lösungen ist selbst unter Experten umstritten.

Daher ist auch in diesem Bereich die Schaffung von Transparenz besonders wichtig. Hier könnten staatliche Vorgaben für die Informationspflichten der Stromversorger helfen, die Glaubwürdigkeit der Produkte und damit auch die Zahlungsbereitschaft zu erhöhen.

Die in Teilkapitel 4.1 angesprochenen Modelle nachbarschaftlicher Stromversorgung unter Ausnutzung der Befreiung von Strompreiskomponenten wie Netzentgelte, Stromsteuer oder EEG-Umlage haben zwar das Potenzial, die Akzeptanz von Anlagen in räumlicher Nähe zu erhöhen. Auch spielt der regionale Bezug für Kunden eine wichtige Rolle, wie in der Befragung gezeigt wurde (vgl. Abschnitt 2.1.6.2). Allerdings bedeuten diese Vermarktungsmodelle eine Umverteilung dieser Strompreiskomponenten auf andere Kunden. Lokale Akzeptanz kann auch bei der finanziellen Beteiligung von Kunden an Projekten erreicht werden, so dass die Ausnahmetatbestände kritisch evaluiert werden müssen.

5.4.3 Überlegungen für die Schaffung eines Hochpreissegmentes

Für ein Hochpreissegment (Zahlungsbereitschaft > 1 ct/kWh) müsste ein glaubwürdiges Produkt angeboten werden, das Zusätzlichkeit im engeren Sinne garantiert und keine Umverteilung bzw. Entlastungswirkung hat. Es wird erwartet, dass das erhöhte Vertrauen

in Produkteigenschaften, zumindest bei einem Teil der Kunden für zusätzliche Zahlungsbereitschaft führt. Damit könnten zumindest für ein kleines Kundensegment höhere Preisaufschläge als bisher realisiert werden.

Die Analyse der gegenwärtig praktizierten Vermarktungsmodelle wie Händlermodell, Fondsmodell oder Initiierungsmodell ergab, dass diese neben dem EEG nur eine marginale Umweltwirkung entfalten können. Eine relevante Zubauwirkung von Ökostromprodukten könnte nur dann realisiert werden, wenn grüne Zertifikate aus Mengensteuerungsregimes mit den entsprechenden Preisen nach Deutschland importiert würden oder wenn Investitionen in Ländern ohne jedes Fördersystem die Errichtung von EE-Anlagen dort erst ermöglichen. Ein Stromprodukt, das zusätzlichen Ausbau von EE garantiert, würde diesen Zubau im Ausland bewirken.

So könnte ein Label für deutsche Ökostromanbieter beispielsweise garantieren, dass ausschließlich norwegische „El-Certificates“ erworben werden. Den norwegischen Energieversorgern entzieht man damit Zertifikate, die sie um die staatlich vorgeschriebene EE-Quote erfüllen zu können wieder aufstocken müssen. Damit können zusätzliche Kapazitäten an EE-Anlagen in Skandinavien entstehen. Auch Investitionen in Entwicklungsländern ohne Fördersystem, die dort mit anderen Instrumenten nicht erreichbar gewesen wären, könnten Berücksichtigung finden. Mit einem solchen System könnte Zusätzlichkeit glaubhaft garantiert werden, allerdings außerhalb von Deutschland.

Die Glaubwürdigkeit müsste durch eine hohe Transparenz des Systems unterstrichen werden. Inwieweit ein staatliches Label angemessen erscheint, um den EE-Ausbau im Ausland zu fördern, muss auch im Rahmen der Anwendung und Weiterentwicklung der Kooperationsmechanismen zwischen den europäischen Fördersystemen diskutiert werden.

5.4.4 Möglichkeiten zur dauerhaften Marktbeobachtung

Eine **Marktbeobachtung auf der Ebene der HKN** sollte im Rahmen des Monitorings der Bundesnetzagentur durchgeführt werden. Hier wurden ohnehin Kapazitäten für die Marktbeobachtung geschaffen, eine Integration in den jährlichen Monitoringbericht wäre möglich. Grundsätzlich könnten jedoch auch andere staatliche Stellen eine solche Aufgabe übernehmen. Über die Produktkennzeichnung sollten Informationen zum Im- und Export von HKN durch das Herkunftsnachweisregister berichtet werden. Daneben sollten über die aktuelle Preisentwicklungen für verschiedene HKN dokumentiert werden. Hierzu kann auf die beobachteten HKN-Preise der Strombörse zurückgegriffen werden, die bei Umsetzung des EEX-Konzeptes (vgl. Abschnitt 3.3.3) noch 2013 zur Verfügung stehen werden.

Über das **mittlere Ökostrom-Segment** und dessen „Zusätzlichkeit im weiteren Sinne“ für die Energiewende sollte im Rahmen einer dauerhaften Marktbeobachtung ebenfalls im Rahmen des o. g. Monitorings der Bundesnetzagentur berichtet werden. Dazu sollten entsprechende Unterkategorien für Projekttypen entwickelt werden und über das realisierte Finanzierungsvolumen in den entsprechenden Kategorien berichtet werden.

Auch innerhalb des **Hochpreissegments** sollte ein Monitoring über Preise und Mengen im Rahmen der o. g. Marktbeobachtung der Bundesnetzagentur durchgeführt werden.

ANHANG 1 – FRAGEBOGEN ZUR LIEFERANTENBEFRAGUNG

Sehr geehrte Damen und Herren,

das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat das Leipziger Institut für Energie (IE Leipzig) beauftragt eine Marktanalyse durchzuführen. Diese Marktanalyse hat zum Ziel, den Ist-Zustand des Ökostrommarktes zu ermitteln sowie diesbezügliche Potenziale, Hemmnisse, Struktureffekte und Entwicklungsperspektiven aufzuzeigen.

Dabei werden unter anderem 200 Anbieter von Ökostromprodukten auf dem deutschen Markt befragt. Wir haben auch Ihr Unternehmen ausgewählt und möchten gerne Ihre Meinung in unsere unabhängige Marktanalyse einbeziehen. Ihre Angaben fließen selbstverständlich anonymisiert in die Darstellung des aktuellen deutschen Ökostrommarktes ein.

Bitte nehmen Sie sich ca. 20 Minuten Zeit für die Teilnahme an dieser Befragung.

Vielen Dank!

1. Bietet Ihr Unternehmen Ökostromprodukte an?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 2](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 1.1](#)

1.1. Warum nicht?

- Keine oder zu geringe Nachfrage
- Haben wir früher angeboten, jetzt aber nicht mehr
- Aufwand lohnt sich für uns nicht
- Sonstiges, und zwar _____

→ dann Interview-Ende (Sonderfall, weil Grundgesamtheit der Befragten Teil der Liste von Unternehmen mit Ökostromangeboten ist)

Frageblock 1: Statistik

Wir bitten Sie nun, die folgenden Fragen zu beantworten, um eine statistische Einordnung Ihrer Angaben zu ermöglichen. Die Auswertung und Übermittlung Ihrer Angaben erfolgt anonymisiert und lässt keine Rückschlüsse auf das einzelne Unternehmen zu!

2. Wie hoch war der Anteil von Ökostromprodukten (ohne EEG-Strom) am Gesamtstromabsatz Ihres Unternehmens in %:

	unter 5%	5 bis unter 25%	25 bis unter 50%	50 bis unter 75%	75 bis 99%	100%
im Jahr 2010	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
im Jahr 2011	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

3. Wie viel Gigawattstunden Ökostrom haben Sie insgesamt verkauft?

	>10 GWh	10 bis >50 GWh	50 bis >1.000 GW	>1.000 GWh
im Jahr 2010	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
im Jahr 2011	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

3.1. Wir verkaufen Ökostrom...

- überwiegend an Privat- bzw. Tarifkunden
- überwiegend an Sondervertragskunden

4. Wie schätzen Sie die Entwicklung des Ökostrommarktes für 2012 ein?

Wir erwarten bzgl. des mengenmäßigen Ökostromabsatzes unseres Unternehmens...

- eine Steigerung
- eine Stagnation
- einen Rückgang

5. Wie ist Ihr Unternehmen strukturiert?

- Wir sind ganz oder überwiegend in kommunaler Hand
- Wir haben eine kommunale Minderheitsbeteiligung, sonst andere Anteilseigner
- Wir haben überwiegend öffentliche Anteilseigner außer Kommunen (z. B. Bundesland, Behörde, Körperschaft des öffentlichen Rechts)
- Wir sind 100 % Tochter eines anderen inländischen Energieversorgungsunternehmens
- Wir sind überwiegend Tochter eines anderen inländischen Energieversorgungsunternehmens
- Wir sind ganz oder vorwiegend Tochter eines anderen ausländischen Energieversorgungsunternehmens
- Wir sind ganz oder überwiegend Tochter eines Unternehmens aus einer anderen Branche
- Wir haben überwiegend Privatpersonen als Anteilseigner (z. B. Genossenschaft)
- Unsere Aktien befinden sich überwiegend in Streubesitz, die Eigentümer sind dadurch für uns anonym
- Sonstiges, und zwar: _____

Frageblock 2: Herkunft des Ökostroms

Die nachfolgenden Fragen zielen auf die Herkunft bzw. Zusammensetzung Ihres Ökostroms sowie den Einsatz und die Verwendung von Herkunftsnachweisen (HKN).

Sollten Sie mehrere Ökostromprodukte mit unterschiedlichem Strommix anbieten, können Sie sich bei der Beantwortung der Frage 6 entweder auf Ihr Gesamtangebot oder das absatzstärkste Produkt beziehen (bitte am Ende dieses Frageblocks angeben!).

6. Stammt Ihr Ökostrom ausschließlich aus Wasserkraft?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 7](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 6.1](#)

6.1. Aus welchen der folgenden Energiequellen stammt ihr Ökostrom? Bitte geben Sie nach Möglichkeit den jeweiligen Anteil an (Schätzwerte)!

	bitte ankreuze	Angabe in %
Wasserkraft	<input type="checkbox"/>	
Windenergie (Onshore)	<input type="checkbox"/>	
Erdgas mit Kraft-Wärme-Kopplung	<input type="checkbox"/>	
Offshore-Windenergie	<input type="checkbox"/>	
Photovoltaik	<input type="checkbox"/>	
Biogas	<input type="checkbox"/>	
biogene Festbrennstoffe	<input type="checkbox"/>	
biogene flüssige Brennstoffe	<input type="checkbox"/>	

Klärgas	<input type="checkbox"/>	
Deponiegas	<input type="checkbox"/>	
Biogener Anteil des Abfalls	<input type="checkbox"/>	
Geothermie	<input type="checkbox"/>	

7. Worauf beziehen sich Ihre Angaben zur Stromzusammensetzung?

- auf unser Gesamtangebot Ökostrom
- auf unser absatzstärkstes Ökostromprodukt
(Als Hilfestellung gibt es für die Interviewer die Auswertung der GET AG, aus der sich die Zahl der Ökostrom-Tarife pro Unternehmen ergibt.)

