

TEXTE

134/2019

Strombilanzierung im Verkehrssektor

Teilbericht des Projektes „Ökologische Bewertung von
Verkehrsarten“

TEXTE 134/2019

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3716 58 1060
FB000202/ZW

Strombilanzierung im Verkehrssektor

Teilbericht des Projektes „Ökologische Bewertung von
Verkehrsarten“

von

Joß Bracker, Dominik Seebach
Öko-Institut e.V., Freiburg

Mit Beiträgen von
Martin Pehnt
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
GmbH, Heidelberg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

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

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

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

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e.V.
Merzhauser Str. 173
79017 Freiburg

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Im Weiher 10
69121 Heidelberg

Abschlussdatum:

Februar 2019

Redaktion:

Fachgebiet I 2.1 Umwelt und Verkehr
Martin Lambrecht

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, November 2019

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

Kurzbeschreibung: Strombilanzierung im Verkehrssektor

Bei der ökologischen Bewertung unterschiedlicher Verkehrsträger kommt bei strombasierten Verkehrsträgern der Ermittlung des anzulegenden Strommixes und des damit zusammenhängenden Emissionsfaktors eine entscheidende Rolle zu. Grundsätzlich bestehen hier mehrere mögliche Ansätze. Die Analyse der energiewirtschaftlichen Situation in Deutschland und Europa zeigt, dass die individuelle Zuordnung individuell definierter Stromeigenschaften bspw. im Rahmen von Ökostrom-Bezugsverträgen nur unter sehr bestimmten Voraussetzungen mit einem relevanten Beitrag zur Änderung des Stromsystems zusammenhängt. Mit Bezug auf die CO₂-Bilanzierung bestehen außerdem weitere Einschränkungen beispielsweise hinsichtlich der Zuordnung zu bestimmten Nutzergruppen oder der Datenverfügbarkeit. Für einen technologiespezifischen Verkehrsträgervergleich wird hinsichtlich der Nutzung von Strom, speziell bezogen auf Bahnstrom sowie auf straßengebundene Elektromobilität, die Anwendung des bundesdeutschen Erzeugungsmixes und des damit zusammenhängenden Emissionsfaktors empfohlen.

Abstract: Ecological assessment of modes of transport: accounting of electricity

The definition of the relevant electricity generation mix and its respective emissions factor plays a driving role for the ecological assessment of different electricity-based modes of transport. In general, several different approaches in order to define the emission factor exist. The analysis of energy systems and their governance schemes in Germany and Europe reveals that the individual allocation of attributes based on individual supply decisions of consumers e.g. by green electricity supply contracts only under very specific conditions has an effect on the system level. With regard to carbon accounting further restrictions apply, e.g. with respect to the accountability to specific user groups or data availability. For a technology-specific comparison of different electricity-based modes of transport (like railroad and road electric vehicles) it is recommended to apply the average German generation mix and the corresponding emission factor.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
Zusammenfassung.....	9
Summary	14
1 Einleitung.....	18
2 Analyse und Bewertung eines Strombezugs aus erneuerbaren Energien	19
2.1 Politische und regulatorische Rahmenbedingungen	19
2.2 Bezugsoptionen für erneuerbare Energien.....	21
2.3 Energiewendennutzen unterschiedlicher Ökostrom-Bezugsoptionen durch einzelne Verbraucher	26
3 Klimabilanzierungsansätze von Strom	28
4 Analyse und Bewertung der Stromnutzung im Verkehrssektor.....	32
4.1 Vorbemerkungen	32
4.2 Anwendungsfall I: Bahnstrom.....	34
4.2.1 Strombedarf und Stromerzeugung im Schienenverkehr	34
4.2.2 Bilanzierungsvorschlag.....	36
4.3 Anwendungsfall II: Straßengebundenen Elektromobilität.....	39
4.3.1 Strombedarf und Strombezug im Straßenverkehr	39
4.3.2 Bilanzierungsvorschlag für eine technologiespezifische Bewertung.....	42
5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen	43
6 Quellenverzeichnis	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU28+Norwegen	22
Abbildung 2:	Erlössituation für skandinavische EE-Produzenten im Jahr 2018 (Stand 12/18).....	25
Abbildung 3:	Übersicht über verschiedene Ökostrombezugsoptionen und deren zurechenbarer Effekt auf die Erzeugung erneuerbarer Energien.....	27
Abbildung 4:	Gesetzliche Stromkennzeichnung der DB Energie 2018 (bezogen auf 2017).....	35
Abbildung 5:	Veränderungen in der Stromerzeugung aufgrund der Einführung der Elektromobilität (Grenzbetrachtung für das Jahr 2030).....	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Marktanteile im Schienenverkehr 2016/2017 (Fraunhofer ISE 2017).....	34
Tabelle 2:	Liefermengen und Durchleitungsmengen an Strom durch die DB Netze Energie 2017 (Deutsche Bahn AG 2018).....	34

Abkürzungsverzeichnis

BAU	Business as usual
BEV	Battery electric vehicles
BImSchV	Bundes-Immissionsschutz-Verordnung
CO₂	Kohlendioxid
EE	Erneuerbare Energie
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
EU28	Gesamtheit der Europäischen Union mit 28 Mitgliedstaaten
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHG	Greenhouse Gas(es)
GWh	Gigawattstunde(n)
HKN	Herkunftsnachweis(e)
Hz	Hertz
kWh	Kilowattstunde(n)
Lkw	Lastkraftwagen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MWh	Megawattstunde(n)
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
SKZ	Stromkennzeichnung
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt

Zusammenfassung

Zielstellung

Trotz der steigenden Anteile an erneuerbarer Energie (EE) in Deutschland und Europa entstehen durch die Stromerzeugung nach wie vor wesentliche Treibhausgas-Emissionen. Im liberalisierten Strommarkt haben einzelne Akteure gleichzeitig die Möglichkeit, sich gezielt für einen Stromversorger und ein spezielles Stromprodukt (bspw. ein Ökostromprodukt) zu entscheiden. Dabei wird oft das Ziel verfolgt, hierdurch auch die Klimabilanz zu verbessern.

Zum einen stellt sich bei der Treibhausgasbilanzierung also die grundlegende Frage, welche Anteile der Stromerzeugung mit den jeweiligen Emissionen einzelnen Akteuren, Technologien oder Sektoren zugeordnet werden können und sollen. Gleichzeitig ist aber auch beim Bezug eines Erneuerbaren-Stromprodukts aufgrund der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge fraglich, in welchem Umfang hier ein positiver Beitrag zum Ausbau der EE und zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen geleistet wird. Somit entsteht bei der Treibhausgasbilanzierung die Herausforderung, hinsichtlich der daraus resultierenden Aussagekraft und Handlungsanreize eine angemessene Bilanzierungsmethodik zu definieren und anzuwenden.

Auch bei der Treibhausgasbilanzierung von strombasierten Verkehrsträgern fällt der Bewertung der Treibhausgas-Emissionen der Stromerzeugung eine entscheidende Rolle zu. Im Rahmen des UBA-Projekts „Ökologische Bewertung von Verkehrsarten“ (FKZ 3716 58 106 0) wurde eine umfangreiche Methodik und eine Datengrundlage für die ökologische Bilanzierung des inländischen Personen- und Güterverkehrs einschließlich aller Lebenswegabschnitte erarbeitet. Neben der klassischen Status-Quo Betrachtung wurden hierbei auch mögliche systemische Effekte, welche durch Änderungen am bestehenden Verkehrssystem auftreten können, untersucht. Die im Vorhaben verwendeten Stromvorketten basieren auf dem nationalen Strommix. Zusätzlich sollte auch die Fragestellung betrachtet werden, inwiefern es unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland möglich ist, die Nutzung von zusätzlich erzeugtem erneuerbarem Strom den Verkehrsmitteln anzurechnen. Von zentraler Bedeutung ist dies insbesondere für die Bilanzierung des Bahnstrommixes und für die straßengebundene Elektromobilität.

Systemwirkungen des (EE-)Strombezugs

Der Ausbau der EE wird in Deutschland im Wesentlichen durch das EEG finanziert und sichergestellt. Um zu bewerten, welchen Beitrag der Bezug von EE-Strom durch einzelne Verbraucher zum Ausbau der EE leistet, ist es sinnvoll, unterschiedliche Möglichkeiten des Bezugs von Strom aus erneuerbaren Energien zu unterscheiden. Grundsätzlich besteht hier die Möglichkeit zur Eigenerzeugung von Strom und zum Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Beim vertraglichen Bezug von EE-Strom handelt es sich hierbei im Regelfall lediglich um die bilanzielle Zuordnung ohnehin erzeugter EE-Mengen aus dem europäischen Ausland, zum Teil auch aus älteren deutschen Wasserkraftwerken. Durch den Bezug aus diesen Quellen wird jedoch in Anbetracht der bestehenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (insbesondere dem hohen Angebot an alter EE-Erzeugung sowie an zunehmend verfügbaren ausländischen geförderten EE, die im Sinne der Stromkennzeichnung mittels Herkunftsnachweisen (HKN) nach Deutschland importiert werden) kein nennenswerter Beitrag zum Ausbau der EE geleistet. Der Bezug bestimmter Stromerzeugungsqualitäten, insbesondere der vertragliche Bezug von EE-Strom durch einzelne Akteure, trägt nur unter sehr bestimmten Voraussetzungen zu direkten Systemeffekten wie einem Beitrag zum Ausbau der EE und zum Erreichen von Treibhausgas-Minderungszielen bei. Ein solcher Beitrag kann unter den folgenden Voraussetzungen angenommen werden:

1. Grundvoraussetzung: Zuverlässige Zuordnung von Erzeugungsqualitäten zum Ausschluss einer Doppelvermarktung/Doppelzählung der Erzeugungsqualitäten (z.B. durch Herkunftsnachweise).
2. Zurechenbarer individueller Beitrag:
 - a. Grundlegendes Ambitionsniveau: Kostenübernahme des stattfindenden EE-Ausbaus und Entlastung sonstiger Verbraucher, bspw. durch den Buy-Out von Strom aus EE-Anlagen, welche am konventionellen Strommarkt nicht wirtschaftlich betrieben werden können, wie bspw. EEG-geförderte Anlagen:
 - i) Hierdurch findet in erster Linie eine Verlagerung der Kosten für den EE-Ausbau von bestehenden Fördersystemen auf einzelne Verbraucher statt.
 - ii) Ein Energiewendenutzen ergäbe sich ggf. durch eine höhere Akzeptanz der Energiewende in der Gesellschaft (durch deren reduzierte Kostenbelastung) und möglicherweise auch durch eine Beschleunigung des EE-Ausbaus durch geänderte Erlösmöglichkeiten für EE-Erzeuger.
 - iii) Ein solcher Ansatz ließe sich somit v.a. für institutionelle Verbraucher vertreten, während die reine Kostenverlagerung innerhalb des Segments der EEG-umlagepflichtigen Haushaltskunden gezielt die „Low-Interest-Kunden“ entlasten würde, was dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit widersprechen würde.
 - b. Höheres Ambitionsniveau: Beitrag zum zusätzlichen EE-Ausbau oder der verstärkten EE-Nutzung durch bessere Systemintegration:
 - i) Ein Beitrag zum verstärkten EE-Ausbau kann durch den Bezug von Strom aus ungeforderten neuen (noch zu bauenden) Anlagen stattfinden, insbesondere wenn dieser Bezug für den EE-Erzeuger eine langfristig ausreichende Ertragssituation sicherstellt und somit die Finanzierbarkeit und damit Realisierbarkeit neuer EE-Projekte ermöglicht. Außerdem zählen hierzu relevante direkte Investitionen in EE-Projekte, welche zu einem deutlich beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien führen.
 - ii) Ein Beitrag zur EE-Systemintegration kann bspw. durch relevante Investitionen und Anwendungen in den Bereichen virtuelle Kraftwerke, nachfrageseitige Verbrauchssteuerung wie dem netzdienlichen Laden von E-Fahrzeugen u. ä. geleistet werden.

Bewertung des Stromverbrauchs im Rahmen von Treibhausgasbilanzen

Eine präzise Bestimmung der Treibhausgas-Minderungseffekte eines Ökostrombezugs ist sehr komplex. Zum einen kann nicht angenommen werden, dass sich durch die zusätzlichen Erlösströme aufgrund der Verbrauchernachfrage eine zusätzliche Erzeugung in voller Höhe des Stromverbrauchs ergibt. Zum anderen sind die Effekte auf die Stromerzeugung zusätzlicher EE-Erzeugung sehr vom Systemkontext abhängig. Eine Operationalisierung der Treibhausgas-Bilanzierung von Ökostrombezug bedarf daher normativer Annahmen zur quantitativen Bewertung eines Ökostrombezugs. Diese sollten dabei die dargestellten Qualitätsunterschiede und Wirkungszusammenhänge im Stromsystem grundlegend berücksichtigen.

Für die Bilanzierung von Treibhausgas-Emissionen eines Stromverbrauchs müssen die Höhe des Stromverbrauchs sowie ein Emissionsfaktor bestimmt werden. Für die Ermittlung des Emissionsfaktors können grundsätzlich der ortsbasierte Ansatz und der marktbasierter Ansatz unterschieden werden. Beim *ortsbezogenen Ansatz* wird der Emissionsfaktor ausschließlich durch den Ort des Verbrauchs mit seinem jeweiligen Stromnetz und dem diesbezüglichen durchschnittlichen Erzeugungsmix bestimmt. In einem solchen Bilanzierungsregime kann ein Verbraucher den Emissionsfaktor nicht aktiv durch die Wahl seines Stromlieferungsvertrags, sondern höchstens durch Verlagerung bzw. gezielte Ansiedlung von Unternehmensstandorten

beeinflussen. Der ermittelte und anzuwendende ortsbasierte Emissionsfaktor kann sich auf Inselnetze, nationale Systeme, Verbundnetze oder sonstige normativ festgelegten Grenzen beziehen. Eine gängige Konvention ist die Nutzung eines nationalen Emissionsfaktors. Dieser Bezugsrahmen erscheint aus mehreren Gründen sinnvoll:

1. In erster Näherung entspricht der nationale Bezugsrahmen auch energiewirtschaftlichen Systemgrenzen. Auch wenn die europäischen Märkte für Strom zunehmend integriert werden, bestehen an nationalen Grenzen doch häufig noch Engpässe hinsichtlich der Übertragungskapazitäten von Strom. Außerdem besteht nach wie vor eine gewisse Abgrenzung der nationalen Märkte aufgrund unterschiedlicher nationaler Gesetzgebung und Regulierung. Somit bestehen vereinfacht gesprochen vergleichsweise enge Systembeziehungen und Wechselwirkungen zwischen einem Stromverbraucher in einem gegebenen Land und der nationalen Stromerzeugung.
2. Es besteht eine solide Datengrundlage für die Ermittlung eines nationalen durchschnittlichen Emissionsfaktors.
3. Durch die allgemein breite Anwendung nationaler durchschnittlicher Emissionsfaktoren besteht hier eine vergleichsweise geringe Gefahr einer Doppelzählung.

Es ist außerdem möglich, statt einem Erzeugungsmix auch den sogenannten Aufkommensmix zugrunde zu legen, in welchem neben der nationalen Erzeugung auch physische Nettostromflüsse über die nationalen Grenzen (also Importe und Exporte mit dem benachbarten Ausland) berücksichtigt werden. Dies ist für die Anwendung in Deutschland jedoch von geringer Relevanz, da Deutschland einen beträchtlichen Stromüberschuss erzeugt, welcher ins Ausland exportiert wird.

Beim *marktbasierten Bilanzierungsansatz* wird der Strombezug aus der Akteursperspektive des Stromverbrauchers betrachtet. Als Grundlage der Bilanzierung dienen dabei die individuellen Strombezugsverträge des Verbrauchers. Dieser Ansatz wird daher auch als „vertragsbasierte“ Bilanzierung bezeichnet. Aufgrund des fehlenden Zusammenhangs zwischen den zugeordneten Erzeugungsqualitäten und der Wirkung des Strombezugs gibt die undifferenzierte Anwendung der marktbasierten Bilanzierung keinen Aufschluss über die ökologischen Effekte eines Strombezugs im jeweiligen Stromsystem. In der Kommunikation von Ökostromprodukten und Unternehmensbilanzen wird jedoch oftmals eine Klimaneutralität kommuniziert, wenn ein vertraglicher Strombezug aus erneuerbaren Energien erfolgt. Problematisch ist hierbei auch, dass bei einem klimaneutralen Strombezug die Gefahr besteht, dass falsche Handlungsempfehlungen hinsichtlich ökologischer Maßnahmen abgeleitet werden können (z.B. geringere Notwendigkeit für Effizienzmaßnahmen oder Reduktion der Verkehrsleistung).

In Ergänzung zum ortsbasierten und zum marktbasierten Ansatz kann auch eine sogenannte Grenzbetrachtung (auch: Marginalbetrachtung) erfolgen. Bei dieser wird einem Stromverbrauch die Veränderung der Stromerzeugung zugeordnet, die sich durch den zusätzlichen Verbrauch ergeben. Dies ist zum Beispiel bei der Bewertung von strombasierten Technologie-Optionen innerhalb verschiedener möglicher Transformationspfade (z.B. Einsatz von Power-to-X-Technologien) relevant, wenn die Technologie-Option durch die hohe zusätzliche Stromnachfrage wesentlich die Stromerzeugung beeinflusst. Grenzbetrachtungen sind damit geeignet, dynamische Effekte des Ökostrombezugs im Gesamtsystem abzubilden. Allerdings weisen sie wesentliche methodische Herausforderungen auf, was deren Anwendung in der Praxis erschwert.

Für eine systemische Bewertung eines Stromverbrauchs im Rahmen der Fragestellungen dieses Vorhabens erscheint grundsätzlich ein ortsbasierter Ansatz sinnvoll, da dieser vergleichsweise gut die Wirkung eines Stromverbrauchs bestimmter Verkehrsträger innerhalb eines

Stromsystems darstellt.¹ Die Berücksichtigung des unterschiedlichen Agierens einzelner Akteure bei der Technologiebewertung macht lediglich Sinn, wenn unterschiedliche Klassifizierungen und Kategorien definiert und betrachtet werden können und sollen. Abweichend davon kann ggf. das unterschiedliche Agieren einzelner Akteure bei der Technologiebewertung sinnvoll sein, wenn:

1. das Agieren der einzelnen Akteure einen maßgeblichen Einfluss auf das System hat;
2. die Effekte zugeordnet werden können und zumindest näherungsweise gut quantifiziert werden können;
3. sich Akteure sinnvollerweise in unterschiedliche „Nutzergruppen“ mit weitgehend homogenen Charakteristika untergliedern lassen, die in der Betrachtung dann einheitlich bewertet werden können.

Wenn durch die Betrachtung neben der reinen Technologiebewertung auch die konkreten Aktivitäten einzelner Akteure beim Ökostrombezug angemessen berücksichtigt werden sollen, so könnte basierend auf der Analyse der Effekte eines Ökostrombezugs in diesem Rahmen grundsätzlich die Berücksichtigung zweier Bezugsoptionen gerechtfertigt sein:

- a) **Eigenerzeugung:** Wenn bei der Stromnutzung eines Verkehrsträgers in relevantem Umfang Eigenerzeugung genutzt wird, und systemweit dem jeweiligen Verkehrsträger gezielt zugeordnet werden kann.
- b) **Vertraglicher Strombezug:** Wenn der vertragliche Strombezug zu einer im Vergleich zur Höhe des Stromverbrauchs relevanten Veränderung in der Stromerzeugung führt und dieser Effekt eindeutig dem Verbrauch zugeordnet werden kann.

Anwendungsfall Bahnstrom

Der Bahnstrom in Deutschland wird über ein DB-eigenes Bahnstromnetz im 16,7 Hz-Betrieb bereitgestellt. Nach Angaben der DB bezieht sie ca. zwei Drittel des Strombedarfs aus besonderen Bahnstromkraftwerken, welche direkt in das 16,7 Hz-Netz einspeisen. Ein Drittel wird aus dem öffentlichen 50 Hz-Netz bezogen und über Umformer oder Umrichter in das Bahnstromnetz eingespeist (Deutsche Bahn AG 2017).

Es werden keine aktuellen vollständigen Übersichten über die Mengen aus den einzelnen direkt einspeisenden Kraftwerken veröffentlicht. Aus verfügbaren Quellen wird jedoch ersichtlich, dass hierbei sowohl thermische Erzeugung, Kernkraft sowie Wasserkraft eine relevante Rolle spielen (siehe z. B. IWES, BBH, IKEM (2011), Wikipedia (2018)). Mit Blick auf das Jahr 2009 machte der Direktbezug aus Kohlekraftwerken 32% des Bahnstromportfolios aus, aus Erdgas 5%, aus Kernkraft 18% sowie aus Wasserkraft 8% (IWES, BBH, IKEM 2011).² 2017 verfügte die DB Energie über 51 eigene Kraftwerke, Umrichter und Umformer (Deutsche Bahn AG 2018).

Für die Bilanzierung des Bahnstroms sollte entsprechend der Zielstellung dieses Vorhabens der durchschnittliche Emissionsfaktor nach dem orts-basierten Bilanzierungsansatz für den bundesdeutschen Erzeugungsmix genutzt werden. Die Anwendung des bundesdeutschen Durchschnittsmix entspricht gemäß der zuvor ausgeführten Erwägungen bei einer technologiebezogenen ökologischen Bewertung unterschiedlicher Verkehrsträger am ehesten den Systemeffekten und der damit verbundenen Klimarelevanz. Die Nutzung alternativ

¹ Bei der **systemischen Betrachtung** werden die Auswirkungen von Veränderungen im Verkehrssystem analysiert. Im Verkehrsartenvergleich ist das primär die Auswirkung von geänderten oder verlagerten Verkehrsleistungen auf die ökologischen Belastungen. Systemische Änderungen können aber auch Auswirkungen auf andere Lebensweganschnitte haben (z.B. Energiebereitstellung oder Infrastruktur), die, sofern sie relevant sind, ebenfalls mitbetrachtet werden.

² Bahnstromportfolio 2009 exklusive Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten und Saldo Stromverbund mit SBB/ÖBB gemäß Tabelle 1, Seite 20.

diskutierter Bilanzierungsansätze wie dem marktbasierten Ansatz für die DB Energie, der Anwendung eines „Netzmixes“ für das Bahnstromnetz oder die gezielte Anrechnung Bahn-eigener Erzeugungsmengen oder ökologisch qualifizierter Strombezugsmengen wird nicht empfohlen. Gründe hierfür liegen unter anderem in der unklaren Zuordnung an die Deutsche Bahn und ihre Wettbewerbsbahnen, in der fehlenden Aussagekraft über systemweite Auswirkungen, in der erhöhten Wahrscheinlichkeit von Doppelzählungen sowie auch der schlechten Datenverfügbarkeit.

Anwendungsfall straßengebundene Elektromobilität

Im Straßenverkehr ist die Elektromobilität derzeit fast vollständig von batterieelektrischen Fahrzeugen (Battery Electric Vehicles – BEV) und Plug-in-Hybrid-Pkw geprägt. Derzeit sind ca. 53.000 BEV und 46.000 Plug-in-Hybridfahrzeuge in Betrieb (Öko-Institut 2019). Der Strombedarf der Elektromobilität wird i.d.R. nicht separat bilanziert oder reguliert. Eine genaue zentrale Erfassung der Höhe des Strombedarfs ist daher nicht möglich. Auf Basis von Analysen zu den durchschnittlichen Fahrleistungen und Energiebedarfen von Elektrofahrzeugen kann der momentane jährliche Strombedarf auf eine Größenordnung von ca. 0,23 TWh³ geschätzt werden und stellt damit nur einen marginalen Anteil am Gesamtstromverbrauch in Deutschland von unter 0,05% dar (Öko-Institut 2019). Der Stromverbrauch durch Elektrofahrzeuge findet sehr dezentral mit vielen Kleinabnehmern statt und die Praxis zeigt, dass die entsprechende Stromversorgung auf Basis von normalen Strombezugsverträgen, Ökostromverträgen und in Teilen auch Eigenversorgung sehr heterogen ist. Um potenziell besondere Eigenschaften des Fahrstroms (z.B. Eigenversorgung, hochwertiger Ökostrombezug) im Rahmen eines Verkehrsträgervergleichs berücksichtigen zu können, müssten diese Informationen umfassend vorliegen und zuverlässig nachweisbar sein. Die Analyse des Fahrstromangebots und der Fahrstromnutzung hat gezeigt, dass die Fahrstromnachfrage derzeit keine relevanten spezifischen Effekte auf die nationale Stromerzeugung bewirkt – insbesondere auch, weil der Gesamtstrombedarf derzeit noch marginal ist. Es erscheint somit angemessen, für eine allgemeine Treibhausgas-Emissionsbilanzierung des Fahrstrombedarfs den *nationalen durchschnittlichen CO₂-Äquivalent-Emissionsfaktor* anzusetzen. Dieser Ansatz entspricht auch der gesetzlich vorgeschriebenen Berechnung der Emissionen für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) zur Erfüllung der THG-Minderungsverpflichtungen für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen (38. BImSchV, §5 Abs. 2).

Bei einem steigenden Strombedarf von Elektrofahrzeugen wird sich die Wirkung auf die Stromerzeugung mittelfristig spürbar verändern. In der mittelfristigen Perspektive sollte daher analysiert werden, in wie weit eine geänderte Bilanzierungsmethode für die allgemeine Bewertung des Verkehrsträgers straßengebundene Elektromobilität auf Basis detaillierter energiewirtschaftlicher Analysen angemessen ist.

Für eine politische Bewertung verschiedener Technologie-Entwicklungspfade im Rahmen von Transformationsszenarien sollte eine Marginalbetrachtung erfolgen, um die spezifischen Effekte der verschiedenen Technologien bewerten zu können.

³ Eigene Abschätzung auf Basis des MMS-Szenarios des Projektionsberichts 2019 (Öko-Institut 2019)

Summary

Aims

Despite the increasing shares of renewable electricity in Germany and Europe electricity production is still a major source greenhouse gas (GHG) emissions. At the same time, electricity consumers in the liberalised European electricity market can individually choose a specific electricity tariff (e.g. a “green electricity” tariff. Usually this is also driven by the motivation to improve the climate impact.

When setting up a carbon footprint this thus raises the question, which share of the electricity production and of the respective emissions should be assigned to individual consumers, technologies or sectors. At the same time it is questionable also for the case of a renewable electricity supply to which degree a positive contribution for the deployment of renewable electricity and for the reduction of GHG emissions is provided. This leads to the challenge to define and apply an accounting method for carbon accounting which is appropriate.

Also for carbon accounting of electricity-based modes of transport the development of an appropriate emission factor for electricity plays a crucial role. In the context of a project charged by the German Federal Environment Agency (Umweltbundesamt – UBA) on the “Ecological assessment of modes of transport” this question has been addressed in order to allow for a general ecological assessment of modes of transport within the framework of the current electricity system. With having the focus on electricity this question has been particularly applied to railways and to electric road vehicles.

System impact of the supply of (renewable) electricity

The increase of the share of renewable electricity in Germany is financed by the German support system as enhanced by the Renewable Energy Act. In order to assess the contribution of the specific renewable supply of individual consumers to the deployment of renewables, it is helpful to distinguish different options for individual consumers to choose their supply from renewable electricity. Basically, this is self-generation on the one hand and contractual supply from the public grid on the other.

Contractual supply of renewable electricity from the public grid usually just accords to the statistical allocation of renewable volumes which are produced in existing plants in European countries, partly also from older German hydro power plants. By choosing such a supply no relevant contribution for the deployment of renewables is provided due to the current framework of European energy systems and governance. Specific green electricity products strive for providing such an additional contribution for the energy transition. The supply by such green electricity products can be considered to provide an additional benefit for renewables and for GHG emission savings under specific conditions:

1. Basic requirement: reliable allocation of the production characteristics in order to avoid double counting/double marketing of these attributes (e.g. by using guarantees of origin).
2. Individually accountable contribution:
 - a. Basic level of ambition: payment for the ongoing development of renewables and accordingly financial discharging of the general society, e.g. by the buy-out of electricity from renewable plants which are not economically viable on conventional electricity markets (like EEG-supported plants).
 - i) This mainly leads to a shift of cost for the development of renewables from existing support systems to individual consumers.
 - ii) A benefit for the energy transition might occur due to increased acceptance for the energy transition by the general society (due to their financial discharge), and

eventually by an accelerated development of renewables due to changed options for revenues by the renewables' producer.

- iii) Such an approach might be found suitable particularly for institutional consumers. The plain shift of cost with the segment of households which are obliged to contribute to the public support system would just prefer "low interest-consumers", which would not accord to the polluter-pays-principle.

b. **Higher level of ambition:** Contribution to the further development of renewables or the increased use of renewables by improved system integration

- i) A contribution to the improved development of renewables can be provided by the supply with electricity from new and unsupported plants, particularly if this assures a sufficient and stable revenue stream this allowing for the bankability and construction of new renewable projects. Also direct investments in renewables can contribute to the accelerated development of renewables.
- ii) A contribution to an improved system integration of renewables can be provided e.g. by relevant investments or operation in the field of virtual plants, demand-side management, grid-oriented charging of electric vehicles.