Die folgenden Fragen beziehen sich nun konkret auf die Nutzung von Herkunftsnachweisen (auch „Zertifikate“ genannt, z.B. über EECS oder Blue Registry). Viele Versorger beschaffen Herkunftsnachweise (HKN) und Strom in getrennten Portfolios, bei anderen dienen HKN lediglich als Nachweisdokument für den eingekauften Strom und einige arbeiten gar nicht damit. Uns interessiert hier, in welcher Form Sie dieses System bisher nutzen und welche Gründe Sie dafür haben:

8. Nutzen Sie bei der Beschaffung Ihres Ökostroms Herkunftsnachweise (HKN) (z.B. über EECS oder Blue Registry)?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 8.2](#)
- Ja, teilweise ⇒ [weiter mit Frage 8.1](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 9](#)

8.1. Wieviel Prozent Ihres Ökostroms beschaffen Sie über HKN?

8.2. In welcher Form nutzen Sie HKN?

- Wir kaufen HKN in einem vom Strom getrennten Portfolio (ohne Kopplung mit physischer Stromlieferung)
- Wir beziehen HKN in Kombination mit einem Stromliefervertrag (Kopplung mit physischer Stromlieferung) ⇒ [weiter mit Frage 8.6](#)
- Wir beziehen einen Teil unseres Ökostroms in Kombination mit HKN und kaufen zusätzlich HKN (ohne Kopplung mit physischer Stromlieferung)
- keine Angabe/weiß nicht

8.3. Woher stammen diese Herkunftsnachweise?

- Inland ⇒ [weiter mit Frage 8.6](#)
- Ausland ⇒ [weiter mit Frage 8.5](#)
- In- und Ausland ⇒ [weiter mit Frage 8.4](#)
- keine Angabe/weiß nicht ⇒ [weiter mit Frage 8.6](#)

8.4. In welcher Größenordnung kaufen Sie HKN jeweils im In- und Ausland?

	50%	weniger als 50%	mehr als 50%
Inland	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ausland	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

8.5. Aus welchen Ländern beziehen Sie Ihre im Ausland erworbenen HKN?
(Mehrfachantworten möglich)

- Frankreich
- Niederlande
- Norwegen
- Österreich
- Schweiz
- sonstige europäische Länder
- außereuropäische Länder

Falls Sie Herkunftsnachweise aus sonstigen europäischen bzw. außereuropäischen Ländern beziehen, welche Länder sind das?

8.6. Aus welchen Gründen nutzen Sie HKN? (Mehrfachantworten möglich)

- Ohne HKN aus dem Ausland sind nicht genug Mengen auf dem deutschen Markt
- HKN sind leichter erhältlich als EE-Strom mit Direktvertrag
- HKN vereinfachen die operative Abwicklung
- HKN sichern einheitliche Qualität
- HKN werden für Labelnachweise benötigt
- Der Bezug von HKN ist die kostengünstigste Option
- Sonstiges, und zwar: _____
- keine Angabe/weiß nicht

Nun interessiert uns, woher Sie Ihren Strom bilanziell beziehen. Dabei geht es uns nur um den Einkauf des Stroms, den Sie als Ökostromprodukt vermarkten. Bitte beantworten Sie die folgenden Fragen bezogen auf diesen Strom, unabhängig davon, aus welchem Energieträger er erzeugt wurde!

9. Woher beziehen Sie Ihren (Öko-)strom?

- Aus dem Inland ⇒ [weiter mit Frage 9.3](#)
- Aus dem Ausland ⇒ [weiter mit Frage 9.1](#)
- Aus In- und Ausland ⇒ [weiter mit Frage 9.1 \(dann 9.4\)](#)

9.1. Aus welchen Ländern beziehen Sie Ihren(Öko-)strom?(*Mehrfachantworten möglich*)

- Frankreich
- Niederlande
- Norwegen
- Österreich
- Schweiz
- sonstige europäische Länder
- außereuropäische Länder

Falls Sie Ihren (Öko-)strom aus sonstigen europäischen bzw. außereuropäischen Ländern beziehen, welche Länder sind das?

9.2. Wie beschaffen Sie Ihren (Öko-)strom?(*Mehrfachantworten möglich*)

- von eigenen Kraftwerken im Ausland
- Kauf an der EEX
- Kauf über Zwischenhändler
- Kauf direkt vom Anlagenbetreiber im Ausland
- Sonstiges, und zwar: _____

⇒ [weiter mit Frage 10](#)

9.3. Wie beschaffen Sie Ihren (Öko-)strom?(*Mehrfachantworten möglich*)

- von eigenen Kraftwerken
- Kauf an der EEX
- Kauf über Zwischenhändler
- Kauf direkt vom Anlagenbetreiber
- Sonstiges, und zwar: _____

⇒ [weiter mit Frage 10](#)

9.4. Wie beschaffen Sie Ihren (Öko-)strom?(*Mehrfachantworten möglich*)

- von eigenen Kraftwerken im Inland
- von eigenen Kraftwerken im Ausland
- Kauf an der EEX
- Kauf über Zwischenhändler
- Kauf direkt vom Anlagenbetreiber im Inland
- Kauf direkt vom Anlagenbetreiber im Ausland
- Sonstiges, und zwar: _____

10. Nutzen Sie bei der Vermarktung des (Öko-)stroms das Grünstromprivileg des § 39 EEG?

- Ja ⇒ weiter mit Frage 10.1
- Nein ⇒ weiter mit Frage 10.2
- weiß nicht ⇒ weiter mit Frage 11

10.1. Warum?

- Da wir nur so unseren Anlagenbetreibern wettbewerbsfähige Abnahmepreise bieten können
- Weil wir sonst auf inländischen Ökostrom verzichten müssten
- Aus folgendem anderen Grund:

⇒ weiter mit Frage 11

10.2. Warum nicht?

- Weil wir die aktuellen Anforderungen des Gesetzes nicht erfüllen
- Wir könnten die aktuellen Anforderungen des Gesetzes zwar erfüllen, sehen aber Risiken
- Aus folgendem anderen Grund:

10.3. Falls Sie Risiken sehen, welche sind das?

11. Erwarten Sie, dass Kunden in Zukunft vermehrt regionale Stromprodukte nachfragen werden?

- Ja
- Nein
- weiß nicht

Frageblock 3: Ökostrom und die Bedeutung von Labels

Die meisten Anbieter von Ökostromprodukten lassen Ihre Angebote durch ein sogenanntes Ökostromlabel zertifizieren. Die nachfolgenden Fragen zielen auf die Bedeutung und die Akzeptanz dieser Label und das Begriffsverständnis von Ökostrom.

12. Wir würden gerne Ihre Einschätzung zu den folgenden möglichen Eigenschaften von Ökostrom hören. Was ist aus Ihrer Sicht notwendig, damit überhaupt von Ökostrom gesprochen werden kann?

	unbedingt notwendig	eventuell notwendig	nicht notwendig
100 % erneuerbare Energien	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
50 % erneuerbare Energien, der Rest aus effizienten KWK-Gaskraftwerken	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Strom und/oder Anlage dürfen nicht gefördert sein	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Der EE-Strom muss tatsächlich auch eingekauft und geliefert werden	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

13. Ist Ihr Ökostromprodukt bzw. sind Ihre Produkte über ein oder mehrere Label(s) zertifiziert?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 13.2](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 13.1](#)

13.1. Weshalb sind Ihre Ökostromprodukte nicht über Labels zertifiziert?

- Die Zertifizierung ist geplant, aber noch nicht abgeschlossen
- Der Zertifizierungsaufwand ist zu hoch
- Die Glaubwürdigkeit der Labels ist nicht hoch genug
- Wir hatten keine Zeit, um uns damit zu befassen
- Sonstige Gründe: _____

⇒ weiter mit Frage 15

13.2. Über welches Label/welche Labels sind Ihre Ökostromprodukte zertifiziert? (Mehrfachauswahl)

- Grüner Strom Label ⇒ [weiter mit Frage 13.3](#)
- Ok-power-Label ⇒ [weiter mit Frage 13.4](#)
- TÜV Nord
- TÜV Süd ⇒ [weiter mit Frage 13.5](#)
- TÜV Rheinland
- Sonstige(s), und zwar: _____

13.3. Welche Variante nutzen Sie?

- Grüner Strom Label Silber
- Grüner Strom Label Gold
- weiß ich nicht genau

⇒ [weiter mit Frage 14](#)

13.4. Welche Variante nutzen Sie?

- Ok-power - Fondsmodell
- Ok-power – Händlermodell
- Ok-power – Initiierungsmodell
- weiß ich nicht genau

⇒ [weiter mit Frage 14](#)

13.5. Welche Variante nutzen Sie?

- TÜV Süd, EE01
- TÜV Süd, EE02
- TÜV Süd, UE01
- weiß ich nicht genau

14. Warum haben Sie sich für dieses Label/diese Label entschieden?
(Mehrfachantworten möglich)

- hoher Bekanntheitsgrad
- preisgünstige Zertifizierung
- geringer Arbeitsaufwand
- hohe Glaubwürdigkeit aufgrund strenger Kriterien
- weil die Zertifizierung schnell und rechtzeitig vor dem geplanten Markteintritt abgeschlossen werden konnte
- mir sind die Hintergründe dieser Entscheidung nicht bekannt

14.1. Entspricht das Label Ihren Erwartungen?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 15](#)
- Weitestgehend ja ⇒ [weiter mit Frage 15](#)
- Nur teilweise ⇒ [weiter mit Frage 14.2](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 14.2](#)

14.2. Was fehlt bzw. warum nicht?

- zu teuer wegen zu erbringender Nachweise (z.B. Umweltgutachten)
- zu teuer wegen Portfoliomanagements
- zu strikte Nachweise erforderlich
- geringe Reputation/geringer Wiedererkennungseffekt bei Kunden
- zu unübersichtliche Kriterien
- Beauftragung der Umweltgutachter ist schwierig, da zu wenige zur Verfügung stehen
- Sonstiges, und zwar: _____

15. Erscheint es Ihnen sinnvoll, eine Zertifizierung mit Mindestanforderungen an Ökostrom einzuführen?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 15.1](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 16](#)
- Weiß nicht ⇒ [weiter mit Frage 16](#)

15.1. An welche Mindestanforderungen denken Sie?

15.2. Würden Sie ein solches Label zur Zertifizierung Ihrer Ökostromprodukte wählen?

- Ja
- Nein
- Weiß nicht

16. Wäre es aus Ihrer Sicht vorteilhaft, wenn es eine staatliche Vorgabe gäbe, z.B. analog zum Biosiegel für Lebensmittel?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 16.2](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 16.1](#)
- Weiß nicht ⇒ [weiter mit Frage 17](#)

16.1. Weshalb wäre eine staatliche Vorgabe aus Ihrer Sicht nicht vorteilhaft?

- Eine staatliche Vorgabe wäre nicht so flexibel wie privat organisierte Labels
- Es ist besser, wenn sich unterschiedliche Labels durch unterschiedliche Qualitäten profilieren können
- Sonstiges, und zwar: _____

⇒ [weiter mit Frage 17](#)

16.2. Warum wäre diese Vorgabe aus Ihrer Sicht vorteilhaft?

- Wir erwarten dadurch mehr Transparenz und weniger Missbrauch
- Die Entscheidung würde sich für uns vereinfachen
- Wir erwarten dadurch einen erhöhten Absatz, weil das Vertrauen der Verbraucher in staatliche Zertifizierung größer ist
- Sonstiges, und zwar: _____

16.3. Sollte dieses staatliche Label eher Mindeststandards beschreiben oder eher strengere, anspruchsvolle Standards?

- Mindeststandards ⇒ [weiter mit Frage 17](#)
- strengere, anspruchsvolle Standards ⇒ [weiter mit Frage 16.4](#)
- Egal ⇒ [weiter mit Frage 17](#)

16.4. Welche Kriterien sind Ihnen hier besonders wichtig?

17. Hätten Sie Interesse an einem EU-einheitlichen Label für Ökostrom?

- Ja
- Nein
- Weiß nicht

Frageblock 4: Energiewende / Zusätzlichkeit

Viele Kunden wollen durch ihre Entscheidung für ein Ökostromprodukt zur „Energiewende“ und zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird in Deutschland bislang vor allem durch das EEG sichergestellt. Aus Sicht der Verbraucher könnte die Entscheidung für ein Ökostromprodukt jedoch die Forderung beinhalten, dass dieses Produkt einen direkten Beitrag zur Energiewende und damit zum zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien leistet. Mit den folgenden Fragen möchten wir Ihre Sicht zu dieser Thematik erfassen.