Consideration of electricity consumption in the framework of carbon accounting

A precise quantitative consideration of the CO₂ reduction by the supply of green electricity is highly complex. Firstly, additional revenue due to the consumer demand cannot be assumed to trigger additional renewables to the full extent of electricity demand. Secondly the effects on the additional production of renewables are highly depending on the system context. The operationalising of the CO₂ accounting of green electricity supply thus requires normative assumptions for the quantitative consideration of the electricity supply. This should take into account the aforementioned differences of quality and interactions in the electricity system.

For the accounting of CO₂ emissions of electricity consumption the volume of the electricity consumption as well as an emission factor have to be determined. For the determination of the emission factor the location based method and the market based method can be distinguished.

In the *location based method*, the emission factor is exclusively determined by the place of consumption with its given grid and the respective average production mix. In such a regime a consumer can not actively influence the emission factor by his choice for a specific supply contract, but only by (re-)allocation of its operational facilities. The location based emission factor can relate to isolated grids, national energy systems or other defined normative system boundaries. A common convention is the application of an average national emission factor. This reference has several advantages:

- For the first approximation the national reference often accords to energy system boundaries. Also with European electricity markets being increasingly integrated, national boundaries often also include grid restrictions with respect to its transmission capacities. Furthermore, national markets are separated due to different national regulation and governance. Simply speaking, there are relatively close relations between electricity consumption in a given country and the national energy production.
- Data is available.
- Due to the common application of a national grid mix the level of double counting is relatively low.

Besides that, it is also possible to apply – instead of a grid mix which relates to the national production – a mix which takes physical imports and exports of electricity into the national system into account. With Germany being a net-exporter of electricity, this has no relevance for Germany for the time being.

The *market based approach* reflects the electricity supply from the perspective of the individual consumer. This takes into account the individual supply contract of the consumer. Thus, this approach is also called as contract based accounting. Due to the lacking correlation of the allocated generation attributes to system effects the market based accounting does not lead to a robust information about the ecological effects of electricity supply in the respective electricity system. At the same time, green electricity products or corporate and product carbon footprints are often claimed to be carbon neutral based on the supply of renewables. This is problematic, as the perception of a carbon-free electricity supply might lead to counter-productive decisions (e.g. reduced engagement in efficiency or in reduction of transport services).

Besides the location based and market based approach also a *marginal approach* can be applied. This assigns the change of electricity generation to a change/increase of the electricity consumption to the new consumer. This can be helpful when assessing electricity-based technology options in different transformation pathways (e.g. development of power-to-X-technologies) if the additional electricity demand strongly influences the generation mix. Thus, the marginal approach is appropriate in order to show dynamic effects of green electricity supply in the overall system. However, proper modelling of the marginal approach is highly complex, which practically restricts their application.

For a system-related assessment of the electricity consumption in the context of this project the location based approach seems appropriate. This approach is comparably appropriate in order to reflect the effect of the related electricity consumption in the given electricity system. The reflection of the individual contractual supply of different consumers in the context of a technology assessment only would make sense if different categories can be defined and individually assessed. The following conditions would have to be fulfilled in order to make such a distinction:

1. The behaviour of individual actors has a relevant influence on the system.
2. The effects can be clearly assigned and sufficiently well quantified.
3. The actors can be distinguished in different “user groups” with sufficiently homogeneous characteristics in order to allow for a user-group specific assessment.

In order to take the effects of a green electricity supply of individual “user groups” into account in the context of a plain technology assessment, two supply options could be relevant:

1. Self consumption: if self consumption is used to a relevant degree for the electricity consumption of a mode of transport.
2. Contractual supply from the public grid: if the contractual supply leads to a relevant change of the electricity production, and this effect can be assigned clearly to this given consumption.

Application for railways

Traction supply in Germany is provided by a specific 16 ²/₃ Hz railway electricity grid which is owned by Deutsche Bahn. According to indications by Deutsche Bahn, about two thirds of the electricity demand is provided by specific plants directly feeding into the 16 ²/₃ Hz grid. One third is fed in from the public 50 Hz grid via converters (Deutsche Bahn AG 2017).

There is no comprehensive up to date information available on the volumes of the different plants which are directly feeding into this grid. Existing information shows that fossil fuels as

well as nuclear power and hydro power play a relevant role (see IWES, BBH, IKEM (2011), Wikipedia (2018)). With respect to 2009 the direct supply from coal power plants made up for 32% of the portfolio, natural gas for 5%, nuclear for 18% and hydro power for 8% (IWES, BBH, IKEM 2011).⁴ In 2017, DB Energie owned 51 power plants and converters. (Deutsche Bahn AG 2018).

For the accounting of traction energy the application of the average grid emissions according to the location based method should be used according to the purpose of this project, i.e. for the technology-specific assessment of railway transport. As described earlier, this is comparably well reflecting the system effects and the related relevance for climate. The application of other approaches which has been discussed is not recommended, including the market based approach for DB Energie, the application of a railway-grid-specific emission factor or the adaptation of the German grid mix by a focussed consideration of the plants owned by Deutsche Bahn or ecologically qualified contractual supply. The reasons are, amongst others, the poor accountability to Deutsche Bahn and its competing railway companies, the poor relation to system-wide effects, the increased exposure to double counting as well as the poor data availability.

Application for electric road vehicles

In road transport, electric mobility is currently dominated by battery-electric vehicles (BEV) and plugin-hybrid cars. For the time being, some 53.000 BEV und 46.000 plugin-hybrid vehicles are in operation (Öko-Institut 2019). The electricity consumption of electric mobility is not explicitly metered or regulated. A specific monitoring of the volume of electricity consumption this is not possible. Based on analysis of average transport mileage and energy consumption of electric vehicles the current annual total electricity consumption can be estimated on a range of 2,3 TWh.⁵ This is a marginal share of the total electricity consumption in Germany of less than 0,05% (Öko-Institut 2019). The consumption of electric vehicles shows a highly decentralised pattern, and the related electricity supply takes places by means of standard electricity supply contracts, green electricity supply contracts and by means of self-generation. In order to take the different characteristics into account for the technological comparison of different modes of transport, this information would have to be well available and reliable. However, the analysis of mobility specific electricity supply shows no relevant accountable effect on national electricity generation. This is also due to the small amount of total electricity consumption.

Thus, it is recommended to apply the national average generation mix and the relating CO₂ emission factor for the technology-specific carbon accounting of electricity for electric mobility. This approach also accords to the legally defined calculation of emissions for BEV in order to meet the obligation to reduce greenhouse gas-emissions for fuel suppliers.

An increasing demand for electricity by electric vehicles will have a relevant impact on the electricity generation. In the medium-term perspective it should be analysed whether a changed accounting methodology based on more detailed system analysed becomes appropriate.

For a political assessment of different pathways for the development of technologies in the context of transformation scenarios a marginal approach should be considered in order to take the effects of different technologies into account.

⁴ Electricity portfolio of Deutsche Bahn 2009 excluding the pumped hydro station Langenprozelten und the accounting balance with SBB/ÖBB according to table 1, page 20.

⁵ Own assumption based on the MMS scenario of the "Projektionsbericht 2019" (Öko-Institut 2019)

1 Einleitung

Trotz der steigenden Anteile an erneuerbarer Energie (EE) in Deutschland und Europa entstehen durch die Stromerzeugung nach wie vor wesentliche Treibhausgas-Emissionen. Im liberalisierten Strommarkt haben einzelne Akteure gleichzeitig die Möglichkeit, sich gezielt für einen Stromversorger und ein spezielles Stromprodukt (bspw. ein Ökostromprodukt) zu entscheiden. Dabei wird oft das Ziel verfolgt, hierdurch auch die Klimabilanz zu verbessern.

Zum einen stellt sich bei der Treibhausgasbilanzierung also die grundlegende Frage, welche Anteile der Stromerzeugung mit den jeweiligen Emissionen einzelnen Akteuren, Technologien oder Sektoren zugeordnet werden. Gleichzeitig ist aber auch beim Bezug eines Erneuerbaren-Stromprodukts aufgrund der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge fraglich, in welchem Umfang hier ein positiver Beitrag zum Ausbau der EE und zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen geleistet wird. Somit entsteht bei der Treibhausgasbilanzierung die Herausforderung, eine angemessene Bilanzierungsmethodik zu definieren und anzuwenden.

Die Auswahl einer zielführenden Bilanzierungsmethodik hängt dabei auch wesentlich ab von der Perspektive bzw. der Fragestellung, für welche eine Klimabilanz erstellt wird. Hier kann man unterscheiden zwischen der Perspektive eines individuellen Akteurs, der allgemeinen Bewertung einer bestimmten Technologie oder der Bewertung von Transformationsszenarien für die politische Bewertung unterschiedlicher möglicher Entwicklungspfade.

Auch bei der Klimabilanzierung Treibhausgasbilanzierung von strombasierten Verkehrsträgern fällt der Bewertung der Treibhausgas-Emissionen der Stromerzeugung eine entscheidende Rolle zu. Im Rahmen des UBA-Vorhabens „Ökologische Bewertung von Verkehrsarten“ (FKZ 3716 58 106 01060) wurde eine umfangreiche Methodik und eine Datengrundlage für die ökologische Bilanzierung des inländischen Personen- und Güterverkehrs einschließlich aller Lebenswegabschnitte erarbeitet. Neben der klassischen Status-Quo Betrachtung wurden hierbei auch mögliche systemische Effekte, welche durch Änderungen am bestehenden Verkehrssystem auftreten können, untersucht. Die im Vorhaben verwendeten Stromvorketten basieren auf dem nationalen Strommix. Zusätzlich sollte auch die Fragestellung betrachtet werden, inwiefern es unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland möglich ist die Nutzung von zusätzlich erzeugtem erneuerbarem Strom den Verkehrsmitteln anzurechnen. Von zentraler Bedeutung ist dies insbesondere für die Bilanzierung des Bahnstrommixes und für die straßengebundene Elektromobilität.

2 Analyse und Bewertung eines Strombezugs aus erneuerbaren Energien

2.1 Politische und regulatorische Rahmenbedingungen

Die Stromerzeugung in Europa, die Ökostrombezugsoptionen von Verbrauchern sowie die Bilanzierungsmechanismen von erneuerbaren Energien sind stark von den politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene abhängig. In Deutschland zählen hierzu insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die Vorschriften zur Stromkennzeichnung sowie das Bilanzierungssystem von Herkunftsnachweisen (HKN). Im Folgenden werden diese Rahmenbedingungen in Bezug auf ihre Relevanz für die CO₂-Bilanzierung eines Ökostrombezugs für die Stromversorgung im Verkehrssektor kurz dargestellt und analysiert.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

In Deutschland wurden politische Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung definiert und entsprechende Förderinstrumente im EEG implementiert. Das gesetzlich festgelegte Ziel für die Stromerzeugung aus EE liegt in Deutschland für das Jahr 2025 bei 40-45 % und für das Jahr 2035 bei 55-60 % des Strombedarfs. Zur Zielerreichung wurde ein Fördersystem implementiert, welches den Erzeugern von EE-Strom eine kostendeckende finanzielle Förderung zusichert bzw. über Ausschreibungen den Ausbau sicherstellen soll. Finanziert wird es durch eine Umlage auf den Strompreis für Endverbraucher (EEG-Umlage). In Bezug auf den freiwilligen Ökostrombezug und dessen CO₂-Bilanzierung sind insbesondere folgende Aspekte des EEG relevant:

- Die geförderten Strommengen können nicht frei an Endkunden vermarktet werden (Doppelvermarktungsverbot nach §80 EEG), sondern sie werden den EEG-Umlage-Zahlern entsprechend ihres Finanzierungsbeitrags im Rahmen der Stromkennzeichnung zugeordnet (§78 EEG i.V. mit §42 EnWG).
- Für die Erreichung der gesetzlich festgeschriebenen EE-Ziele wird alle EE-Erzeugung in Deutschland angerechnet, unabhängig davon, ob die Erzeugungsanlagen durch das EEG gefördert wurden oder nicht. Unter anderem tragen damit auch Anlagen, die durch gewerbliche oder private Verbraucher zur Eigenerzeugung von EE-Strom betrieben werden, zur Erreichung des Ausbauziels bei. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass es z.B. für Anbieter anspruchsvoller Ökostromprodukte, die Deutsche Bahn oder Nutzer von Elektrofahrzeugen nicht möglich ist, einen über das im EEG definierte Ziel hinausgehenden EE-Ausbau in Deutschland herbei zu führen. In der Praxis gilt dies allerdings nur, wenn im Rahmen der Festlegung der Ausschreibungsmengen die entsprechenden zugebauten Anlagen konkret vom Ausschreibungsvolumen abgezogen werden. Außerdem führen erhöhte Strombedarfe durch neue Verbraucher (z. B. Elektrofahrzeuge) zumindest zu einer Erhöhung der erforderlichen Ausschreibungsmenge in Höhe der o.g. prozentualen Ziele (55-60 % im Jahr 2030).

Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweise

Im liberalisierten europäischen Strommarkt ist jeder Energieversorger verpflichtet, seinen Kunden die Erzeugungseigenschaften des gelieferten Stroms transparent im Rahmen der

gesetzlichen Stromkennzeichnung auszuweisen (Art. 3 (9), EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EC und § 42 EnWG i. V. m. §78ff EEG). Der Handel der physischen Energie des Stroms erfolgt jedoch überwiegend ohne Informationen zur Stromherkunft, als so genannter „Graustrom“, zu weiten Teilen über die Strombörse EEX. Die Zuordnung von Erzeugungseigenschaften von Strom unbekannter Herkunft erfolgt in der Regel auf Basis des so genannten Residualmixes. Für die freiwillige Ausweisung von erneuerbaren Energien ist die Nutzung von Herkunftsnachweisen, welche die Bilanzierung von Erzeugungseigenschaften unabhängig von dem eigentlichen Stromhandel ermöglichen, vorgeschrieben (siehe Info-Box auf Seite 20). In der Stromkennzeichnung auf Produkt- und Unternehmensebene wird somit nicht der Anteil von erneuerbaren Energien innerhalb des nationalen Stromsystems sichtbar. Die Stromkennzeichnung spiegelt grundsätzlich die Ergebnisse des Handels mit Herkunftsnachweisen wider, welcher zwar „anlagenscharf“ auch einem Stromliefervertrag aus bestimmten Anlagen für den physisch bezogenen Strom entsprechen kann, im Regelfall aber einer kaufmännischen Zuordnung der Strommengen getrennt vom Handel der elektrischen Energie entspricht.

In Deutschland wird Verbrauchern darüber hinaus die Erzeugung des EEG-geförderten Stroms entsprechend ihres Finanzierungsbeitrags durch die EEG-Umlage in der Stromkennzeichnung ausgewiesen. Für nicht privilegierte Verbraucher entsprach der EEG-Anteil 52,8% bezogen auf das Jahr 2017. Entsprechend der gesetzlichen Vorgaben werden im Rahmen der Stromkennzeichnung neben der Erzeugungsart ebenfalls die CO₂-Emissionen ausgewiesen. Die Emissionsangaben beziehen sich dabei nur auf die CO₂-Emissionen, die bei der Erzeugung des Stroms entstehen (direkte Emissionen ohne Vorketten). Für erneuerbare Energien werden demnach 0 gCO₂/kWh ausgewiesen.⁶

Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien

Herkunftsnachweise sind ein europaweit geregeltes Bilanzierungsinstrument, welches die zuverlässige Zuordnung von Erzeugungsmengen zu einzelnen Verbrauchern oder Stromprodukten sicherstellen soll - auch über nationale Grenzen hinweg. Das System basiert auf einem Book&Claim-Ansatz, der einen von dem eigentlichen bilanziellen Strombezug unabhängigen Handel und damit eine flexible marktbasierte Zuordnung von Stromqualitäten ermöglicht.

Auf europäischer Ebene werden die Nachweise im Rahmen des European Energy Certificate Systems (EECS) grenzübergreifend elektronisch gehandelt und von Energieversorgern in nationalen Registern entwertet, um somit Verbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung erneuerbaren Strom auszuzeichnen. In Deutschland betreibt das Umweltbundesamt hierzu das Herkunftsnachweisregister (www.hknr.de). Herkunftsnachweise werden in Deutschland nur für erneuerbaren Strom ausgestellt, der nicht durch das EEG gefördert wird.

Das System von Herkunftsnachweisen ermöglicht es, mit geringen Transaktionskosten unterschiedliche Erzeugungseigenschaften im Markt zu beschaffen und transparent den Kunden gegenüber auszuweisen (z.B. Erzeugungstechnologie, Anlagenalter). Herkunftsnachweise unterscheiden sich als gesetzlich vorgeschriebenes Bilanzierungsinstrument von freiwilligen Ökostrom-Labels/-Zertifikaten, die i.d.R. – zum Teil basierend auf den Informationen, welche durch Herkunftsnachweise dokumentiert sind - die Einhaltung von weiteren Qualitätskriterien sicherstellen und von unabhängigen Dritten vergeben werden (z.B. ok-power, Grüner Strom Label).

⁶ Die CO₂-Emissionen aus biogenen Quellen (z.B. Biogas) werden im Rahmen der Stromkennzeichnung vernachlässigt.

2.2 Bezugsoptionen für erneuerbare Energien

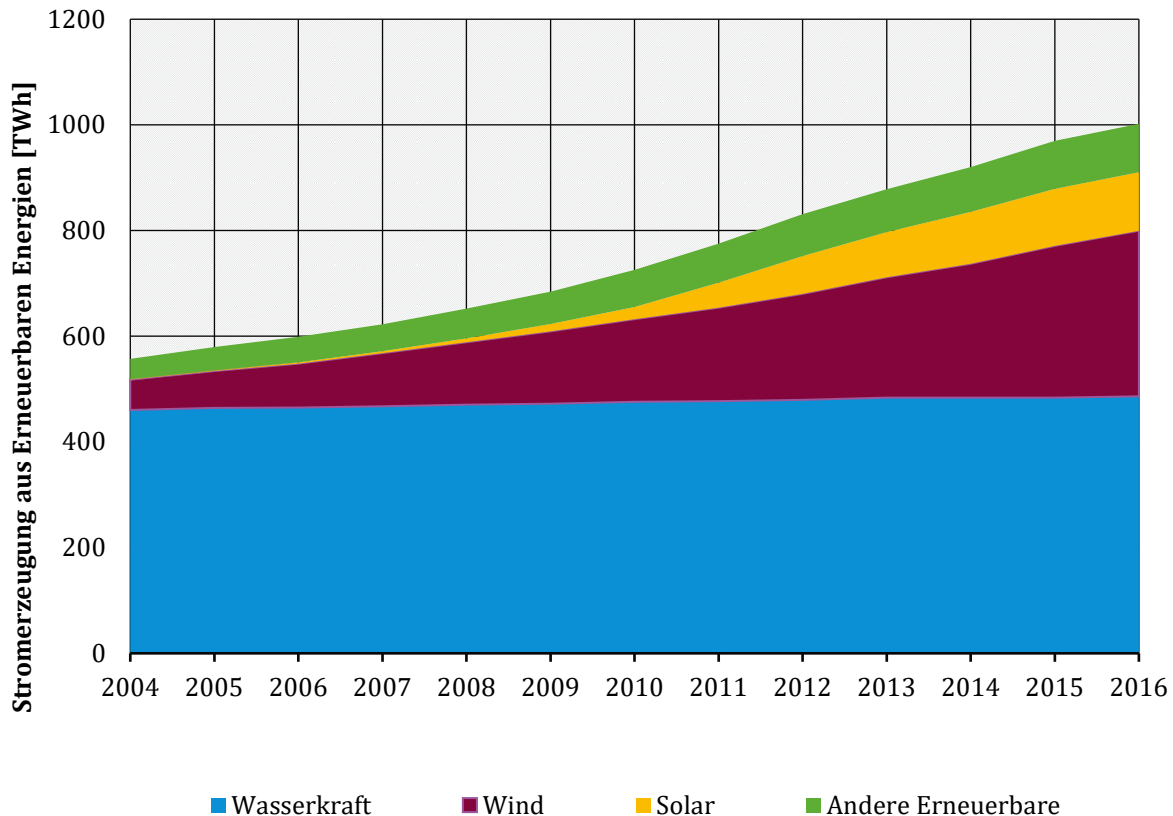
Verbraucher haben grundsätzlich die Möglichkeit, ihren Strombedarf durch einen Strombezug aus dem öffentlichen Netz auf Basis unterschiedlicher Strombezugsverträge (z.B. Ökostromprodukt) oder durch eine Eigenversorgung zu decken. Sofern eine Stromversorgung durch Anlagen erfolgt, welche ihre Erzeugung nicht in öffentliche Netze einspeisen – der Strom also direkt verbraucht wird –, ist eine Zuordnung dieser Erzeugung und der entsprechenden Emissionen zum Stromverbrauch einfach möglich. Auch bei einem Ökostrombezug aus dem Netz ist durch die gesetzliche Nutzungspflicht von Herkunftsnachweisen eine zuverlässige und transparente Zuordnung von erneuerbaren Eigenschaften zu einem Strombezug möglich. Jedoch ist die CO₂-Emissionsbewertung eines solchen Strombezugs deutlich komplexer, da diese im Regelfall die Effekte des vertraglichen Strombezugs auf die Erzeugung berücksichtigen sollte. Dies erfordert eine Analyse des Ökostrommarktes.

Markt für Ökostrom

In Deutschland und in mehreren anderen EU-Staaten (z.B. Niederlande, Österreich und Italien) haben sich in den letzten Jahren ausgeprägte freiwillige Märkte für erneuerbare Energien entwickelt und ein bedeutender Anteil der klassischen Verbrauchernachfrage nach „grünem“ Strom wird in diesen Ländern durch Ökostromprodukte gedeckt (BEUC 2016; Reichmuth 2014). Entsprechend ist auch der europäische Markt für Herkunftsnachweise von einem stetigen Wachstum und einem großen Anteil des grenzüberschreitenden Handels geprägt. Im Jahr 2017 wurden in Europa Herkunftsnachweise für 488 TWh erneuerbare Energien genutzt, dies entspricht ca. 15% des gesamten europäischen Strombedarfs (Association of Issuing Bodies 2017). In Deutschland wurden 2017 Herkunftsnachweise für 92 TWh genutzt (UBA 2018), dies stellt ca. 18% des deutschen Strombedarfs dar.

Um die ökologische Wirkung eines Ökostrombezugs auf Basis von Herkunftsnachweisen zu verstehen, muss die Marktsituation und das Verhältnis von Angebot und Nachfrage für EE-Strom näher betrachtet werden. Mehr als 40% der europäischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Wasserkraftanlagen erzeugt, welche bereits seit Jahrzehnten in Betrieb sind (siehe Abbildung 1). Das starke Wachstum von Wind und Solarenergie in den letzten zehn Jahren ist auf Basis staatlicher Fördersysteme entstanden, welche durch Subventionen Anreize zur Ausweitung der EE-Erzeugung gesetzt haben. Das Wachstum der EE-Erzeugung war somit angebotsgetrieben und unabhängig der Nachfrage durch Verbraucher nach Ökostrom.

Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU28+Norwegen



Quelle: Eurostat 2017, Darstellung Öko-Institut

Im Vergleich zur dynamischen Entwicklung des Angebots an EE-Strom ist die Nachfrage von Verbrauchern nach Strom aus erneuerbaren Energien zwar steigend, aber deutlich geringer als das Angebot. Grund hierfür ist unter anderem, dass Strom ein Low-Interest-Produkt ist und die meisten Verbraucher keine besonderen Präferenzen für die Art ihres Strombezugs zeigen.⁷ So stand im Jahr 2016 den ca. 384 TWh genutzter Herkunftsnachweise eine EE-Erzeugung in der EU (inkl. Norwegen) von über 1.000 TWh EE-Strom gegenüber. Dies verdeutlicht, dass die derzeitige Marktsituation in Europa von einem Angebot an EE-Strom geprägt ist, welches deutlich oberhalb der von Verbrauchern nachgefragten EE-Strommenge liegt. Aufgrund dieses Überangebots liegen die Preise für die Herkunftsnachweise im europäischen Großhandel bei nur einem Bruchteil des Wertes des physikalischen Stroms. Anfang 2018 lag der Preis für Herkunftsnachweise ohne weitere Qualitätsanforderungen zwischen 0,25 – 0,5 EUR/MWh (UBA 2018). Zum Vergleich: Der Großhandelspreis für Strom liegt zwischen 30-60 EUR/MWh (EEX 2018). Im Verlauf des Jahres 2018 ergaben sich zwar deutliche Preissteigerungen für Herkunftsnachweise, insbesondere für skandinavische Wasserkraft als „Referenzprodukt“. Dieser Effekt ist nach aktueller Einschätzung auf Basis der Rückmeldung von Marktakteuren maßgeblich meteorologischen Effekten und dem davon abhängigen Marktverhalten zuzuordnen. Im Q4 2018 sind die Preise für skandinavische HKN wieder deutlich gefallen.

⁷ Empirische Untersuchungen zur Rolle der Stromkennzeichnung für Verbraucherentscheidungen siehe Demarmels et al. 2013, John et al. 2014 und Ofgem 2014.

Aufgrund des Überangebots ist es möglich, für marginale Mehrkosten den individuellen Strombezug vollständig durch erneuerbare Energien zu decken⁸. Eine solche unspezifische Nachfrage nach erneuerbaren Energien führt zunächst nur zu einer Umverteilung der ohnehin im Markt befindlichen Erzeugung zwischen verschiedenen Verbrauchern. Eine Veränderung der Stromerzeugung oder eine Reduktion von CO₂-Emissionen im Stromsystem ist mit einer solchen Umverteilung nicht verbunden. Aus diesen Gründen wird eine Anrechnung geringer CO₂-Emissionen alleine aufgrund eines bilanziellen Bezugs von erneuerbaren Energien oftmals kritisiert (z.B. Brander et al. 2018 und Seebach & Timpe 2016), unabhängig davon, dass diese geringen direkten Emissionen im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnung ausgewiesen werden.

Ökostrommodelle

Aufgrund der aktuell fehlenden positiven ökologischen Wirkung eines rein bilanziellen Strombezugs aus erneuerbaren Energien haben sich im Endkundenmarkt verschiedene Ökostrom-Produktmodelle entwickelt, welche sicherstellen sollen, dass mit einem Ökostrombezug auch tatsächlich ein Nutzen für die Umwelt und die Energiewende erreicht wird.

Der europäische Strommarkt basiert auf dem Merit-Order Prinzip. Dies bedeutet, dass das teuerste Kraftwerk oder der teuerste Kraftwerkstyp, welcher gerade noch benötigt wird, um zu einem gegebenen Zeitpunkt die Stromnachfrage zu bedienen, den Preis für alle an der Börse gehandelten Strommengen festlegt. Somit kann auch durch eine zusätzliche EE-Erzeugung aufgrund ihrer geringen Grenzkosten, prinzipiell Strom-Erzeugung mit höheren Grenzkosten – in der Regel fossile Kraftwerke – am Markt verdrängt werden. Ökostrommodelle versuchen daher i.d.R. Anreize zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erzielen, um somit fossile Kraftwerke und die damit verbundenen Emissionen aus dem Markt zu drängen.

Ein Beitrag zum EE-Ausbau wird geleistet, indem der Ökostrombezug weitere Qualitätskriterien als den reinen bilanziellen Bezug von erneuerbaren Energien erfüllt – so genannte *Zusätzlichkeitskriterien*. Die im Markt bestehenden Kriterien zur Erreichung eines EE-Ausbaus lassen sich in vier Ökostromansätze differenzieren: das Händler-, Fonds-, und Initiierungsmodell sowie, als besondere Variante des Händlermodells, so genannte Power Purchasing Agreements (PPAs).

Fördersysteme gewährleisten den Ausbau erneuerbarer Energien

Um die Menge an zusätzlichem EE-Strom zu bestimmen, stellt sich zunächst die Frage, welcher Referenzmaßstab zugrunde gelegt werden soll. Als wirklich zusätzlich und besonders ambitioniert sollte EE-Erzeugung nur gelten, wenn sie ohne die spezifische Verbrauchernachfrage nach solchem Strom nicht erzeugt worden wäre. Wie oben dargestellt gewährleisten in der Regel staatliche Fördersysteme den EE-Ausbau. Durch Investitionen in ausreichend geförderte EE-Anlagen (im Sinne des Fondsmodells) oder einen Strombezug aus diesen (im Sinne des Händlermodells und PPA) ist daher davon auszugehen, dass diese Anlagen bereits eine umfassende Finanzierungsgrundlage besitzen. Zusätzliche Erlöse für die Betreiber geförderter EE-Anlagen tragen also nicht wesentlich dazu bei, dass zusätzliche EE-Erzeugung in den Markt kommt.

Darüber hinaus wird aufgrund der Zieldefinition zum EE-Ausbau in Deutschland jegliche neue EE-Erzeugung auf die EEG-Ziele angerechnet (siehe Kapitel 2.1). Dies bedeutet, dass es

⁸ Daten zur Nutzung von Herkunftsnachweisen in Deutschland zeigen, dass die Ökostromnachfrage tatsächlich zu über 90% durch Erzeugung aus bestehenden Wasserkraftwerken mit einem Anlagenalter von über 12 Jahren gedeckt wird. Die Hälfte hiervon wird aus Norwegen importiert (UBA 2018).