18. Welche Aspekte sind aus Ihrer Sicht für ein glaubwürdiges Ökostromprodukt im Sinne der Verbraucher relevant? (Mehrfachauswahl)

- Ein Mindestanteil von Strom aus neuen EE-Anlagen
- Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes für den Bau neuer eigener Anlagen (nicht EEG-geförderte)
- Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes für andere EE-Anlagen (nicht eigene)
- Die Zweckbindung von einem Teil des Geldes für den Bau solcher Anlagen, die – über das EEG gefördert – nicht rentabel wären
- Die Beteiligung an einer Gesellschaft, welche neue EE-Anlagen errichtet
- Sonstige: _____

19. Wie schätzen Sie die Bedeutung der folgenden möglichen Merkmale von Ökostrom ein?

	sehr wichtig	wichtig	weniger wichtig	unwichtig
eine besonders umweltfreundliche Bauart und umweltschonender Betrieb der Anlagen (z.B. bei Wasserkraft: Durchgängigkeit für Fische, Geschiebemanagement usw.)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regionalität der Energieerzeugung und -versorgung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Konzernunabhängigkeit des Anbieters	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
zeitliche Gleichheit von Einspeisung und Verbrauch	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

20. Wie schätzen Sie die Zahlungsbereitschaft Ihrer Endkunden beim Wechsel zu einem Ökostromprodukt ein?

- Die Kunden erwarten, dass Sie durch den Wechsel zum Ökostromtarif ihren Strom billiger als zuvor erhalten ⇒ [weiter mit Frage 21](#)
- Die Kunden erwarten, dass der Ökostromtarif gleich teuer ist wie ein Tarif für anderen Strom ⇒ [weiter mit Frage 21](#)
- Die Kunden haben für ein ökologisch sinnvolles Produkt grundsätzlich eine höhere Zahlungsbereitschaft ⇒ [weiter mit Frage 20.1](#)

20.1 Was schätzen Sie: In welcher Höhe akzeptieren Kunden einen Aufpreis im Vergleich im Vergleich zu Ihrem günstigsten Produkt für ein Ökostromprodukt?

- < 1 ct/kWh
- bis max. 3 ct/kWh
- bis max. 5 ct/kWh
- > 5 ct/kWh
- weiß nicht

Frageblock 5: Rahmenbedingungen des Ökostrommarktes

Das Umweltbundesamt wird in Kürze das zentrale Herkunftsnachweisregister (HKNR) für Deutschland in Betrieb nehmen. Dann ist nach § 42 des EnWG die Entwertung von HKN für den Verkauf und die Ausweisung von Ökostrom Pflicht.

21. Ist Ihnen die Einführung des zentralen Herkunftsnachweisregisters (HKNR) bekannt?

- Ja ⇒ [weiter mit Frage 21.1](#)
- Nein ⇒ [weiter mit Frage 22](#)

21.1. Haben Sie eine Einschätzung, ob und wie sich der Ökostrommarkt durch das Herkunftsnachweisregister ändern wird?

- Der Ökostrommarkt wird transparenter und kundenfreundlicher
- Der Ökostrommarkt wird noch bürokratischer
- Der Ökostrommarkt erlebt eine durch Herkunftsnachweise verursachte größere Nachfrage
- Der Ökostrommarkt wird schrumpfen, weil einige Anbieter diese Pflicht nicht erfüllen werden
- Ich habe dazu keine Einschätzung

22. Haben Sie Vorschläge zur Verbesserung der gesetzlichen/rechtlichen Rahmenbedingungen, die den Handel mit Ökostrom betreffen?

23. Durch das EEG geförderter Strom darf nicht als Ökostrom verkauft werden. Er wird über das EEG-Umlagesystem von den Stromverbrauchern gemeinsam bezahlt und kann nicht zusätzlich einzelnen Stromkunden zugeordnet werden (Doppelvermarktungsverbot). Übrig bleiben nur geringe Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland, die für Ökostromprodukte zur Verfügung stehen. Die meisten Ökostromanbieter beschaffen daher Ökostrom oder HKN im Ausland. Ausnahme sind Händler, die das Grünstromprivileg nutzen. Fraglich ist, welche Ansätze es erlauben würden, die Nachfrage verstärkt mit Strom/HKN aus dem Inland zu decken und damit ggf. auch die EEG-Umlage zu entlasten.

Haben Sie Vorschläge, wie in Deutschland produzierter Ökostrom ohne eine Doppelförderung in den freiwilligen Markt gebracht werden kann?

24. Im Zusammenhang mit Ökostrom und mit dem Zertifikatehandel gibt es in der öffentlichen Diskussion immer wieder Vorwürfe des „Greenwashings“ oder des „Umetikettierens“. Wie stehen Sie dazu?
-

Vielen Dank für Ihre Teilnahme an der Befragung!

ANHANG 2 – DOKUMENTATION DES WORKSHOPS

Datum | Zeit: 03.06.2013 | 10:00 bis 16:15 Uhr

Ort: Hotel Dietrich-Bonhoeffer-Haus, Ziegelstraße 30, 10117 Berlin

Teilnehmer:

Titel	Vorname	Name	Organisation	Ort
	Frank	Baumgärtner	Clean Energy Sourcing GmbH	Leipzig
	Christina	Beestermöller	ECOFYS Germany	Berlin
	Werner	Bohenschäfer	Leipziger Institut für Energie GmbH	Leipzig
	Joß	Bracker	EnergieVision e.V., c/o Öko-Institut e.V.	Freiburg
	Pia	Denzin	Naturstrom AG	Berlin
	Diana	Fricke	Bundesnetzagentur (BNetzA)	Bonn
	Kathrin	Heise	Repower AG	Dortmund
	Rosa	Hemmers	Grüner Strom Label e.V. / Eurosolar	Bonn
	Daniel	Hölder	Clean Energy Sourcing GmbH	Leipzig
	Michael Theodor	Hölscher	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV)	Berlin
Dr.	Volker	Hoppenbrock	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)	Berlin
	Ralph	Kampwirth	LichtBlick SE	Hamburg
	Marcel	Keiffenheim	Greenpeace Energy eG	Hamburg
Dr.	Ralf	Köpke	Energie & Management, Zeitung für den Energiemarkt	Herrsching
	Felix	Leisse	Bundesnetzagentur (BNetzA)	Bonn
	Christian	Lorenz	Leipziger Institut für Energie GmbH	Leipzig
	Michael	Marty	Umweltbundesamt (UBA)	Dessau-Roßlau
	Brick	Medak	LichtBlick SE	Berlin
	Sebastian	Mehrhoff	Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung im VKU (ASEW)	Köln
	Elke	Mohrbach	Umweltbundesamt (UBA)	Dessau-Roßlau
Dr.	Christian	Nabe	ECOFYS Germany	Berlin
	Joachim	Nick-Leptin	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)	Berlin
	Werner	Niederle	Umweltbundesamt (UBA)	Dessau-Roßlau
	Dietmar	Oeliger	Naturschutzbund Deutschland e. V. (NABU)	Berlin
	Nicolas	Oetzel	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)	Berlin
	Matthias	Reichmuth	Leipziger Institut für Energie GmbH	Leipzig
	Christoph	Richts	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG IWES)	Kassel
	Jan	Rordorf	Deutsche Bahn AG	Berlin
Dr.	Gerd	Rosenkranz	Deutsche Umwelthilfe e.V.	Berlin
Dr.	Johannes	Schließer	GET AG	Leipzig
	Uwe	Schröder-Selbach	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)	Berlin
	Mark	Schwidden	VERBUND-Trading & Sales Deutschland GmbH	Düsseldorf
	Dominik	Seebach	Öko-Institut e.V.	Freiburg
	Sebastian	Sladek	Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH	Schönau
	Marcel	Steckel	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)	Berlin
	Uta	Weiß	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	Berlin
Dr.	Thyge	Weller	TÜV SÜD Industrie Service GmbH	München
	Robert	Werner	HIC Hamburg Institut – Sustainable Strategy Consultants GmbH	Hamburg

Tagesordnung:

- 1. Einleitung**
- 2. Marktstrukturen und Projektergebnisse**
- 3. Herausforderungen und Handlungsempfehlungen**

Zusammenfassendes Protokoll:

TOP 1: Einleitung

Herr Bohnenschäfer begrüßt alle Teilnehmer und stellt kurz die Struktur des Tagesablaufs sowie das Projektkonsortium aus IE Leipzig, GET AG und ecofys Germany vor.

Gründe auf Seiten von BMU/UBA für die Vergabe der Studie, insbesondere:

- Verstärktes öffentliches Interesse, aber auch kritische Auseinandersetzung mit Ökostrom nach Fukushima und im Zusammenhang mit der fortschreitenden Energiewende
- Bedarf an aktueller quantitativer und qualitativer Analyse des Ökostrommarkts
- Früheres Verfahren für einen Blauen Engel für Ökostrom wurde eingestellt, damit keine neue Entwicklung von neuen Kriterien für Ökostrom. Das Herkunftsnachweisregister am UBA könnte Vertrauen in den Ökostrommarkt zukünftig stärken.

TOP 2: Marktstrukturen und Projektergebnisse

Herr Reichmuth stellt die Definitionen vor, die für Ökostrom entwickelt wurden, geht auf das Doppelvermarktungsverbot ein und erläutert die Unterschiede der wichtigsten Handelsmodelle (Kapitel 1 des Endberichts). Herr Dr. Schließer stellt die wichtigsten Ergebnisse vor, die sich im Herbst 2012 aus einer Befragung von 137 Ökostrom-Anbietern ergaben (Kapitel 2). Herr Lorenz erläutert anhand einer Betrachtung des Außenhandels mit Strom und mit Herkunftsnachweisen, dass auch das Konzept der physischen Stromlieferung nicht zu veränderten Stromflüssen im Netz führt (Kapitel 3).