Ökostromanbietern und EE-Anlagenbetreibern nicht möglich ist, einen über das im EEG definierte Ziel hinausgehenden Ausbau der EE-Stromerzeugung herbei zu führen. Eine außerhalb der staatlichen Förderung betriebene EE-Anlage, die anstelle des EEG durch die Kunden eines Ökostromprodukts finanziell gefördert wird, führt dazu, dass das zur Zielerreichung notwendige Volumen der EE-Ausschreibungen im EEG reduziert werden kann.

Dies bedeutet letztlich, dass die Kunden eines Ökostromproduktes, welches den EE-Ausbau in Deutschland fördert, der Allgemeinheit der Stromverbraucher in Deutschland einen Teil der Mehrkosten für den EE-Ausbau abnehmen. Die gesamte EE-Erzeugung wird dadurch jedoch nicht notwendigerweise erhöht. Da ähnlich definierte Ausbauziele auch in anderen europäischen Ländern sowie für die EU als Ganzes gelten, wird die faktische Wirkung des Ökostrommarkts auf eine unterstützende Wirkung für den Ausbau der erneuerbaren Energien begrenzt. Für Anbieter anspruchsvoller Ökostromprodukte bedeutet dies, dass es in Deutschland praktisch nicht möglich ist, einen über das § 1 EEG definierte Ziel hinausgehenden Ausbau der EE-Stromerzeugung herbei zu führen. Bei der Errichtung und dem Betrieb von EE-Anlagen, die ohne Zuschlag im Rahmen der EEG-Ausschreibungen und somit auch ohne EEG-Förderung realisiert werden, ist hingegen eine Ausweitung des durch die Ausschreibungsmengen in § 28 EEG definierten Zubaus möglich. Außerdem ist zu bedenken, dass bei den letzten EEG-Ausschreibungen die jeweiligen Ausschreibungsmengen zum Teil deutlich unterzeichnet waren (BNetzA 2018), und somit auch ein Beitrag zum Erreichen der Ausbauziele durchaus positiv zu bewerten ist. Die Wirkung auf die staatlichen EE-Ziele und die EEG-Ausschreibungsmengen sind darüber hinaus nicht von Erzeugern und Verbrauchern beeinflussbar, sondern durch die politischen Rahmenbedingungen definiert. Somit erscheint eine positive Anrechnung eines ungeforderten EE-Ausbaus und der diesbezüglichen Übernahme der Ausbaurkosten zu den jeweiligen Akteuren gerechtfertigt.

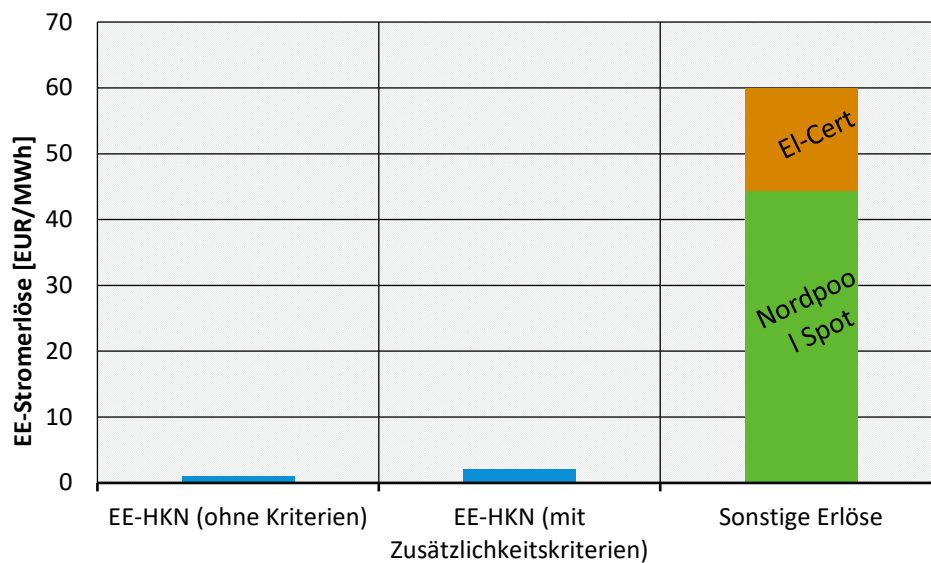
Rolle der Ökostromnachfrage für Investitionen in Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Für die Bewertung eines Ökostrombezugs ist dessen Wirkung auf die Schaffung von zusätzlicher EE-Erzeugung bzw. Investitionen in neue EE-Anlagen ausschlaggebend. Abbildung 2 zeigt die Erlössituation für EE-Produzenten in Skandinavien im Jahr 2018. Dabei wird deutlich, dass die HKN-Erlöse im Vergleich zu den Erlösen aus dem Stromhandel und der staatlichen Förderung in Norwegen und Schweden (durch sogenannte El-Certs, Zertifikate zur Erfüllung einer EE-Quotenverpflichtung) marginal sind – auch bei teureren Herkunftsnachweisen aus Neuanlagen.⁹ In Deutschland ist das Niveau der Förderhöhen für EE-Neuanlagen sogar noch höher als die Erlöse aus El-Cert-Zertifikaten.¹⁰

⁹ Im Verlauf des Jahres 2018 ergaben sich deutliche Preissteigerungen für Herkunftsnachweise, insbesondere für skandinavische Wasserkraft als „Referenzprodukt“. Dieser Effekt ist nach aktueller Einschätzung maßgeblich meteorologischen Effekten und dem davon abhängigen Marktverhalten zuzuordnen. Im Q4 2018 sind die Preise für skandinavische HKN wieder deutlich gefallen.

¹⁰ Bei der letzten Ausschreibung für Windenergie (onshore) lag der durchschnittliche Zuschlagspreis bei 61,60 EUR/MWh (FA Wind 2018). Der durchschnittliche Marktwert im Jahr 2018 betrug 37,15 EUR/MWh (Netztransparenz.de 2018). Hieraus lässt sich grob eine Förderbedarf in von ca. 25 EUR/MWh ableiten.

Abbildung 2: Erlössituation für skandinavische EE-Produzenten im Jahr 2018 (Stand 12/18).



El-Cert: EE-Strom-Förderzertifikate in NO/SE (Ø 2018); Nordpool Spot: Day-ahead Strompreis (Ø 2018)

Quelle: UBA 2018, skm.de, nordpoolgroup.com; Darstellung: Öko-Institut

Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die HKN-Erlöse bei dem derzeitigen Preisniveau keinen starken Anreiz für zusätzliche Investitionen bewirken, sondern größtenteils zusätzliche Gewinne für die Betreiber von bereits ausreichend finanzierten EE-Anlagen darstellen. Auch wenn die Mehrzahlungsbereitschaft von Ökostromkunden derzeit nicht ausreicht, um zusätzliche EE-Anlagen vollständig zu finanzieren, kann der Bezug von ungeforderten HKN aus Neuanlagen als prinzipielle Unterstützung für Betreiber betrachtet werden, die in Neuanlagen investieren und damit den EE-Ausbau aktiv unterstützen. Eine vollständige Zurechnung oder Quantifizierung der EE-Ausbauwirkung ist jedoch nicht möglich. Die Argumentation trifft ebenfalls für das Fondsmodell zu, welches eine maximale Finanzierung in Höhe von 3-5 EUR/MWh für zusätzliche Investitionen generiert.

Verdrängung fossiler Erzeugung durch zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Unter der Annahme, dass ein Ökostrombezug eine zusätzliche EE-Erzeugung bewirkt, stellt sich die Frage, welche Emissionsreduktion hierdurch bewirkt wird bzw. in wie weit eine Reduktion von fossiler Erzeugung erreicht wird. In der Realität hängt die Wirkung auf den Erzeugungsmix von zahlreichen Faktoren ab (u.a. Nachfrage und Angebot im In- und Ausland, Preisniveau an den europäischen Handelsplätzen, verfügbare Grenzübertragungskapazitäten, Bedarf an Must-Run Anlagen zur Versorgungssicherheit). Eine präzise Bestimmung der verdrängten Erzeugung ist daher hochkomplex und insbesondere vom Erzeugungsprofil der Anlagentechnologie abhängig. Für das Jahr 2013 wurde im Rahmen detaillierter Modellierungen CO₂-Minderungsfaktoren zwischen 716 – 659 gCO₂/kWh ermittelt (Klobasa & Sensfuß 2016).

Die Analyse hat gezeigt, dass eine präzise Bestimmung der CO₂-Minderungseffekte eines Ökostrombezugs sehr komplex ist. Zum einen kann nicht angenommen werden, dass sich durch die zusätzlichen Erlösströme aufgrund der Verbrauchernachfrage eine zusätzliche Erzeugung in voller Höhe des Stromverbrauchs ergibt. Zum anderen sind die Effekte auf die Stromerzeugung zusätzlicher EE-Erzeugung sehr vom Systemkontext abhängig. Eine Operationalisierung der CO₂-Bilanzierung von Ökostrombezug bedarf daher normativer Annahmen zur quantitativen Bewertung eines Ökostrombezugs. Diese sollten dabei die dargestellten Qualitätsunterschiede und Wirkungszusammenhänge im Stromsystem grundlegend berücksichtigen.

2.3 Energiewendenutzen unterschiedlicher Ökostrom-Bezugsoptionen durch einzelne Verbraucher

In den vorangegangenen Kapiteln wurde dargestellt, dass der Bezug bestimmter Stromerzeugungsqualitäten, insbesondere dem vertraglichen Bezug von EE-Strom, durch einzelne Akteure nur unter sehr bestimmten Voraussetzungen zu direkten Systemeffekten wie einem Beitrag zum Ausbau der EE und zum Erreichen von CO₂-Minderungszielen beiträgt.¹¹

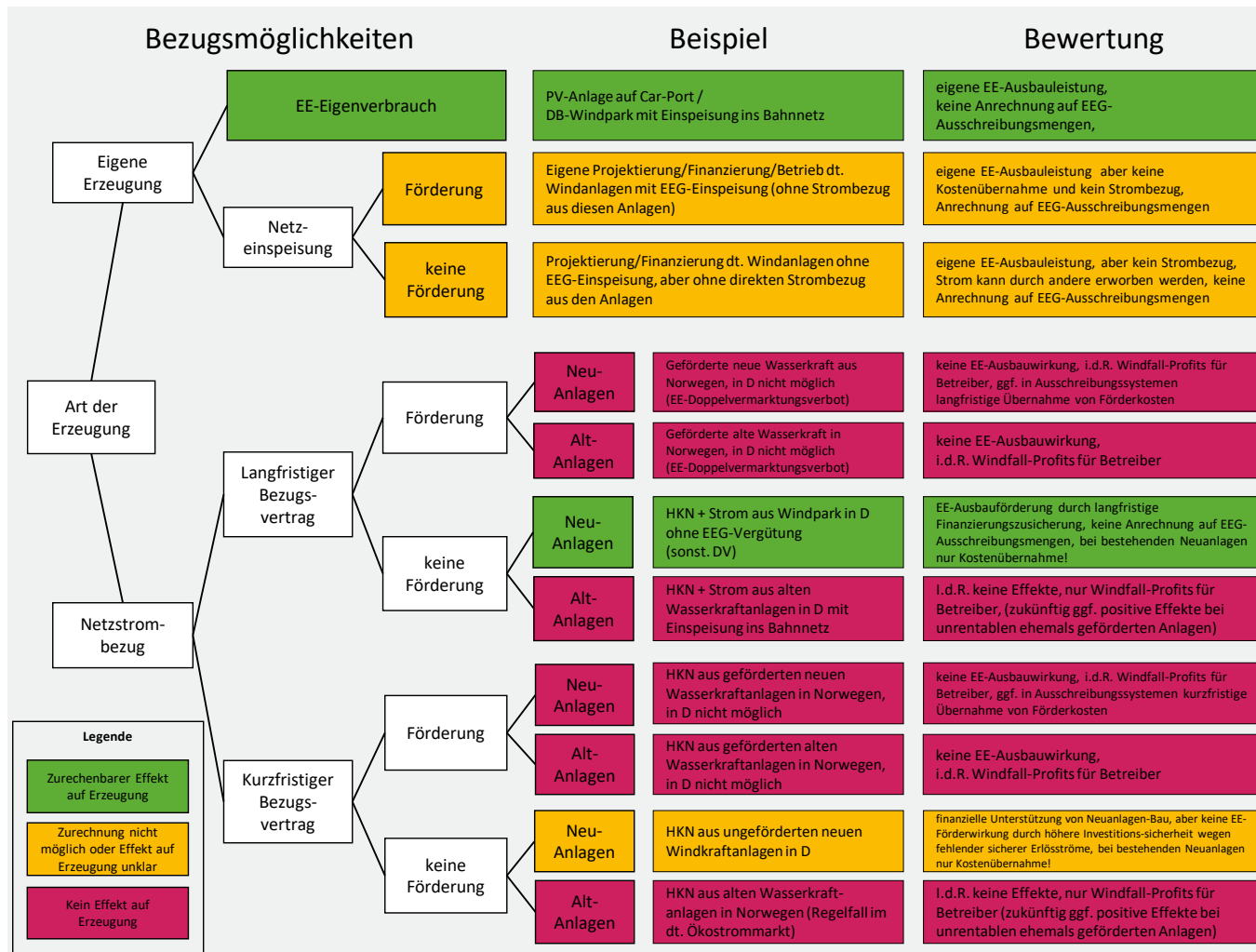
Ein solcher Beitrag kann unter den folgenden Voraussetzungen angenommen werden:

1. Grundvoraussetzung: Zuverlässige Zuordnung von Erzeugungsqualitäten zum Ausschluss einer Doppelvermarktung/Doppelzählung der Erzeugungsqualitäten (z.B. durch Herkunftsnachweise).
2. Zurechenbarer individueller Beitrag:
 - a. Grundlegendes Ambitionsniveau: Kostenübernahme des stattfindenden EE-Ausbaus und Entlastung sonstiger Verbraucher, bspw. durch den Buy-Out von Strom aus EE-Anlagen, welche am konventionellen Strommarkt nicht wirtschaftlich betrieben werden können, wie bspw. EEG-geförderte Anlagen
 - i) Hierdurch findet in erster Linie eine Verlagerung der Kosten für den EE-Ausbau von bestehenden Fördersystemen auf einzelne Verbraucher statt.
 - ii) Ein Energiewendenutzen ergäbe sich ggf. durch eine höhere Akzeptanz der Energiewende in der Gesellschaft (durch deren reduzierte Kostenbelastung) und möglicherweise auch durch eine Beschleunigung des EE-Ausbaus durch geänderte Erlösmöglichkeiten für EE-Erzeuger.
 - iii) Ein solcher Ansatz ließe sich somit v.a. für institutionelle Verbraucher vertreten, während die reine Kostenverlagerung innerhalb des Segments der EEG-umlagepflichtigen Haushaltskunden gezielt die „Low-Interest-Kunden“ entlasten würde, was dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit widersprechen würde.
 - b. Höheres Ambitionsniveau: Beitrag zum zusätzlichen EE-Ausbau oder der verstärkten EE-Nutzung durch bessere Systemintegration
 - i) Ein Beitrag zum verstärkten EE-Ausbau kann durch den Bezug von Strom aus ungeforderten neuen (noch zu bauenden) Anlagen stattfinden, insbesondere wenn dieser Bezug für den EE-Erzeuger eine langfristig ausreichende Ertragssituation sicherstellt und somit die Finanzierbarkeit und damit Realisierbarkeit neuer EE-Projekte ermöglicht. Außerdem zählen hierzu relevante direkte Investitionen in EE-Projekte, welche zu einem deutlich beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien führen.
 - ii) Ein Beitrag zur EE-Systemintegration kann bspw. durch relevante Investitionen und Anwendungen in den Bereichen virtuelle Kraftwerke, nachfrageseitige Verbrauchssteuerung wie dem netzdienlichen Laden von E-Fahrzeugen u. ä. geleistet werden.