In der anschließenden Diskussion werden aus dem Publikum insbesondere folgende Punkte angesprochen:

- Die Tatsache unveränderter Stromflüsse, zumindest das Konzept des „Stromsees“, sei bekannt. Es bleibt strittig, inwiefern Endkunden unveränderte Stromflüsse bewusst sind.
- Der Begriff „Greenwashing“ werde unterschiedlich verwendet, meist mit Blick auf konkurrierende Anbieter. Ob die Nutzung von HKN ohne gekoppelte Stromlieferung diesen Begriff rechtfertigt oder es zum Beispiel auch um den Gegensatz alte Wasserkraftwerke – andere EE-Anlagen geht, bleibt umstritten.
- Kommunikationsprobleme werden im Zusammenhang mit der EEG-Umlage besonders dann gesehen, wenn Ökostromprodukte teurer als andere Stromprodukte sind, in denen die EEG-Umlage ebenfalls enthalten ist.

TOP 3: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen

Frau Beestermöller stellt die Einschätzungen zur Zahlungsbereitschaft aus verschiedenen Studien und eine theoretisch mögliche Marktsegmentierung vor (Kapitel 4 des Endberichts). Dazu werden in der nachfolgenden Diskussion folgende Punkte vorgebracht:

- Eine Segmentierung des Marktes gibt es nach Einschätzung mehrerer Teilnehmer bereits – allerdings auf preislich anderem Niveau, die dargestellte maximale Zahlungsbereitschaft von 8 ct/kWh sei realitätsfern. Hierzu habe Wüstenhagen inzwischen eine aktuellere Studie vorgelegt, in der die Aussagen seiner zitierten älteren Studie relativiert werden.
- Der im Vortrag verwendete Begriff „Marktversagen“ überzeichne das Problem. Es wird darauf hingewiesen, dass immerhin bereits rund 5 Mio. Endkunden bereit waren, ihren Tarif zu wechseln, obwohl die Qualität des Stroms aus der Steckdose unverändert und ohne eigenes Zutun gewährleistet bleibt.
- Die kritisierten Angebote zu besonders niedrigen Preisen werden teilweise auch von der öffentlichen Hand (z. B. Kommunen, Landesbehörden) für deren Strombeschaffung genutzt.
- Die Tatsache eines niedrigen Preisniveaus müsse nicht als sinkende Zahlungsbereitschaft gedeutet werden: Das Marktsegment mit bewusst gezahlten Aufpreisen bleibe erhalten, der Markt erreiche jedoch inzwischen auch neue Segmente, in denen es eine erhöhte Zahlungsbereitschaft nie gegeben habe.
- Ein Handlungsbedarf bestehe zumindest insofern, als den Kunden verdeutlicht werden müsse, dass sie nicht zugleich Geld gegenüber dem Grundversorgungstarif einsparen und zugleich einen Nutzen für die Energiewende erreichen können.

Herr Reichmuth stellt die Problematik der Zusätzlichkeit dar, die ohne Fördersysteme kaum erreicht werden kann (Kapitel 3 und 4), auch wenn sich die Ökostromanbieter um entsprechende Kriterien bemühen. In der anschließenden Diskussion werden folgende Gesichtspunkte angesprochen:

- Für Umweltverbände und viele Endverbraucher war die hier diskutierte Zusätzlichkeit ursprünglich nicht das zentrale Thema, sondern der Ausstieg aus der Kernenergie. Viele Ökostromkunden wählen den Tarif daher vorrangig, um Unternehmen das Vertrauen auszusprechen, die mit der fossilen bzw. nuklearen Energiewirtschaft nicht verflochten sind. Diese Sicht rücke nicht den Tarif oder das Produkt, sondern das Unternehmen in den Mittelpunkt der Betrachtung.
- Aufgrund des bestehenden, gut funktionierenden EEG-Fördersystems müsse die Zubauwirkung von Ökostromangeboten zwangsläufig begrenzt bleiben.
- Das Prinzip der Umverteilung hat dazu geführt, dass in der Schweiz im Lieferantemix weniger EE-Anteile ausgewiesen werden als in der Schweiz erzeugt werden. Diese Tatsache fiel zunehmend mehr Schweizern auf, die sich deshalb für Ökostrom entschieden.
- Anstelle des Neubaus zusätzlicher EE-Anlagen könne Zusätzlichkeit auch durch andere Schritte zur Energiewende definiert werden. Das EEG Sorge bisher kontinuierlich für einen ausreichenden Anlagenzubau, nicht aber für die Lösung der Fragen der Netzintegration fluktuierender Energieträger, die Speicherung oder den Netzausbau.

- Das Grünstromprivileg setze Anforderungen an die Integration fluktuierender Energieträger in das Stromprodukt, so dass seine Nutzung bereits zu einem Zusatznutzen beitrage.
- Der Markt verändere sich künftig auch durch Endkunden, die sich selbst versorgen (v. a. durch den PV-Eigenverbrauch) sowie ab 2020 durch Anlagen, die Strom auch weiterhin produzieren, nachdem ihr EEG-Vergütungsanspruch wegfällt.

Herr Keiffenheim und Herr Dr. Weller stellen ihre Kritikpunkte an der vorliegenden Kurzfassung der Studie sowie den Handlungsbedarf aus ihrer jeweiligen Sicht dar. Herr Dr. Nabe stellt die im Projektteam gefundenen Handlungsempfehlungen vor (Kapitel 5). In der Abschlussdiskussion werden dazu folgende Aspekte diskutiert:

- Welcher Nutzen kann durch die Ökostromprodukte heute geschaffen werden?
- Viele der in der Kurzfassung und in den Vorträgen angesprochenen Probleme sind zwar dem Fachpublikum im Saal, aber nicht der breiten Öffentlichkeit bewusst.
- Die Herstellung von Transparenz zu diesen Themen berührt auch das Wettbewerbsrecht. Hier könnten Wettbewerber teilweise schon dafür sorgen, dass unlautere Versprechungen verboten werden. Insgesamt habe es der freiwillige Ökostromhandel jedoch nicht geschafft, die Verbraucher umfassend darüber aufzuklären, was „gut und schlecht“ ist.
- Um durch Ökostrom einen zusätzlichen Nutzen zu erreichen (Zubau oder Systemintegration), wären Veränderungen am Rechtsrahmen notwendig.
- Eine marktorientierte Weiterentwicklung des EEG wird als Kernaufgabe gesehen.

Dissens herrscht bei einer möglichen Weiterentwicklung von Ökostromprodukten in Richtung Systemintegration: Von einigen Teilnehmern als Zukunftslösung gefordert, halten andere Teilnehmer Maßnahmen zur Systemintegration für noch schwerer abgrenzbar und nachweisbar als den Anlagenzubau.

GLOSSAR

Begriff	Bedeutung
Association of issuing bodies (AIB)	Die AIB ist ein Zusammenschluss von mehreren unabhängigen „Issuing Bodies“ (IB), sog. zuständigen Stellen, welche in verschiedenen europäischen Staaten für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen zuständig sind. In Deutschland ist das Umweltbundesamt (UBA) der Issuing Body.
Doppelvermarktungsverbot	Strom, der bereits nach dem EEG gefördert wird, darf nach § 56 EEG 2012 nicht parallel dazu (gesondert) als Ökostrom vermarktet werden.
EE-Strom	Strom aus erneuerbaren Energiequellen
Energieversorgungsunternehmen (EVU)	Das EVU ist nach § 3 Nr. 18 EnWG eine natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen.
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien – auch regenerative Energien genannt – sind Energiequellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Dazu gehören: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie sowie hydrothermische Energie [§ 3 Nr. 3 EEG 2012], [EU 2009a]
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Das Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) ist im Jahr 2000 in Kraft getreten und regelt Einspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Es wurde seither mehrfach novelliert, zuletzt im Juni 2012.
EU-RL 2009/28/EG [EU 2009a]	<p>RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.</p> <p>Danach sollen 20 Prozent des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien sowie ein Mindestanteil von 10 Prozent erneuerbare Energien im Verkehrssektor bis 2020 erreicht werden. Die Richtlinie schreibt für jedes Mitgliedsland differenzierte nationale Ziele fest, wobei in Deutschland der Anteil für erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch 18 Prozent betragen soll.</p>
European Energy Certificate System (EECS)	EECS dienen als Herkunftsnachweise für Strom, der aus Erneuerbaren Energien hergestellt worden ist. EECS können unabhängig vom physischen Strom unter europäischem und nationalem Recht gehandelt werden und lösen die privatwirtschaftlich organisierten RECS-Zertifikate ab.

Begriff	Bedeutung
Grünstromprivileg	<p>§ 39 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012: Die EEG-Umlage verringert sich für EVU um 2 Cent je Kilowattstunde, höchstens jedoch in Höhe der Umlage, wenn der Strom, den sie an die Letztverbraucher liefern, zu mindestens 50 Prozent aus EEG-Anlagen und zu mindestens 20 Prozent aus fluktuierenden EEG-Anlagen (Photovoltaik, Wind) stammt. Dadurch können Unternehmen den Strom aus erneuerbaren Energiequellen günstiger im Vergleich zu konventionellen Angeboten anbieten.</p>
Herkunftsnachweis (HKN)	<p>„Ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde“ [§ 3 Nr. 4c EEG 2012].</p> <p>Ein HKN ist ein elektronischer Nachweis über die Herkunft von EE-Strom. Dabei gilt: 1 HKN \triangleq 1 MWh EE-Strom. HKN werden zur Stromkennzeichnung verwendet. Beim Umweltbundesamt werden nur Strommengen aus der „sonstigen“ EEG-Direktvermarktung (§ 33b Nr. 3 EEG 2012), jener gemäß „Grünstromprivileg“ (§ 33b Nr. 2 EEG 2012) und Strommengen aus nicht EEG-förderfähigen Anlagen registriert. Für EEG-Strommengen mit fixen Fördersätzen und die EEG-Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 33b Nr. 1 EEG 2012) dürfen keine HKN ausgestellt werden.</p>
Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV)	<p>Die Verordnung regelt die Einrichtung und den Betrieb eines betrugssicheren Systems zur Registrierung der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen (Herkunftsnachweisregister) durch das Umweltbundesamt [HkNDV 2012].</p>
Herkunftsnachweisregister (HKNR)	<p>Gemäß Artikel 15 der EU-RL 2009/28/EG ist Deutschland verpflichtet, ein HKNR für Strom aus erneuerbaren Energien zu führen. Ziel des Registers ist es, die Stromkennzeichnung für Strom aus erneuerbaren Energien zu verbessern, transparenter zu gestalten und eine Doppelvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien zu verhindern [BMU 2011]. Gemäß § 55 Absatz 3 EEG 2012 ist das Umweltbundesamt für das HKNR die zuständige Stelle.</p>
Herkunftsnachweisverordnung (HkNV)	<p>Die HkNV dient der Umsetzung der EU-RL 2009/28/EG. Sie schafft die administrativen und technischen Voraussetzungen für den Aufbau des elektronischen HKNR für Strom aus erneuerbaren Energien. Weitere Einzelheiten werden durch die HkNDV des Umweltbundesamtes geregelt [BMU 2011].</p>

Begriff	Bedeutung
Konzernunabhängigkeit	Konzernunabhängigkeit bedeutet Ausschluss einer eigentumsrechtlichen Verflechtung mit einem Konzern, der Kern- oder Kohlekraftwerke betreibt oder mit Strom aus diesen Quellen handelt [Robin Wood 2012].
Label	Label (auch Gütesiegel genannt) sollen die Qualität eines Ökostromproduktes nachweisen. Zu den bekanntesten Gütesiegeln gehören das ok-power-Label, das Grüner-Strom-Label sowie die Zertifikate der TÜV-Organisationen.
Labelanbieter	Labelanbieter sind die Organisationen, welche die Label anbieten. Teilweise treten diese zugleich als Zertifizierer auf, teilweise lassen diese die Kriterien ihrer Label durch Dritte zertifizieren.
Letztverbraucher	Als Letztverbraucher werden gemäß § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen bezeichnet, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.
Lieferant	Als Lieferant von Strom (bzw. Ökostrom) wird jeder bezeichnet, der private oder gewerbliche Endkunden mit Strom beliefert. Dies können EVU sein, die Ökostromprodukte anbieten oder Sondervertragskunden mit Ökostrom beliefern. Synonym wird der Begriff „Anbieter“ genutzt. Aus Sicht der Anlagenbetreiber bzw. der Börse wird für diese Lieferanten i. d. R. der Begriff „Stromhändler“ verwendet, weil diese weder die Anlagenbetreiber noch die Börse nicht beliefern.
Marktprämie	Die Marktprämie nach § 33g EEG 2012 dient dazu, die Differenz zwischen dem Marktpreis und der nach dem EEG zugesicherten Vergütung ausgleichen. Sie wird vom Netzbetreiber gezahlt, wenn der erhaltene Marktpreis für Strom aus erneuerbaren Energien unter der EEG-Vergütung liegt.
Mengengleiche Einspeisung	Mengengleiche Einspeisung heißt, dass der Stromanbieter über das gesamte Jahr verteilt die Menge an Strom einspeist, die seine Kunden insgesamt in diesem Jahr verbrauchen.
Physische Stromlieferung	Die physikalisch messbare Menge an Strom, die ins Netz eingespeist und aus dem Netz entnommen wird. Nachgewiesen wird die physische Stromlieferung in der Regel auf bilanziellem Wege mittels der Bilanzkreise der Stromlieferanten. Ein Bilanzkreis im Elektrizitätsbereich ist gemäß § 3 EnWG innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. Aussagen zum physikalischen Stromfluss im Übertragungsnetz zwischen den betroffenen Bilanzkreisen sind damit nicht verbunden.

Begriff	Bedeutung
Renewable Energy Certificate System (RECS)	RECS bezeichnet ein Zertifizierungssystem für Erneuerbare Energien, das den Handel mit Grünstromzertifikaten (RECS-Zertifikate) ermöglicht und als Herkunftsnachweis dient. Stromproduzenten erhalten je MWh erzeugten regenerativen Stroms ein handelbares Zertifikat. Käufer des Zertifikates haben die Möglichkeit, die entsprechende Menge des eigenen Stroms als Ökostrom zu deklarieren und zu vermarkten.
Stromkennzeichnung	Nach §42 Abs. 1 EnWG sind die EVU verpflichtet, gegenüber dem Letztverbraucher den Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Kohle, Erdgas und sonstige fossile Energieträger, erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, sonstige erneuerbare Energien) am Gesamtenergieträgermix anzugeben und über Umweltauswirkungen (CO ₂ -Emissionen, radioaktiver Abfall) des Energieträgermix zu informieren.
Transparenz	Die Offenlegung der Zusammensetzung des Strombezugs, im Idealfall anlagenscharf gilt als Merkmal für Transparenz im Ökostrommarkt.
Umweltverträglichkeit	Umweltverträglichkeit bedeutet, dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu (§ 3 Nr. 33 EnWG). Weitere Kriterien der Umweltverträglichkeit werden von verschiedenen Institutionen unterschiedlich definiert und umfassen z. B. auch Fragen des Natur- und Tierschutzes bei Errichtung und Betrieb von Energieerzeugungsanlagen.
Zeitgleiche Einspeisung	Zeitgleiche Einspeisung bedeutet, dass der Stromanbieter so viel Energie ins Netz einspeist, wie seine Stromkunden gegenwärtig, zumindest aber im Viertel-Stunden-Raster, verbrauchen.
Zusätzlichkeit	Im engeren Sinn: Zusätzlichkeit bedeutet, dass neue regenerative Kraftwerke entstehen, die ohne das Ökostromangebot nicht gebaut worden wären. Im weiteren Sinn: Zusätzlichkeit durch zusätzlichen Nutzen für die Umwelt, den Naturschutz und/oder das Energiesystem. Die Zusätzlichkeit stellt eines der wesentlichen Kriterien für die Vergabe von Gütesiegeln dar.

LITERATURVERZEICHNIS

- AIB 2011** Association of Issuing Bodies -AIB (Hrsg.: AIB 2.0 - Annual Report 2011, Belgien, 2012.
- ASM 2013** Kampagne „Atomausstieg selber machen“ von 23 Umweltschutz-, Verbraucher- und Anti-Atom-Organisationen (Hrsg.): Aktueller Preisvergleich zeigt: Echter Ökostrom ist günstiger. Abrufbar im Internet unter <http://www.atomausstieg-selber-machen.de/startseite.html>, letzter Zugriff am 07.01.2013
- bdew 2012** BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.): Pressemitteilung: Erneuerbare Energien liefern mehr als ein Viertel des Stroms, abrufbar im Internet unter: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20120726-pi-erneuerbare-energien-liefern-mehr-als-ein-viertel-des-stroms-de>, letzter Zugriff am 11.01.2013, Berlin, 26.07.2012.
- bdew 2013** BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013). 79 S., Berlin, 31.01.2013.
- BEE 2008** Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE): BEE gegen Zertifikatehandel für Erneuerbare Energien, 07.01.2008, www.bee-ev.de/3:50/Meldungen/2008/BEE-gegen-Zertifikatehandel-fuer-Erneuerbare-Energien.html, letzter Zugriff am 06.09.2012.
- BFE 2010** Bundesamt für Energie - BFE (Hrsg.): Gesamtenergiestatistik: Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2009, Bern, Juni 2010,
- BFE 2012a** Bundesamt für Energie – BFE, Abteilung Energiewirtschaft Bern (Hrsg.): Umfrage Stromkennzeichnung 2009, Cham, Januar 2012.
- BFE 2012b** Bundesamt für Energie – BFE (Hrsg.): Leitfaden Stromkennzeichnung, Bern, Januar 2012.
- BImSchG 2002** Bundestag (Hrsg.) 2002: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert durch Gesetz vom 08.04.2013 (BGBl. I S. 734) mit Wirkung vom 13.04.2013 bzw. 02.05.2013.
- BMU 2011** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Verordnung über die Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweisverordnung – HkNV), Stand: Dez. 2011; abrufbar im Internet unter www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/print/48239.php?fSD=reg, letzter Zugriff am 07.09.2012.
- BMU 2012a** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit(Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen –Nationale und internationale Entwicklung. 136 S., Berlin, Juli 2012.

- BMU 2012b** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit(Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet-Update ausgewählter Zahlen. 34 S., Berlin, Dezember 2012.
- BMU 2013** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit(Hrsg.): Erneuerbare Energien 2012. Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Berlin, 28.02.2013
- BNetzA 2011** Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2011. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG. Bonn, November 2011.
- BNetzA 2012a** Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, 2. Auflage, Dezember 2012.
- BNetzA 2012b** Bundesnetzagentur (BNetzA) Elektrizität und Gas (Hrsg.): Definitionsliste Monitoring 2012 zum Monitoringbericht 2012. Bonn, 2012.
- BNetzA 2012c** Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur zur Ausgleichsmechanismusverordnung, Bonn, März 2012.
- CH2OICE 2013** Homepage Certification for HydrO: Improving Clean Energy, abrufbar unter: <http://www.ch2oice.eu>, letzter Zugriff am 23.04.2013
- CLEAN-E 2005** Clean Energy Network for Europe project: Development of ecological standards for hydropower - WP 2.1 report from the CLEAN-E project, EAWAG, Dezember 2005.
- CLENS 2013** Clean Energy Sourcing GmbH (Hrsg.): Unser Stromangebot stammt vollständig aus regenerativen Energiequellen. Leipzig. Im Internet unter: <http://www.clen.eu/index.php?id=25>, letzter Zugriff am 08.01.2013.
- CMO.grexel 2012** CMO.grexel (Hrsg.): Datenbank für EECS-Zertifikate, abrufbar im Internet unter: <http://cmo.grexel.com/default.aspx>, letzter Zugriff am 18.12.2012.
- E&E 2008** Leprich, Uwe (E&E Consult GbR): Fokus Ökostrom. Bestandsaufnahme und Perspektiven. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace e. V., 47 S., Saarbrücken, Dezember 2008 / Stand: Februar 2009.
- E&M 2012a** Energie & Management: Ökostrom/Ökogas – Ein Rekord unter den Erwartungen, 15. Juli 2012.
- E&M 2012b** Energie & Management Ökostrom/Ökokas – Ein Rekord unter den Erwartungen, Einzeldaten und Auswertungsergebnisse, 15. Juli 2012.
- EAG EE 2011** Bundestag (Hrsg.) (2011): Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien (EAG EE)) vom 12. April 2011 (BGBl. I, S. 619).