Eine Übersicht über verschiedene Ökostrombezugsoptionen und deren zurechenbaren Beitrag zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist in Abbildung 3 gegeben.

¹¹ Neben den hier beschriebenen direkten Wirkzusammenhängen hebt die aktuelle Marktanalyse Ökostrom im Auftrag des Umweltbundesamtes den indirekten Energiewendenutzen eines aktiven Ökostrombezugs insgesamt hervor, indem dieser zu einem gesellschaftlichen Wandel beitragen kann. (UBA 2019) Ein solcher Effekt kann jedoch schwerlich im Rahmen der quantitativen Erstellung einer Klimabilanz berücksichtigt werden. Ohnehin sollten sinnvollerweise beide Nutzkategorien parallel angestrebt werden, so dass hier auf jene Bezugsoptionen fokussiert wird, für welche aufgrund der Wirkzusammenhänge auch ein direkter Energiewendenutzen angenommen werden kann.

Abbildung 3: Übersicht über verschiedene Ökostrombezugsoptionen und deren zurechenbarer Effekt auf die Erzeugung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut und ifeu

3 Klimabilanzierungsansätze von Strom

Für die Bilanzierung von Treibhausgas-Emissionen eines Stromverbrauchs müssen die Höhe des Stromverbrauchs sowie ein Emissionsfaktor bestimmt werden. Für die Bestimmung des Emissionsfaktors ist es notwendig, dem Stromverbrauch spezifische Erzeugungskraftwerke zuzuordnen. Bei einer ausschließlichen direkten physischen Lieferung von Strom (z.B. bei Insel-Systemen mit PV-Eigenerzeugung) ist diese Zuordnung vergleichsweise einfach. In der Regel wird Strom jedoch aus dem allgemeinen Stromnetz bezogen. Da es nicht möglich ist, den Strom von seiner Entnahme zu seinem Erzeugungskraftwerk physisch „zurückzuverfolgen“, müssen Verfahren angewendet werden, welche eine zuverlässige Zuordnung von Erzeugungsqualitäten bei einem Netzstrombezug ermöglichen. Zur Ermittlung eines Emissionsfaktors für Strom, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, gibt es mehrere Leitfäden und Standards, welche teilweise unterschiedliche Vorgaben machen. Die offiziellen Standards umfassen ISO 14040/14044, ISO 14064-1 sowie ISO/TS 14067. Nach mehrjähriger Entwicklungsarbeit wurde außerdem im Januar 2015 der Leitfaden „Scope 2 Guidance“ zur Berücksichtigung von Strom in institutionellen Klimabilanzen im Rahmen des breit angewendeten Greenhouse Gas (GHG) Protocol veröffentlicht, welches im Vergleich zu den genannten ISO-Normen wesentlich detailliertere methodische Vorgaben macht.

Die oben genannten Leitfäden folgen grundsätzlich dem sogenannten „Attributional Approach“. Demnach geht es bei der Erstellung der Klimabilanz um eine reine Inventarisierung der Emissionen, ohne Berücksichtigung der Frage, welcher ökologisch relevante Beitrag zur Emissionsminderung gegenüber einem Business-as-Usual-Szenario (BAU) von einem Akteur geleistet wird. Es wird hierbei in Form eines „Schlaglichts“ also eine bestehende Situation abgebildet. Der konkrete Stromerzeugungsmix, welcher dann als Grundlage des genutzten Emissionsfaktors genutzt wird, kann sich dabei entweder nach dem „ortsbasierten Ansatz“ oder nach dem marktbasierten Ansatz ergeben (siehe unten). Im Gegensatz zum „Attributional Approach“ würde beim „Consequential Approach“ die Veränderung aufgrund eines Wechsels zwischen zwei Alternativen quantifiziert und bewertet. Zudem bestehen Ansätze, auch im Rahmen des „Attributional Approach“ die Auswirkungen des Handelns einzelner Akteure berücksichtigen zu können.

Ortsbasierter Ansatz

Beim ortsbezogenen Ansatz wird der Emissionsfaktor ausschließlich durch den Ort des Verbrauchs mit seinem jeweiligen Stromnetz und dem diesbezüglichen durchschnittlichen Erzeugungsmix bestimmt. In einem solchen Bilanzierungsregime kann ein Verbraucher den Emissionsfaktor nicht aktiv durch die Wahl seines Stromlieferungsvertrags beeinflussen, sondern er kann höchstens durch Verlagerung bzw. gezielte Ansiedlung von Unternehmensstandorten beeinflusst werden. Der ermittelte und anzuwendende ortsbasierte Emissionsfaktor kann sich auf Inselnetze, nationale Systeme, Verbundnetze oder sonstige normativ festgelegten Grenzen beziehen.

Der Ansatz wird insbesondere zur Erstellung von Life-Cycle-Analysen von Produkten und Dienstleistungen sowie bei der Erstellung von Unternehmen angewendet. Der Ansatz wird auch vom österreichischen Umweltbundesamt für Klimabilanzen von Unternehmen, Prozessen und Produkten empfohlen (Umweltbundesamt 2018). Das GHG Protocol empfiehlt den Ansatz ebenfalls neben dem marktbasierten Ansatz für die Bilanzierung von Strombezug von Unternehmen (GHG Protocol 2015). Eine gängige Konvention ist die Nutzung eines nationalen Emissionsfaktors. Dieser Bezugsrahmen erscheint aus mehreren Gründen sinnvoll:

- In erster Näherung entspricht der nationale Bezugsrahmen auch energiewirtschaftlichen Systemgrenzen. Auch wenn die europäischen Märkte für Strom zunehmend integriert werden, bestehen an nationalen Grenzen doch häufig noch Engpässe hinsichtlich der Übertragungskapazitäten von Strom. Außerdem besteht nach wie vor eine gewisse Abgrenzung der nationalen Märkte aufgrund unterschiedlicher nationaler Gesetzgebung und Regulierung. Somit bestehen vereinfacht gesprochen vergleichsweise enge Systembeziehungen und Wechselwirkungen zwischen einem Stromerbraucher in einem gegebenen Land und der nationalen Stromerzeugung.
- Es besteht eine solide Datengrundlage für die Ermittlung eines nationalen durchschnittlichen Emissionsfaktors.
- Durch die allgemein breite Anwendung nationaler durchschnittlicher Emissionsfaktoren besteht hier eine vergleichsweise geringe Gefahr einer Doppelzählung.

Es ist außerdem möglich, statt einem Erzeugungsmix auch den sogenannten Aufkommensmix zugrunde zu legen, in welchem neben der nationalen Erzeugung auch physische Nettostromflüsse über die nationalen Grenzen (also Importe und Exporte mit dem benachbarten Ausland) berücksichtigt werden (siehe bspw. Umweltbundesamt (2018)). Dies ist für die Anwendung in Deutschland jedoch von geringer Relevanz, da Deutschland einen beträchtlichen Stromüberschuss erzeugt, welcher ins Ausland exportiert wird. Unter der Maßgabe, dass die Stromexportmengen mit dem durchschnittlichen Erzeugungsmix betrachtet werden, ändert sich der durchschnittliche Strommix für den national verbrauchten Strom nicht.

Marktbasierter Ansatz

Beim marktbasierten Bilanzierungsansatz wird der Strombezug aus der Akteursperspektive des Stromverbrauchers betrachtet. Als Grundlage der Bilanzierung dienen dabei die individuellen Strombezugsverträge des Verbrauchers. Dieser Ansatz wird daher auch als „vertragsbasierte“ Bilanzierung bezeichnet. Der Nachweis über die Zuordnung von bestimmten Erzeugungsqualitäten erfolgt hierbei i.d.R. über die Angaben des Energieversorgers zu den an den Verbraucher vertraglich gelieferten Stromqualitäten. Bestehen direkte Lieferverträge zwischen Verbrauchern und Anlagenbetreibern (z.B. im Falle von industriellen Großverbrauchern), können auch diese als Bilanzierungsgrundlage dienen.

Die Bilanzierung und die Ausweisung von Stromqualitäten gegenüber Verbrauchern sind gesetzlich geregelt. Alle Energieversorger sind im Rahmen der Stromkennzeichnung verpflichtet, ihren Kunden gegenüber die vertraglich gelieferten Stromqualitäten transparent zu kennzeichnen (siehe Kapitel 2.1). Energieversorger wenden zur Bestimmung des gelieferten Strommix verschiedene Verfahren an. Grundlage sind auch hier die Bezugsverträge des Energieversorgers. Damit Endkunden gegenüber erneuerbare Energien ausgewiesen werden können, ist die Bilanzierung auf Basis von Herkunftsnachweisen gesetzlich vorgeschrieben. Alle nicht erneuerbaren Erzeugungsarten werden hingegen mit verschiedenen sonstigen Instrumenten bilanziert.

Die marktbasierte Bilanzierung findet in der Klimabilanzierung von Unternehmen, Kommunen, Produkten und Dienstleistungen breite Anwendung. Der Ansatz wird vom GHG Protocol Initiative als eines von zwei Verfahren in Rahmen einer dualen Bilanzierung empfohlen (GHG Protocol 2015).

Ziel der marktbasierten Bilanzierung ist, dass sie den Akteuren einen großen Handlungsspielraum bzgl. der Gestaltung ihres Strombezugs gibt. Insbesondere durch die

flexible Bilanzierung von erneuerbaren Energien auf Basis von Herkunftsnachweisen ist es Verbrauchern möglich, ihrem Stromverbrauch eine umweltfreundliche Erzeugung zuzuordnen. Die Nutzung von Herkunftsnachweisen gewährleistet hierbei eine eindeutige und zuverlässige Bilanzierung. Die marktbasierte Bilanzierung gibt jedoch keinen Aufschluss über die Wirkung eines Strombezugs auf die Stromerzeugung im Stromsystem, in dem der Verbrauch stattfindet. So ist es z.B. nicht notwendig, dass eine physische Verbindung zwischen dem Stromverbrauch und den zugeordneten Erzeugungsanlagen besteht. So kann z.B. einem Verbrauch in Deutschland erneuerbare Erzeugung aus Island, welches keine Netzanbindung an das zentral-europäische Verbundnetz hat, zugeordnet werden. Es ist somit möglich, dass einem Stromverbrauch in einem System, in dem nur fossile Kraftwerke den Strombedarf decken, vollständig erneuerbare Erzeugung zugeordnet wird. Darüber hinaus bewirkt die Nachfrage nach Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energien auch aufgrund der Marktsituation auf dem europäischen Markt keine Veränderung der Stromerzeugung (siehe Kapitel 2.2).

Aufgrund des fehlenden Zusammenhangs zwischen den zugeordneten Erzeugungsqualitäten und der Wirkung des Strombezugs auf die Erzeugungsqualitäten gibt die undifferenzierte Anwendung der marktbasierten Bilanzierung keinen Aufschluss über die ökologischen Effekte eines Strombezugs im jeweiligen Stromsystem. In der Kommunikation von Ökostromprodukten und Unternehmensbilanzen wird jedoch oftmals eine Klimaneutralität kommuniziert, wenn ein vertraglicher Strombezug aus erneuerbaren Energien erfolgt. Eine positive Klimawirkung ist jedoch – wie oben erläutert – durch Ökostrombezug nicht in jedem Fall gegeben. Problematisch ist hierbei auch die Gefahr, dass bei Annahme eines klimaneutralen Strombezugs institutionelle wie private Verbraucher falsche Handlungsempfehlungen hinsichtlich ökologischer Maßnahmen ableiten könnten (z.B. geringere Notwendigkeit für Effizienzmaßnahmen, Reduktion der Verkehrsleistung).

Grenzbetrachtung

Bei einer Grenzbetrachtung (auch: Marginalbetrachtung) wird einem Stromverbrauch die Veränderungen der Stromerzeugung zugeordnet, die sich durch den zusätzlichen Verbrauch ergeben. Die Bilanzierung auf Basis von Durchschnittswerten für ein bestimmtes Stromsystem hat den Nachteil, dass die Effekte, die ein zusätzlicher Stromverbrauch bewirkt, nicht explizit diesem Verbrauch zugeordnet werden. Steigen zum Beispiel die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung durch einen zusätzlichen Stromverbrauch, wird diese Steigerung allen Verbrauchern gleichermaßen zugeordnet.

Somit kann die ortsbasierte Bilanzierung eines spezifischen Stromverbrauchs zu einer Emissionssteigerung aller Verbrauchsgruppen führen. Dies ist zum Beispiel bei der Bewertung von strombasierten Technologie-Optionen innerhalb verschiedener möglicher Transformationspfade (z.B. Einsatz von Power-to-X-Technologien) relevant, wenn die Technologie-Option durch die hohe zusätzliche Stromnachfrage wesentlich die Stromerzeugung beeinflusst. Hier kann eine Gleichbehandlung mit anderen Verbrauchern als nicht angemessen bewertet werden und eine Grenzbetrachtung, welche die Veränderungen, die ein zusätzlicher Stromverbrauch im System bewirkt, berücksichtigt, aufschlussreichere Ergebnisse liefern.

Grenzbetrachtungen sind damit geeignet, dynamische Effekte des Ökostrombezugs im Gesamtsystem abzubilden. Auf der anderen Seite weisen sie einige methodische Herausforderungen auf. Die Bestimmung des Grenzmixes erfordert Kraftwerkspark-Modellierungen, deren Ergebnisse von einer Vielzahl von Parametern abhängen, die wiederum Ergebnis politischer Entscheidungen sind. Damit können sich positive oder negative Feedback-Schleifen ergeben. Auch ist der sich ergebende CO₂-Faktor deutlich weniger vorhersagbar. Der marginale CO₂-Faktor kann je nach Gegebenheiten dann stark schwanken, wenn in der Merit

Order Kraftwerke mit anderen Brennstoffen in Anspruch genommen werden. Bei einer zusätzlichen Stromnachfrage für Elektromobilität von X TWh, die auf der Merit Order beispielsweise von Steinkohle-Kraftwerken abgedeckt werden könnte, würde sich dann ein gänzlich anderer Faktor ergeben als bei einer Nachfrage von $2 \cdot X$ TWh, für die Gaskraftwerke zugebaut oder zusätzlich ausgelastet werden müssten. Dies spricht nicht grundsätzlich gegen Grenzbetrachtung, zeigt aber die methodische Komplexität.