- EAWAG 2006** EAWAG Schweiz / Institut für Wasserbau, Universität Stuttgart / Schneider & Jorde Ecological Engineering, „Greenhydro Deutschland – Übertragbarkeit des Schweizer greenhydro-Konzeptes als Standard einer umweltgerechten Wasserkraftnutzung auf Deutschland – Machbarkeitsstudie“, gefördert durch EnBW Energie Baden-Württemberg AG und DBU Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Endbericht. Dübendorf, August 2006.
- EAWAG 2007** Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung und Gewässerschutz, EAWAG (Hrsg.): Integration of the EU's Water Framework Directive and the greenhydro Standard. Dübendorf, 2007.
- E-Control 2012a** Energie-Control Austria (Hrsg.): Stromkennzeichnungsbericht 2012, Wien, 2012, abrufbar im Internet unter: <http://www.e-control.at/de/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/stromkennzeichnungsbericht>, letzter Zugriff am 08.01.2013.
- E-Control 2012b** Third-country GOs recognised in Austrian electricity labelling, abrufbar unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/L%C3%A4nderliste_Dez%202012_en.pdf, letzter Zugriff am 24.04.2013
- E-Control 2013a** Energie-Control Austria (E-Control): Persönliche Mitteilung, Wien, 20.03.2013.
- E-Control 2013b** Reinert, M. & Puchbauer-Schnabel, A. (Energie-Control Austria): Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien – Ermittlung des Wertes von Nachweisen im österreichischen Strommarkt. Beitrag zur 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Februar 2013.
- E-Control 2013c** E-Control Herkunftsnachweisdatenbank, Allgemeine Informationen, abrufbar unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/stromnachweisdatenbank/HOMEPAGE_20060101/CT/C_INF_ALLG.HTML, letzter Zugriff am 24.04.2013
- EE01 2012** TÜV SÜD Industrie Service GmbH: Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit mindestens 30% Neuanlagenanteil (kurz: Produkt EE01), Version 01/2012.
- EE02 2012** TÜV SÜD Industrie Service GmbH: Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Lieferung (kurz: Produkt EE02), Version 04/2012.
- EEG 2012** Bundestag (Hrsg.) (2011): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vom 28.07.2011 (BGBl. I, S. 1634)
- EEX 2012** European Energy Exchange AG -EEX (Hrsg.): EEX Transparentplattform, abrufbar im Internet unter: <http://www.transparency.eex.com/de/>, letzter Zugriff am 03.12.2012
- EEX 2013a** European Energy Exchange AG -EEX (Hrsg.): EEX /EPEX-Handelsdaten (Stundenkontrakte), abrufbar im Internet unter: <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte>, letzter Zugriff am 26.04.2013.

- EEX 2013b** European Energy Exchange AG -EEX (Hrsg.): EEX startet Handel mit Herkunftsnachweisen. Pressemeldung, Leipzig, 6. Juni 2013
- EEX/EPEX/ECC 2013** EPEX Spot SE / European Energy Exchange / European Commodity Clearing AG: Marktanalyse Ökostrom, Austausch Ecofys mit EPEX Spot und EEX, Paris, 11. März 2013.
- EKOenergy 2013** EKOenergy – Network & Label, Text approved by the EKOenergy Board - February 23rd 2013, abrufbar unter: <http://www.ekoenergy.org/Criteria/130224EKOenergy-text-english.pdf>, letzter Zugriff am 21.04.2013
- EIWOG** Nationalrat der Republik Österreich (Hrsg.) (2010): Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010). Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, Teil I, Jahrgang 2010, ausgegeben am 23. Dezember 2010.
- EnG 2012** Bundesversammlung des Schweizerischen Eidgenossenschaft (Hrsg.) (2012): Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998, Stand am 1. Juli 2012.
- Entega 2012** Entega Privatkunden GmbH & Co. KG, Ökostrom, Darmstadt, abrufbar im Internet unter: <http://www.entega.de/de/serviceseiten/oekostrom/entega-oekostrom/>, letzter Zugriff am 18.04.2013.
- entsoe 2011** European Network of Transmission System Operators for Electricity (Hrsg.): Statistical Yearbook 2011, Brüssel, 2012 abrufbar im Internet unter: <https://www.entsoe.eu/resources/publications/general-reports/statistical-yearbooks/> letzter Zugriff am 10.11.2013.
- entsoe 2012** European Network of Transmission System Operators for Electricity, Plattform abrufbar im Internet unter: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=15>, letzter Zugriff am 20.12.2012.
- entsoe.net 2012** European Network of Transmission System Operators for Electricity, (Hrsg.): Plattform abrufbar im Internet unter: <https://www.entsoe.net/default.aspx> letzter Zugriff am 10.01.2013.
- EnV 2012** Schweizerischer Bundesrat (Hrsg.) (2012): Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998, Stand am 1. Oktober 2012.
- EnWG 2005** Bundestag (Hrsg.) (2005): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 1 des Gesetzes vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1738)
- EnWNG 2011** Bundestag (Hrsg.) (2011): Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011 (BGBl. I, S. 1554)
- eprimo 2012** Eprimo GmbH: Fragen und Antworten – Ihre häufigsten Fragen. Und unsere Antworten, Neu-Isenburg, im Internet abrufbar unter: <http://www.eprimo.de/neuer-kunde/haeufige-fragen/>, letzter Zugriff am 18.04.2013.

- E-TRACK 2007** Timpe, C. (Öko-Institut) et al.: A European Standard for the Tracking of Electricity. Final Report from the E-TRACK project. A report prepared as a part of the IEE project "A European Tracking System for Electricity (E-TRACK)". 113 S., Freiburg, August 2007.
- E-TRACK 2009** Timpe, C.; Seebach, D. (Öko-Institut): Best Practice for the Tracking of Electricity. Recommendations from the E-TRACK II project. Deliverable 10 of the IEE project "A European Tracking System for Electricity – Phase II (E-TRACK II)". 92 S., Freiburg, November 2009.
- EU 2000** Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (Hrsg.): Richtlinie 2000/60/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik. In: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 22.12.2000.
- EU 2001** Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (Hrsg.): Richtlinie 2001/77/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. In: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Oktober 2001.
- EU 2004** Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (Hrsg.): Richtlinie 2004/8/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG In: Amtsblatt der Europäischen Union, Februar 2004.
- EU 2009a** Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (Hrsg.): Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. In: Amtsblatt der Europäischen Union, Juni 2009.
- EU 2009b** Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (Hrsg.): Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. In: Amtsblatt der Europäischen Union, 14.08.2009.
- EuroStat 2012** Statistische Amt der Europäischen Union (EuroStat): Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen, im Internet abrufbar unter:
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=tsdcc330>, letzter Zugriff am 30.11.2012.
- EV 2008** Energievision e.V. (Hrsg.): Stellungnahme zu dem Artikel der Financial Times Deutschland (FTD) „Schummelei beim Ökostrom“ vom 10.6.2008 sowie der weiteren Berichterstattung in den Medien, Freiburg, 13. Juni 2008, abrufbar unter:
http://www.oeko.de/files/aktuelles/application/pdf/energievision-stellungnahme_2008-06-13.pdf, letzter Zugriff am 19.03.2013
- EV 2012** EnergieVision e. V. (Hrsg.): Kriterien für das Gütesiegel „ok-power“ für Ökostrom. Version 7.2, 37 S., Freiburg, 31.10.2012.

- EV 2013** Energievision e. V. (Hrsg.): Kriterienkatalog. http://www.ok-po-wer.de/energieversorger/kriterienkatalog.html?sword_list%5B%5D=2013, letzter Zugriff am 08.01.2013
- EXAA 2012a** EXAA GreenPower@EXAA.at: Handelskonzept, Wien, Juli 2012
- EXAA 2012b** EXAA GreenPower@EXAA.at: Leitfaden für das Zulassungsprozedere zur Teilnahme am Grünstromhandel, Wien, Juli 2012
- EXAA 2013a** Pressemitteilung „EXAA führt Handel mit Ökostrom ein“, Wien, 07. Januar 2013, abrufbar unter: <http://www.exaa.at/static/cms/sites/exaa.at/media/downloads/presse/APA00005WI0581.pdf>, letzter Zugriff am 19.03.2013
- EXAA 2013b** Handelsergebnisse historisch, abrufbar unter: <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>, letzter Zugriff am 24.04.13
- Forsa 2011** Forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (Hrsg.): Erwartungen der Verbraucher an Ökostrom und Konsequenzen für Ökostrom-Labelkriterien, Berlin, Dezember 2011.
- Fraunhofer IWES/BMU 2012** Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Diskussionspapier zur Vorbereitung des Workshops Grünstromvermarktung: „Die Vermarktung von Strom mit grüner Eigenschaft“, Kassel/Berlin, November 2012
- GpEnergy 2012** Greenpeace Energy eG: Kriterien von Greenpeace für sauberen Strom, Dezember 2011, abrufbar im Internet unter: www.greenpeace-energy.de/oekostrom/stromkriterien.html, letzter Zugriff am 28.08.2012.
- Green-E 2013** Homepage Green-E Label, abrufbar unter: <http://www.green-e.org>, letzter Zugriff am 23.04.2013
- Greenhydro Standard 2013** Homepage Greenhydro Standard, abrufbar unter: http://www.greenhydro.ch/der_standard.html, letzter Zugriff am 23.04.2013
- Greenpeace 2011** Greenpeace e.V.: Der Plan – Deutschland ist erneuerbar!, 01.05.2011.
- GSL 2012a** Grüner Strom Label e.V. (Hrsg.): Kriterienkatalog 2012, Bonn, 19.12.2012.
- GSL 2012b** Grüner Strom Label e.V.: Katalog förderfähiger Maßnahmen, Version 1.2, Bonn, 01.02.2012.
- GtV 2012** GtV – Bundesverband Geothermie e.V.: Wie wirkt eine Geothermie-Anlage auf die Landschaft, abrufbar im Internet unter: http://www.geothermie-dialog.de/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=2&Itemid=3&limitstart=20, letzter Zugriff am 28.08.2012.
- Hasanov 2010** Hasanov, I.: Konsumentenverhalten bei Ökostromangeboten, Empirische Untersuchungen privater Stromkunden in Deutschland, Dissertation, Universität Duisburg-Essen, Essen, Juli, 2010.

- HkNDV 2012** Umweltbundesamt (UBA): Durchführungsverordnung über Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung – HkNDV), vom 15.10.2012.
- HkNV 2011** Herkunftsnachweisverordnung vom 28. November 2011 (BGBl. I S. 2447), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754)
- IdE 2012** Institut für dezentrale Energietechnologien (Hrsg.): Internet-Präsentation des BMU-Projektes „100ee-Regionen“ abrufbar im Internet unter <http://www.100-ee.de/index.php?id=projekt>, letzter Zugriff am 04.10.2012, Kassel 2012.
- IE 2007** Frick, S.; Schröder, G. et al. (Institut für Energetik und Umwelt): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Effekte einer geothermischen Stromerzeugung. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. 226 Seiten, Leipzig, Dezember 2007.
- IE 2011** Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber, Leipzig, 28.10.2011.
- ISEAL 2013** Homepage ISEAL Alliance, abrufbar unter: <http://www.isealalliance.org>, letzter Zugriff am 23.04.2013
- Kaenzig et al. 2013** Kaenzig, J., S.L. Heinze, R. Wüstenhagen: Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany. In: Energy Policy Vol. 53, S. 311-322, 2013.
- Kaltschmitt 2005** Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage, Springer, 2005.
- Kampwirth 2013** Kampwirth, R. (Lichtblick AG, Unternehmenskommunikation): Persönliche Mitteilung, Hamburg, 08.01.2013
- Kuhlmann et al. 2012** Kuhlmann, J. und Puchbauer-Schnabel, A. (Energie-Control Austria): Auf dem Weg zu mehr Transparenz: Stromkennzeichnung in Deutschland und Österreich. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3/2012, S. 96 – 99. Essen, März 2012.
- lekker 2012** lekker Energie GmbH: Stromkennzeichnung, Berlin, im Internet abrufbar unter: <http://www.lekker-energie.de/strom/stromkennzeichnung>, letzter Zugriff am 18.04.2013.
- Mattes 2012** Mattes, A.: Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen. In: DIW-Wochenbericht 7/2012, S. 3 – 10. Berlin, 15.02.2012.
- mindline 2008** mindlineenergy GmbH: Pressemitteilung: Energie-Radar – Verbraucher fordern mehr Transparenz beim Ökostrom, 15.02.2008.
- naturemade 2013** Homepage naturemade, abrufbar unter <http://www.naturemade.org>, letzter Zugriff am 23.04.2013

- naturstrom 2013** NATURSTROM AG; NaturStromHandel GmbH (Hrsg.): Wie setzt sich der Strompreis bei naturstrom zusammen? Düsseldorf. <https://www.naturstrom.de/hintergrundinfos/haeufige-fragen-strom/> letzter Zugriff am 08.01.2013
- NVE 2012a** Norgesvassdrags- og energidirektorat NVE (Hrsg.): Varedeklarasjon 2011 / Electricitydisclosure 2011 - Stand vom 10.08.2012, abrufbar im Internet unter: <http://www.nve.no/en/Electricity-market/Electricity-disclosure-2011/>, letzter Zugriff am 07.01.2013.
- NVE 2012b** Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE): Gudmund Bartnes: The electricity certificate market, 28.06.2012.
- Ökolnst 2008a** Öko-Institut e.V. (Hrsg.): Veit Bürger, Dominik Seebach, Christof Timpe: Hintergrundpapier Ökostrom. Freiburg, 17.01.2008.
- Ökolnst 2008b** Öko-Institut e.V.: Ökostrom muss zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beitragen und transparent bereitgestellt werden, 09.01.2008, abrufbar im Internet: www.oeko.de/aktuelles/dok/732.php, letzter Zugriff am 06.09.2012.
- Ökolnst 2011** Öko-Institut e.V. (Hrsg.): Betrachtung der Umweltentlastungspotenziale durch den verstärkten Einsatz von kleinen, batterieelektrischen Fahrzeugen im Rahmen des Projekts „E-Mobility“ Schlussbericht im Rahmen der Förderung der Modellregionen Elektromobilität des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Berlin, Oktober 2011
- Ökolnst/Uni L 2012** Öko-Institut e.V. (Hrsg.)/Universität Leipzig: Auswirkungen einer verstärkten Förderung erneuerbarer Energien auf die Investitionsdynamik im konventionellen Kraftwerkspark, Teilbericht Konsortium 1, Verbundvorhaben „Analyse der Auswirkungen der Integration erneuerbarer Stromerzeugung auf den deutschen Strommarkt bis 2030“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin/Leipzig, März 2012
- Ok-power 2012** Geschäftsstelle des EnergieVision e.V (Öko-Institut Freiburg e.V.): Alle zertifizierten Produkte, Freiburg, im Internet abrufbar unter: <http://www.ok-power.de/alle-zertifizierten-produkte.html>, letzter Zugriff am 28.08.2012.
- Paschen 2003** Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht, Februar 2003.
- Paulun 2011** EPEX Spot Study: Green Power Trading on the Exchange, EEG conference, Berlin, 12. Juli 2011
- Pehnt 2010** Pehnt, M.: Elektromobilität und Erneuerbare Energien Beitrag zum Band „20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien“, Thorsten Müller (Hrsg.), Würzburg 2010.
- PwC 2009** PricewaterhouseCoopers AG (Hrsg.): Green Electricity Making a Difference – An international Survey of Green Electricity Labels, Mai 2009

- r2b 2012** Research to business energy consulting: Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für das Kalenderjahr 2013. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber, Köln, 10. November 2012.
- RECS 2012** RECS-Deutschland e.V.: Unterschied zwischen RECS Zertifikaten und Ökostrom-Labeln, abrufbar im Internet unter: www.recs-deutschland.de/v2/recs-und-oekostromlabel.html, letzter Zugriff am 08.08.2012.
- RE-DISS 2012** RE-DISS – Reliable disclosure systems for Europe. Projekt-Homepage mit zahlreichen Einzeldokumenten, abrufbar im Internet unter: <http://www.reliable-disclosure.org>, letzter Zugriff am 10.09.2012. Abb. 26 und Abb. 27 aus: „European Residual Mixes 2011. Results of the calculation of Residual Mixes for purposes of electricity disclosure in Europe for the calendar year 2011. Version 1.1, 18.Mai 2012
- Robin Wood 2011** Robin Wood e.V.: Ökostrom-Wechsel – Der Recherchebericht 2011, Juli 2011.
- Robin Wood 2012** Robin Wood e.V.: Welcher Ökostrom-Anbieter ist der Richtige? ROBIN WOOD hat für Sie getestet, abrufbar im Internet unter: www.robinwood.de/Oekostrom.55.0.html, letzter Zugriff am 23.08.2012.
- Rostankowski et al. 2012** Rostankowski, A. (IKEM) et al.: Arbeitspapier: Bewertung des Grünstromprivilegs – im Rahmen des BMU-Projektes „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien“. Unveröffentlichte Entwurfsfassung vom 30.11.2012.
- SKM 2013** Svensk Kraftmäkling (SKM): SKM – Svensk Kraftmäkling EL-Certificate Price History (SEK); <http://www.skm.se/priceinfo/history/>, letzter Zugriff am 12.03.2013.
- Statista 2013a** Statista GmbH: Anteil der Wechselbereiten, die Ökostrom nachfragen, vor und nach Fukushima nach Städten, abrufbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/184964/umfrage/wechselbereitschaft-der-deutschen-vor-und-nach-fukushima-zu-oekostrom>, letzter Zugriff am 22.04.2013
- Statista 2013b** Statista GmbH: Akzeptanz höherer Kosten für Ökostrom - Wären Sie prinzipiell bereit, für Ökostrom mehr zu bezahlen? Umfrage online abrufbar: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/183752/umfrage/akzeptanz-hoeherer-kosten-fuer-oekostrom/>, letzter Zugriff am 27.02.2013
- stern 2008** stern.de GmbH: Verbraucherschützer warnen - Etikettenschwindel bei Ökostrom, 06.01.2008, abrufbar im Internet unter: www.stern.de/wirtschaft/news/unternehmen/verbraucherschuetzer-warnen-etikettenschwindel-bei-oekostrom-606921.html, letzter Zugriff am 08.08.2012.
- stern 2011** stern.de GmbH: Preisvergleich in Großstädten: Mit Ökostrom Geld sparen, abrufbar unter: <http://www.stern.de/wirtschaft/immobilien/preisvergleich-in-grossstaedten-mit-oekostrom-geld-sparen-1712173.html>, letzter Zugriff am 26.02.2013

- STX 2012** STX Services B.V.: STX Market Update, issue 13, 27.03.2012, Amsterdam.
- STX 2013** Suchan, K. (STX Services B.V.): Persönliche Auskunft am 28.02.2013, Amsterdam.
- SWM 2012** Stadtwerke München GmbH: M-Ökostrom aktiv; München, im Internet abrufbar unter: <http://www.swm.de/privatkunden/m-strom/m-oekostrom-aktiv.html>, letzter Zugriff am 18.04.2013.
- SWR 2012** SWR.de: Quo vadis, Geothermie? 20.03.2012, abrufbar im Internet unter: www.swr.de/odyosso/umwelt/-/id=6381798/nid=6381798/did=9272010/5f0wpy/index.html, letzter Zugriff am 10.09.2012.
- SZ 2012** Süddeutsche Zeitung: Ökostrom – Grüne Mogelpackungen, 26.01.2012, <http://www.sueddeutsche.de/geld/oekostrom-gruene-mogelpackungen-1.1268304>, letzter Zugriff am 08.08.2012.
- tagesschau 2010** tagesschau.de: Fragen und Antworten zum Ökostrom – Wie grüner Strom die Steckdosen erobert, 16.02.2010, www.tagesschau.de/wirtschaft/oekostrom100.html, letzter Zugriff am 06.09.2012.
- test 2008** Stiftung Warentest: Interview: Ökostrom mit RECS-Zertifikaten: Nutzen für die Umwelt gleich Null, 08.01.2008, abrufbar im Internet unter: www.test.de/Interview-Oekostrom-mit-RECS-Zertifikaten-Nutzen-fuer-die-Umwelt-gleich-Null-1615574-2615574/, letzter Zugriff am 23.08.2012.
- test 2011** Stiftung Warentest: Ökostrom – Alles Öko oder was?, 16.03.2011, www.test.de/Strom-Der-Wechsel-lohnt-1132700-1132740/, letzter Zugriff am 21.08.2012.
- TÜV Nord 2011** TÜV NORD Umweltschutz GmbH & Co. KG: Zertifikat der Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH (EWS), 30.05.2011, abrufbar im Internet unter: www.ews-schoenau.de/sauberer-strom/gepruefte-qualitaet.html, letzter Zugriff am 28.08.2012.
- TÜV Nord 2012a** TÜV NORD CERT GmbH: „Geprüfter Ökostrom“ nach dem TÜV NORD CERT Standard A75-S026-1 – Kriterienkatalog (Bilanzierungsjahr 2011), September 2011.
- TÜV Nord 2012b** TÜV Nord Umweltschutz: TÜV-Zertifikat für die Lichtblick SE, abrufbar unter: http://www.lichtblick.de/pdf/strom/info/strom_tuev_zertifikat.pdf, letzter Zugriff am 24.04.2013
- TÜV Süd 2007** TÜV SÜD Industrie Service GmbH: Yellow Book zur BlueRegistry, 16.04.2007, abrufbar im Internet unter: http://www.netinform.de/Aktuelles_Detail.aspx?ID=1265, letzter Zugriff am 17.04.2013.
- TÜV Süd 2011** Zertifizierung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (kurz: Erzeugung EE), abrufbar unter: <http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1304059558208964410126/kriterkat-ee.pdf>, letzter Zugriff am 06.03.2013