Insbesondere stellt sich die Frage, welche Verbraucher als marginale Verbraucher zu betrachten sind (beispielsweise alle neuen Elektrofahrzeuge im motorisierten Individualverkehr (MIV)?) und welche die Sockelverbraucher sind (beispielsweise der existierende elektrisch betriebene Schienenverkehr?). Damit ist die Festlegung des geeigneten CO₂-Emissionsfaktors vor allem von der zu beantwortenden Fragestellung abhängig.

4 Analyse und Bewertung der Stromnutzung im Verkehrssektor

4.1 Vorbemerkungen

Im Verkehrssektor ist der Einsatz von Strom als Energieträger in verschiedenen Bereichen relevant. In großem Umfang betrifft dies den stromgetriebenen Schienenverkehr, zunehmend auch die straßengebundene Elektromobilität sowie perspektivisch auch verstärkt die Nutzung strombasierter Kraftstoffe. Hierbei sind verschiedene Betrachtungsperspektiven möglich. Einerseits die spezifische Bewertung eines Verkehrsträgers aus individueller Sicht (z.B. eines Elektrofahrzeug-Nutzers), andererseits aber auch die allgemeine technologische Bewertung eines Verkehrsträgers aus gesellschaftlicher Sicht (z.B. die Bewertung von Elektrofahrzeugen im Allgemeinen). Neben der Betrachtung des Status- Quo kann auch eine systemische Bewertung von Veränderungen im Verkehrssystem (z.B. die Einführung straßengebundener Elektromobilität) durchgeführt werden, um hierdurch die Systemeffekte abzubilden. Bei den beiden zuletzt genannten Zielstellungen ist es angemessen, das Gesamtsystem möglichst repräsentativ und allgemein abzubilden. Im UBA-Vorhaben „Ökologische Bewertung von Verkehrsarten“ (FKZ 3716 58 106 01060) steht vor allem die gesellschaftliche Sicht auf den aktuellen Status-Quo bzw. auf systemische Änderungen im Verkehrssystem im Vordergrund. Daher erscheint grundsätzlich ein ortsbasierter Ansatz bei der Strombilanzierung sinnvoll, da dieser vergleichsweise gut die Wirkung eines Stromverbrauchs bestimmter Verkehrsträger innerhalb eines Stromsystems darstellt. Die getrennte Betrachtung einzelner Akteure bei der Technologiebewertung macht lediglich Sinn, wenn:

1. das Agieren der einzelnen Akteure einen maßgeblichen Einfluss auf das System hat;
2. die Effekte zugeordnet werden können und zumindest näherungsweise gut quantifiziert werden können; *und wenn*
3. sich Akteure sinnvollerweise in unterschiedliche „Nutzergruppen“ mit weitgehend homogenen Charakteristika untergliedern lassen, die in der Betrachtung dann einheitlich bewertet werden können.

Wenn durch die Betrachtung neben der reinen Technologiebewertung auch die konkreten Aktivitäten einzelner Akteure beim Ökostrombezug angemessen berücksichtigt werden sollen, so könnte basierend auf der Analyse der Effekte eines Ökostrombezugs (siehe Kapitel 2.2 und 2.3) in diesem Rahmen grundsätzlich die Berücksichtigung zweier Bezugsoptionen gerechtfertigt sein:

- c) Eigenerzeugung: Wenn bei der Stromnutzung eines Verkehrsträgers in relevantem Umfang Eigenerzeugung genutzt wird, und systemweit dem jeweiligen Verkehrsträger gezielt zugeordnet werden kann.
- d) Vertraglicher Strombezug: Wenn der vertragliche Strombezug zu einer im Vergleich zur Höhe des Stromverbrauchs relevanten Veränderung in der Stromerzeugung führt und dieser Effekt eindeutig dem Verbrauch zugeordnet werden kann.

Eigenerzeugung:

Wird der Stromverbrauch eines Verkehrsträgers dauerhaft durch eine direkte physische Lieferung aus spezifischen Erzeugungsanlagen ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gedeckt, ist eine Zuordnung dieser Erzeugungsqualitäten zu diesem Verkehrsträger gerechtfertigt. Im Falle des Schienenverkehrs liegt ein physischer Strombezug zum Beispiel bei Anlagen vor, die direkt in das Bahnstromnetz einspeisen. Bei Elektrofahrzeugen kann eine

direkte physische Versorgung zum Beispiel durch eine PV-Anlage stattfinden, welche direkt mit der Ladesäule verbunden ist und ihren Strom nicht ins Stromnetz einspeist. Die Eigenerzeugung kann auch durch weitere Effekte zu einem weiteren EE-Ausbau beitragen. Beispielsweise können Akteure über erforderliche Flächen verfügen und damit einen weiteren Flaschenhals des EE-Ausbaus auflösen (z. B. Windparks entlang Bahntrassen; Solaranlagen an Autobahn-Lärmschutztrassen für Ladestationen).

Prinzipiell können Akteure die Eigenerzeugung auch ausbauen, den Strom aber nicht selbst verbrauchen. Dies ist z.B. der Fall wenn ein Ladeinfrastrukturbetreiber den Aufbau der Ladestationen mit einem Ausbau von PV-Anlagen kombiniert. Wird der Strom jedoch nicht direkt durch die Ladesäulen genutzt, sondern über das EEG gefördert und somit die EE-Menge an den EEG-Mechanismus abgegeben, kann die Erzeugung bilanziell nicht den Ladestationen zugeordnet werden. Die entsprechende Erzeugung wird auf Grundlage des derzeitigen EEG-alten EEG-Umlagepflichtigen Verbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung anteilig zugeordnet. Auch wenn in der Kundenkommunikation eine solche Erzeugung einem spezifischen Verbrauch zugeordnet würde, kann eine solche EE-Eigenerzeugung ohne Eigenstromverbrauch nicht bei der Klimabilanzierung berücksichtigt werden.¹²

Vertraglicher Strombezug:

Aus Perspektive eines Stromverbrauchers kann der Erzeugungsmix, der dem eigenen Stromverbrauch im Rahmen der Stromkennzeichnung bilanziell zugeordnet wird, durch Stromlieferverträge beeinflusst werden. So können beispielsweise Besitzer von Elektrofahrzeugen ein Ökostromprodukt beziehen und damit ihren Home-Charger vertraglich durch erneuerbare Energien versorgen. Aber auch Betreiber von Verkehrsträgern oder Verkehrs-Infrastrukturen (z.B. Bahnunternehmen oder Betreiber von öffentlichen Ladesäulen) können durch individuelle Lieferverträge ihrem Verbrauch eine entsprechende Erzeugung aus erneuerbaren Energien bilanziell zuordnen. Wie in Kapitel 2.2 und 2.3 dargestellt, führt aufgrund der Marktsituation am europäischen Strommarkt der vertragliche Bezug von erneuerbaren Energien jedoch nicht automatisch zu einer Veränderung in der Gesamt-Stromerzeugung in Europa. Aus diesem Grund lässt eine solche individuelle Zuordnung durch den vertraglichen Bezug von erneuerbaren Energien keine fundierte Aussage über die Systemrelevanz eines bestimmten Verkehrsträgers zu und sollte daher nicht automatisch eine positive Berücksichtigung im Rahmen einer Emissionsbilanzierung finden.

Ein klar anrechenbarer positiver Nutzen zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist gegeben, wenn ein langfristiger Strombezugsvertrag mit einer neuen EE-Anlage besteht, welcher die Realisierung und den Betrieb der Anlage ausreichend finanziert und daher ermöglicht. Dies beinhaltet, dass kein wesentlicher Teil der Finanzierung durch öffentliche Fördersysteme stattfindet. Ein zusätzlicher EE-Ausbau über die im EEG definierten Ausschreibungsmengen hinaus kann dann stattfinden, wenn die neue finanzierte Anlagen an keiner Ausschreibung teilgenommen bzw. keinen Zuschlag erhalten haben. Inwiefern ein langfristiger Bezugsvertrag (long-term Power Purchase Agreement, PPA) den Bau einer Anlage finanzierbar macht, ist dabei abhängig von etlichen Faktoren wie bspw. Technologie, Eigenkapitalquote, Definition der Vergütungshöhe, Aufteilung der Marktunsicherheiten und Laufzeit des Abnahmevertrags.¹³

¹² Ohnehin läge in diesem Fall dann auch ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot gemäß §80 EEG vor.

¹³ Basierend auf der Einschätzung von Marktteilnehmern und Finanzierern kann davon ausgegangen werden, dass i.d.R. zur Sicherung der Finanzierbarkeit eine Mindestvertragslaufzeit von ca. 10 Jahren notwendig ist.

4.2 Anwendungsfall I: Bahnstrom

4.2.1 Strombedarf und Stromerzeugung im Schienenverkehr

Ein Großteil des Schienenverkehrs in Deutschland fährt elektrisch, bezogen auf die Fahrten der DB als größtem Schienenverkehrsunternehmen in Deutschland zu über 90 Prozent (Deutsche Bahn AG 2019). Dementsprechend kommt bei der Bewertung des Bahnverkehrs dem Bahnstrom eine entscheidende Rolle zu. Die DB AG mit ihren Tochtergesellschaften ist im Schienenverkehr nach wie vor der mit Abstand relevanteste Anbieter, auch wenn die Wettbewerbsbahnen zumindest in den Sparten Schienengüterverkehr und Schienenpersonennahverkehr kontinuierlich ihre Marktanteile ausbauen. Eine Übersicht über die jeweiligen Marktanteile gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Marktanteile im Schienenverkehr 2016/2017 (Fraunhofer ISE 2017)

	DB	Wettbewerber
Güterverkehr ¹	59,1%	40,9%
Fernverkehr ²	99%	1%
Nahverkehr ³	67%	33%

1: Bezugsjahr 2016, Bezugsgröße nicht aus der Quelle ersichtlich.

2: Bezugsjahr sowie Bezugsgröße nicht aus der Quelle ersichtlich.

3: Bezugsjahr 2017, Bezugsgröße: Zugkm

Bei der Betrachtung des Stromverbrauchs für den Schienenverkehr sind die besonderen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu bedenken. Mit den in Tabelle 2 dargestellten Stromverbräuchen ist die Deutsche Bahn mit ihren Tochterunternehmen der größte Stromverbraucher Deutschlands. Dies umfasst einerseits den Traktionsstrom für die eigenen Fahrten, aber auch die Belieferung stationärer Verbraucher (Bahnhöfe, Betriebsgebäude, etc.). Außerdem beliefert DB Energie auch Wettbewerberbahnen mit Traktionsstrom, oder leitet die an diese Unternehmen gelieferten Strommengen durch ihr Stromnetz.

Tabelle 2: Liefermengen und Durchleitungsmengen an Strom durch die DB Netze Energie 2017 (Deutsche Bahn AG 2018)

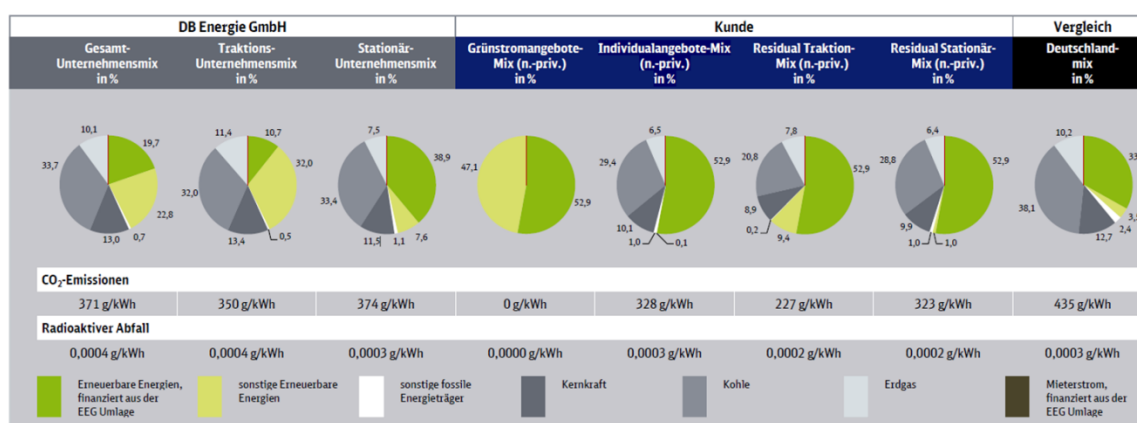
	Strommenge 2017 [GWh]
Traktionsstrom (16,7 Hz und Gleichstrom)	8.284
Durchleitung Traktionsenergie (16,7 Hz)	1.906
Stationäre Energien (50Hz und 16,7 Hz)	19.331

Die DB verfügt außerdem über ein eigenes Bahnstromnetz im 16,7 Hz-Betrieb. Nach Angaben der DB bezieht sie ca. zwei Drittel des Strombedarfs aus besonderen Bahnstromkraftwerken, welche direkt in das 16,7 Hz-Netz einspeisen. Ein Drittel wird aus dem öffentlichen 50 Hz-Netz bezogen und über Umformer oder Umrichter in das Bahnstromnetz eingespeist (Deutsche Bahn AG 2017).

Es werden keine aktuellen vollständigen Übersichten über die Mengen aus den einzelnen direkt einspeisenden Kraftwerken veröffentlicht. Aus verfügbaren Quellen wird jedoch ersichtlich, dass hierbei sowohl thermische Erzeugung, Kernkraft sowie Wasserkraft eine relevante Rolle spielen (siehe z.B. IWES, BBH, IKEM (2011), Wikipedia (2018)). Mit Blick auf das Jahr 2009 machte der Direktbezug aus Kohlekraftwerken 32% des Bahnstromportfolios aus, aus Erdgas 5%, aus Kernkraft 18% sowie aus Wasserkraft 8% (IWES, BBH, IKEM 2011).¹⁴ 2017 verfügte die DB Energie über 51 eigene Kraftwerke, Umrichter und Umformer (Deutsche Bahn AG 2018).

Die DB Energie weist in ihrer Stromkennzeichnung – neben den Anteilen an EEG-Strom gemäß §78 EEG – im Vergleich zum Mix dieser direkt einspeisenden Kraftwerke wesentlich höhere Anteile an EE-Strommengen aus (siehe Abbildung 4). Dies entspricht den selbstgesteckten Zielen, den Anteil der Erneuerbaren Energien in ihrem Strommix zu erhöhen.