- UBA 2012** Umweltbundesamt (UBA): Wasser, Trinkwasser und Gewässerschutz: Schutz der Meere, 31.05.2011, www.umweltbundesamt.de/wasser/themen/meere/offshore-windenergie.htm, letzter Zugriff am 27.08.2012.
- UBA 2013a** Umweltbundesamt (UBA): Energie – FAQs: Fragen zum Herkunftsnachweisregister (HKN). Letzte Änderung: 29.10.2012. http://www.umweltbundesamt.de/energie/hknr/faq_hknr_allgemein.htm, letzter Zugriff am 28.06.2013
- UBA 2013b** Umweltbundesamt (UBA): Beschaffung von Ökostrom, Arbeitshilfe für eine europaweite Ausschreibung der Lieferung von Ökostrom im offenen Verfahren, 02.05.2013, <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4464.pdf>, letzter Zugriff am 25.06.2013
- ÜNB 2013a** 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber, Hrsg.): Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2012 / Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2012. Abrufbar im Internet unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>, letzter Zugriff am 04.01.2013.
- ÜNB 2013b** 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber, Hrsg.): Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2013 / Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2013. Abrufbar im Internet unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>, letzter Zugriff am 26.04.2013.
- ÜNB 2013c** 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber, Hrsg.): Informationen zur EEG-Umlage und Jahresabrechnungen der Vorjahre unter www.eeg-kwk.net, letzter Zugriff am 26.04.2013.
- Verivox 2012** Verivox GmbH: Ökostrom – 1. Der Ökostrommarkt, 2012, www.verivox.de/ratgeber/oekostrom-27748.aspx, letzter Zugriff am 06.09.2012.
- Von La Chevallerie et al. 2012** Von La Chevallerie, A., Schweitzer, K.: Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten - Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3/2012, S. 92 - 95, März 2012.
- WHG 2010** Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG) vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 734)
- Wüstenhagen 2000** Wüstenhagen, R.: Ökostrom – von der Nische zum Massenmarkt, Entwicklungsperspektiven und Marketingstrategien für eine zukunftsfähige Elektrizitätsbranche, Dissertation, Universität St. Gallen, 2000.
- Zeit 2008** Zeit Online GmbH: Illusion Ökostrom, 20.05.2009, abrufbar im Internet unter: www.zeit.de/2008/26/U-Oekostrom/seite-1, letzter Zugriff am 28.08.2012.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abs.	Absatz
AIB	Association of Issuing Bodies
Art.	Artikel
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CDM	Clean Development Mechanism
CO ₂	Kohlendioxid
ct	Cent
d. h.	das heißt
DKG-Gas	Deponie-, Klär- und Grubengas
EAG EE	Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien
EE	Erneuerbare Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange AG
EG	Europäische Gemeinschaft(en)
EID	Energieinformationsdienst
EIWOG	Österreich: Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EnG	Schweiz: Energiegesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netzwerk der Strom-Übertragungsnetzbetreiber)
EnV	Schweiz: Energieverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EuroStat	Statistisches Amt der Europäischen Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWS	Elektrizitätswerke Schönau
EU	Europäische Union
FSC	Forest Stewardship Council (mit Siegel für nachhaltige Forstwirtschaft)
GO	Guarantee of Origin (engl. Übersetzung von Herkunftsnachweis)
GSP	Grünstromprivileg
GSL	Grüner-Strom-Label
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GW	Gigawatt

GWh	Gigawattstunden
HKN	Herkunftsnachweis
HkNDV	Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung
HKNR	Herkunftsnachweisregister
HKNV	Herkunftsnachweisverordnung
IE Leipzig	Leipziger Institut für Energie GmbH
Kap.	Kapitel
KW	Kalenderwoche
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LGA	Landesgewerbeanstalt Bayern (Körperschaft des öffentlichen Rechts)
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABU	Naturschutzbund Deutschland
Nr.	Nummer
OTC	Over the counter (außerbörslicher Handel)
PV	Photovoltaik
RAL	RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V. (Abk. für Reichs-Ausschuss für Lieferbedingungen)
RE-DISS	Reliable Disclosure Systems for Europe
RECS	Renewable Energy Certificate System
RL	Richtlinie
SWM	Stadtwerke München
TA	Technische Anleitung
TÜV	Technischer Überwachungsverein
TWh	Terrawattstunden
u.a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	vergleich
WEA	Windenergieanlage
WKA	Wasserkraftanlage
WWF	World Wide Fund For Nature
z.B.	zum Beispiel

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	Mengenverhältnisse im deutschen Ökostrommarkt 2010 bis 2012.....	5
Abbildung 2	HKN-Handel ohne Kopplung mit physischer Stromlieferung.....	49
Abbildung 3	Händlermodell mit gekoppelter Lieferung von Strom und HKN	50
Abbildung 4	Fondsmodell mit gekoppelter Stromlieferung von Strom und HKN.....	51
Abbildung 5	Anteil der Ökostromprodukte am Gesamtumsatz befragter Unternehmen	56
Abbildung 6	Jahresumsatz durch Ökostromprodukte befragter Unternehmen	57
Abbildung 7	Unternehmensstruktur der befragten Ökostromanbieter	58
Abbildung 8	Nutzung von Herkunftsnachweisen und Kopplung an Lieferungen	60
Abbildung 9	Nutzung von Ökostrom-Labeln (Mehrfachnennungen möglich).....	68
Abbildung 10	Positionen zur Zertifizierung mit Mindestanforderungen	70
Abbildung 11	Vermarktungsoptionen für EEG-Anlagenbetreiber.....	88
Abbildung 12	Physischer Stromfluss in Europa im Jahr 2011.....	96
Abbildung 13	Saldo aus physischem Stromimport und -export in Deutschland.....	98
Abbildung 14	Zertifikatsvorgänge von 2008 bis 2011 in TWh	101
Abbildung 15	Ausgestellte EECS-Zertifikate nach Technologie (2011)	101
Abbildung 16	Entwertete EECS-Zertifikate nach Energieträgern (2011)	102
Abbildung 17	Ausgestellte EECS-Zertifikate für alle Energieträger nach Ländern (2011)	103
Abbildung 18	Entwertete EECS-Zertifikate für alle Energieträger nach Ländern (2011).....	104
Abbildung 19	Ausgestellte (links) und entwertete (rechts) EECS-Zertifikate in TWh	105
Abbildung 20	Exportierte (links) und importierte (rechts) EECS-Zertifikate in TWh	105
Abbildung 21	Saldo aus Import und Export von EECS-Zertifikaten von und nach Deutschland	106
Abbildung 22	Stromerzeugungsmix ausgewählter europäischer Länder 2011	117
Abbildung 23	Tag mit hoher konventioneller Stromerzeugung, 08.02.2012	118
Abbildung 24	Tag mit hoher fluktuierender Stromerzeugung, 31.03.2012.....	119
Abbildung 25	Grenzüberschreitender Stromfluss [MW] am 31.03.2012, 13.00- 14.00 Uhr.....	119
Abbildung 26	Stromverbrauchsmix in 27 europäischen Ländern.....	122
Abbildung 27	Gegenüberstellung von Stromerzeugungsmix und Stromverbrauchsmix in 27 europäischen Ländern.....	122
Abbildung 28	Beispiel einer Tabelle zur Kennzeichnung von Elektrizität nach den Mindestanforderungen (Lieferantenmix)	124
Abbildung 29	Beispiel einer Tabelle zur Kennzeichnung von Elektrizität nach den Mindestanforderungen (Produktmix)	124
Abbildung 30	Stromerzeugungsmix Schweiz 2009	125
Abbildung 31	Schweizerischer Lieferantenmix 2009 (= Stromverbrauchsmix)	126
Abbildung 32	Norwegischer Residualmix im Jahr 2011	127
Abbildung 33	Näherungswerte für eine österreichische Stromkennzeichnung 2011	128
Abbildung 34	Erzeugung und Verfügbarkeit von EE-Strom in Deutschland	135
Abbildung 35	Mengenverhältnisse im deutschen Ökostrommarkt 2010 bis 2012	136

Abbildung 36	Zahlungsbereitschaft für Ökostrom in Großbritannien und Deutschland.....	139
Abbildung 37	Vergleich der theoretischen Zahlungsbereitschaften der Haushalte für einen Ökostrom-Aufpreis	140
Abbildung 38	Preisentwicklung für HKN aus skandinavischen Wasserkraftanlagen von 2010 bis 2014, jeweils Januar bis Herbst, in €/MWh (Stand: 2012)	142
Abbildung 39	Preisentwicklung elcerts in Schweden in SEK/MWh	144
Abbildung 40	Entwicklung der EEG-Umlage in Deutschland seit 2004	145
Abbildung 41	Entwicklung der Preise für HKN (zur Stromkennzeichnung), für Fördersysteme und für Strom (Großhandel) 2011 bis 2013.....	146

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Vergleich typischer Ökostromlabels in Deutschland (Stand 2012)	27
Tabelle 2	Wichtige Kriterien bei der Bewertung von Labels.....	40
Tabelle 3	Definition von Ökostrom aus Sicht der Anbieter	46
Tabelle 4	Perspektiven des Ökostromhandels aus Sicht unterschiedlicher Unternehmen	58
Tabelle 5	Rolle der Wasserkraft aus Sicht unterschiedlicher Unternehmen	59
Tabelle 6	Herkunftsländer von Herkunftsnachweisen	61
Tabelle 7	Begründung für die Nutzung von Herkunftsnachweisen	62
Tabelle 8	Angaben zur Herkunft des bezogenen (Öko-)Stroms nach Ländern und Lieferkonzepten	63
Tabelle 9	Beschaffungsarten des (Öko-)Stroms	64
Tabelle 10	Einschätzung zur künftigen Rolle regionaler Stromprodukte	66
Tabelle 11	Mindestanforderungen an Ökostrom	67
Tabelle 12	Nutzung von Ökostrom-Labels durch die Lieferanten.....	68
Tabelle 13	Gründe für die Nutzung unterschiedlicher Labels	69
Tabelle 14	Ideen für eine Zertifizierung mit Mindestanforderungen	71
Tabelle 15	Befürwortung von Mindestanforderungen aus Sicht von Unternehmen mit und ohne Label	72
Tabelle 16	Befürwortung einer staatlichen Vorgabe aus Sicht von Unternehmen mit und ohne Label	73
Tabelle 17	Aspekte der Glaubwürdigkeit für Ökostromprodukte.....	75
Tabelle 18	Mögliche Merkmale von Ökostrom	76
Tabelle 19	Einschätzung der Zahlungsbereitschaft für Ökostromprodukte	77
Tabelle 20	Zahlungsbereitschaft aus Sicht unterschiedlicher Unternehmen	78
Tabelle 21	Einschätzung der Auswirkungen der HKNR-Einführung	80
Tabelle 22	Bewertung der Vorwürfe „Greenwashing“ / „Umetikettieren“	82
Tabelle 23	Partner, Produkte und Strommengen mit Label	83
Tabelle 24	Bisherige und künftige Entwicklung.....	84
Tabelle 25	Nutzung von Herkunftsnachweisen durch befragte Labelanbieter	84
Tabelle 26	Kriterium der gleichzeitigen Einspeisung bei befragten Zertifizierern	85
Tabelle 27	Definition von Zusätzlichkeit aus Sicht der befragten Zertifizierer.....	85
Tabelle 28	Transparenzanforderungen der befragten Zertifizierer.....	86
Tabelle 29	Zusätzliche Umwelanforderungen der befragten Zertifizierer	87
Tabelle 30	Vermarktungswege der neun befragten EEG-Anlagenbetreiber	90
Tabelle 31	Zusammenfassung der Befragungsergebnisse der Betreiber.....	92
Tabelle 32	Stromimport- und Stromexportsaldo und Anteil der erneuerbaren Energien am Exportüberschuss.....	99
Tabelle 33	Entwertungen von HKN (RECS/EECS) in Deutschland 2010 bis 2012	108
Tabelle 34	Geplante Produktspezifikationen für den HKN-Handel im Konzept von EEX und EPEX	112
Tabelle 35	Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen 2012.....	132
Tabelle 36	Überblick WKA-Anforderungen europäischer Labels	150
Tabelle 37	Erläuterung zu WKA-Anforderungen europäischer Labels	151
Tabelle 38	Bewertung der Ökostromvermarktungsmodelle	175