Abbildung 4: Gesetzliche Stromkennzeichnung der DB Energie 2018 (bezogen auf 2017)



Quelle: DB Energie GmbH (2018)

Gemäß der gesetzlichen Regelungen des §42 EnWG müssen hierfür Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom entwertet werden, um eine Doppelzählung bei der Ausweisung gegenüber sonstigen Verbrauchern auszuschließen. Aus der Stromkennzeichnung lässt sich dabei nicht ableiten, welche Anteile der EE-Mengen aus eigenen Bahnkraftwerken stammen, welche Anteile aus solchen erneuerbaren Anlagen stammen, mit welchen ein Direktliefervertrag abgeschlossen wurde und die entsprechenden Strommengen über Umrichter und Umformer in das Bahnstromnetz eingespeist werden, oder welche Anteile auf Herkunftsnachweisen aus dem europäischen Herkunftsnachweissystem EECS¹⁵ beruhen, welche unabhängig von einer konkreten Stromlieferung beschafft wurden. Aus langfristigen Lieferverträgen mit RWE aus 14 deutschen Wasserkraftwerken ergeben sich ca. 900 GWh jährliche Stromlieferungen (DB Mobility Logistics AG 2011). Außerdem hat die DB Energie 14 Windkraftanlagen unter Vertrag,

¹⁴ Bahnstromportfolio 2009 exklusive Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten und Saldo Stromverbund mit SBB/ÖBB gemäß Tabelle 1, Seite 20.

¹⁵ Um in Deutschland im Rahmen der Stromkennzeichnung anerkannt werden zu können, müssen Herkunftsnachweise de facto aus einem Land stammen, welches dem European Energy Certificate System (EECS) angeschlossen ist.

deren Jahresproduktion in Höhe von ca. 140 GWh im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung in die Bilanzkreise der DB Energie eingestellt werden (DB Energie GmbH 2013). Gemeinsam mit einer geschätzten Jahresproduktion der Bahnstrom-Wasserkraftwerke in Höhe von knapp 1 TWh (basierend auf IWES, BBH, IKEM (2011)), ergibt sich ein bilanzieller Gesamtbezug aus diesen Quellen in Höhe von ca. 2 TWh. Bezogen auf den durch die DB Energie gelieferten Gesamttraktionsstrom (welcher ggf. auch den Stromverbrauch durch Wettbewerberbahnen beinhaltet) in Höhe von knapp 8,3 TWh, und unter der Annahme, dass diese Strommenge bilanziell vollständig dem Traktionsstrom zugerechnet wird, ergibt dies einen Anteil von ca. 24% „Sonstige Erneuerbare Energien“. Die Stromkennzeichnung wie in Abbildung 4 dargestellt weist hierfür einen Anteil in Höhe von 32 % aus. Bezogen auf die Gesamtstromlieferungen der DB Energie in Höhe von ca. 29,5 TWh (Deutsche Bahn AG 2018) ergäbe sich ein Anteil in Höhe von knapp 7%.

Für Beitragszahlungen im Rahmen der EEG-Umlage unterliegt die DB Energie gemäß § 65 EEG einer Begrenzung für den gelieferten Traktionsstrom. Die der begrenzten Umlage entsprechende Menge an Strom aus „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ werden gemäß §78 EEG in der Stromkennzeichnung ausgewiesen. Im Jahr 2017 betrug dieser Anteil für den Traktionsstrom 10,7% (siehe Abbildung 4). Im Vergleich hierzu betrug die EEG-Quote für nicht-privilegierte Letztverbraucher für das Jahr 2017 52,9%.

Die Deutsche Bahn hat im Rahmen ihrer Klimaschutzstrategie langfristige Ziele für den bilanziellen Anteil an erneuerbaren Energien beschlossen. Für die eigenen Transporteure soll bis zum Jahr 2030 der Anteil an Erneuerbaren Energien im DB Bahnstrommix auf 80 % ansteigen (Deutsche Bahn AG 2019). Darüber hinaus erwägt die DB Energie offensichtlich eine zukünftig verstärkte Beschaffung von EE-Strom mit einer Direkteinspeisung in das Bahnstromnetz (DB Energie GmbH 2019).

4.2.2 Bilanzierungsvorschlag

Empfohlener Bilanzierungsansatz: ortsbasierter Ansatz mit durchschnittlichem Emissionsfaktor, bezogen auf den bundesdeutschen Erzeugungsmix

Für die Bilanzierung des Bahnstroms sollte entsprechend der Zielstellung dieses Vorhabens (siehe Kapitel 1) der durchschnittliche Emissionsfaktor nach dem ortsbasierten Bilanzierungsansatz für den bundesdeutschen Erzeugungsmix genutzt werden.

Die Anwendung des bundesdeutschen Durchschnittsmix entspricht gemäß der Erwägungen in Kapitel 3 bei einer technologiebezogenen ökologischen Bewertung unterschiedlicher Verkehrsträger am ehesten den Systemeffekten und der damit verbundenen Klimarelevanz. Der Ansatz ist weit verbreitet, so dass seine Anwendung allfällige Doppelzählungen bestimmter Erzeugungsmengen (insbesondere emissionsarmer Erzeugung aus erneuerbarer Energien) und die damit zusammenhängenden Emissionen im Vergleich zu möglichen alternativen Ansätzen (s.u.) weitestgehend minimiert. Er ermöglicht außerdem eine konsistente Bewertung des gesamten Schienenverkehrs, sowohl hinsichtlich der gesamten Fahrdienstleistungen der DB als auch der Wettbewerbsbahnen. Darüber hinaus spricht für diesen Ansatz, dass die relevanten Daten verfügbar sind und keinen sprunghaften kurzfristigen Schwankungen unterliegen.

Dieser Ansatz ist damit am besten zur Bilanzierung des Bahnstroms geeignet im Vergleich zu alternativen methodischen Ansätzen, welche unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.2.1 dargestellten energiewirtschaftlichen Gegebenheiten im Rahmen dieses Projektes geprüft

wurden. Eine Übersicht über diese methodischen Ansätze sowie die Gründe, weshalb diese Ansätze nicht geeignet erscheinen, sind im Folgenden dargestellt.

Nutzung der Stromkennzeichnungs-Information der DB Energie (marktbasierter Ansatz)

Der in diesem Projekt adressierte technologische Vergleich zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern erfordert eine systemische Betrachtung der Auswirkungen der jeweiligen Stromnutzung, die durch Nutzung der Stromkennzeichnungsinformation nicht gegeben ist. Der marktbasierte Ansatz auf Basis der Stromkennzeichnungsinformationen betrachtet hierbei lediglich die Aktivitäten eines einzelnen Akteurs, der DB Energie. Dies deckt zwar einen großen Teil des Bahnstroms ab, aber vernachlässigt sowohl die Rolle des diversifizierten Strombezugs der Wettbewerbsbahnen als auch die unterschiedliche Allokation innerhalb der Angebote der DB auf unterschiedliche Kundengruppen. Dies steht im Widerspruch zur grundsätzlichen Anwendbarkeit dieses Ansatzes beim Verkehrsträgervergleich. Ohnehin lässt die Nutzung der Stromkennzeichnungs-Information nach dem marktbasierten Ansatz, wie in Kapitel 3 ausgeführt, keine Rückschlüsse zu hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Systemauswirkungen akteursspezifischer Aktivitäten und setzt damit verstärkt falsche Anreize hinsichtlich der Bewertung unterschiedlicher Verkehrsträger. Eine weitere Einschränkung ergibt sich aus der Tatsache, dass die vertraglichen Stromlieferungen ungeachtet einiger bekannter Langfrist-Lieferverhältnisse und der veröffentlichten EE-Beschaffungsziele kurzfristig deutlich schwanken können. Somit ist eine langfristige Verlässlichkeit der Bewertung nicht gesichert. Aufgrund der weitverbreiteten Nutzung des bundesdeutschen Netzmixes (ortsbasierter Ansatz) bei Technologievergleichen führte die Nutzung der Stromkennzeichnungs-Information (marktbasierter Ansatz) außerdem unweigerlich zu Doppelzählungen.

Berechnung und Nutzung eines gesonderten Netzmixes für das 16,7 Hz-Bahnstromnetz

Die Berechnung eines Netzmixes, welcher die tatsächliche Erzeugung und Einspeisung in das Bahnstromnetz abbildet, entspricht dem ortsbasierten Ansatz mit einem geänderten Ortsbezug. Mit Blick auf die bekannten Informationen zur Erzeugung in Bahnstromkraftwerken würde dieser Mix größere Mengen an fossiler Erzeugung sowie Kernkraft und Wasserkraft beinhalten. In Anbetracht der nur unzureichenden verfügbaren Daten zu Erzeugung und Einspeisung wäre dieser jedoch mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft sowohl die direkte Einspeisung durch Bahnstromkraftwerke, aber insbesondere auch den hohen Anteil an Einspeisung aus dem öffentlichen 50Hz-Netz über Umrichter und Umformer, welcher nicht technisch erfasst und bestimmten Erzeugungsarten zugeordnet werden könnte (außer durch einen Rückgriff auf einen statistischen Proxy-Wert für den Netzmix im 50 Hz-Netz oder auf vertragliche Lieferbeziehungen nach dem marktbasierten Ansatz). Darüber hinaus würde es zwangsläufig zu Doppelzählungen mit dem bundesdeutschen Erzeugungsmix kommen, welcher üblicherweise im Rahmen von Technologiebewertungen angesetzt wird.

„Qualifizierter marktbasierter Ansatz“: Anpassung des bundesdeutschen Durchschnittsmix durch eine gezielte Anrechnung eigener Erzeugungsmengen, „qualifizierter“ Bezugsmengen (z.B. direkter Strombezug aus neuen ungeforderten EE-Anlagen) oder der spezifischen EEG-Mengen

Neben einer methodisch eindeutigen Anwendung des ortsbasierten oder auch des marktbasierten Ansatzes wäre es grundsätzlich auch denkbar, den ortsbezogenen Durchschnittswert anteilig durch die Berücksichtigung jener akteursspezifischen Strommengen anzupassen, bei welchen man systemrelevante Änderungen v.a. hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien annehmen und konkret zuordnen kann.¹⁶ Dies kann dadurch begründet

¹⁶ Ein solches Verfahren wurde bspw. für die Anwendung bei kommunalen Klimaschutzbilanzen durch Pehnt et al. (2009) vorgeschlagen.

werden, dass hierdurch gezielt Anreize für Energiewende-unterstützende Entscheidungen beim Strombezug gesetzt werden können, bzw. der Umfang solcher Aktivitäten angemessen berücksichtigt wird. Im Falle der DB Energie könnten gemäß der Erwägungen in Kapitel 2.3 und 4.1 DB-eigene Wasserkraftwerke sowie die langfristig gesicherten vertraglichen Bezugsmengen aus neuen ungeforderten Windkraftanlagen positiv berücksichtigt werden. Allerdings stellt sich die Frage, wie bei der Anwendung eines solchen Ansatzes dann eigene fossile Kraftwerke und das Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim gesondert berücksichtigt werden müssten. Außerdem würde sich nach diesem Ansatz auch der relativ geringe Anteil des EEG-Stroms in Folge der reduzierten Beiträge zur EEG-Umlage und dem damit eingeschränkten Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien dann mit umgekehrtem Effekt auswirken.

Ungeachtet dieser Erwägungen ergeben sich auch bei diesem Ansatz Einschränkungen, welche schon bei den zuvor genannten Optionen genannt wurden. Dieser Ansatz würde die Aktivitäten der DB Energie bewerten und dabei eine Diversifizierung des Strombezugs innerhalb der DB-Fahrten sowie bei den Wettbewerbsbahnen vernachlässigen. In Abgrenzung mit weiteren Technologiebewertungen unter Anwendung des üblichen bundesdeutschen Durchschnittsmix käme es zu Doppelzählungen bestimmter Erzeugungsmengen. Des Weiteren wäre auf Grundlage der derzeit nur unzureichenden verfügbaren Daten keine ausreichende quantitative Berechnung eines solchen modifizierten Strommixes mit entsprechendem Emissionsfaktor möglich.

4.3 Anwendungsfall II: Straßengebundenen Elektromobilität

4.3.1 Strombedarf und Strombezug im Straßenverkehr

Allgemeines

Im Straßenverkehr ist die Elektromobilität derzeit fast vollständig von batterieelektrischen Fahrzeugen (Battery Electric Vehicles – BEV) und Plugin-Hybrid-Pkw geprägt. Derzeit sind ca. 53.000 BEV und 46.000 Plugin-Hybridfahrzeuge in Betrieb (Öko-Institut 2019). Aktuelle Schätzungen des Öko-Instituts gehen davon, dass sich der Fahrzeugbestand bis 2030 auf über 3 Mio. Fahrzeuge erhöhen wird.¹⁷ Darüber hinaus ist zu erwarten, dass mittel- bis langfristig mittelschwere und schwere Nutzfahrzeuge mit elektrischen Antrieben ebenfalls ein wesentlicher Teil der straßengebundenen Elektromobilität sein werden. Unsicher ist hierbei jedoch, welche Anteile BEV, Plugin-Hybride oder Oberleitungs-Lkw hierbei haben werden.

Der Strombedarf der Elektromobilität wird i.d.R. nicht separat bilanziert oder reguliert. Eine genaue zentrale Erfassung der Höhe des Strombedarfs ist daher nicht möglich. Auf Basis von Analysen zu den durchschnittlichen Fahrleistungen und Energiebedarfen von Elektrofahrzeugen kann der momentane jährliche Strombedarf auf eine Größenordnung von ca. 0,23 TWh¹⁸ geschätzt werden und stellt damit nur einen marginalen Anteil am Gesamtstromverbrauch in Deutschland von unter 0,05% dar (Öko-Institut 2019).

Es existieren ebenfalls keine zentral erfassten Daten zur räumlichen und zeitlichen Verteilung der Stromentnahme von Elektrofahrzeugen. Auch zukünftig wird eine entsprechende Erfassung kaum möglich sein, da praktisch jede Steckdose als potenzielle Lademöglichkeit in Frage kommt und bisher eine fahrzeugseitige Erfassung des Stromverbrauchs und eine entsprechende Berichtspflicht nicht vorgeschrieben und technisch nicht implementiert sind. Prinzipiell ist eine Ladung der Fahrzeuge an privater, halb-öffentlicher und öffentlicher Ladeinfrastruktur möglich. Eine umfassende Halterbefragung des DLR im Jahr 2015 hat gezeigt, dass die meisten privaten Nutzer ihr Fahrzeug am Wohnort laden (96%) (Frenzel et al. 2015). Gewerbliche Nutzer laden ebenfalls zumeist auf ihrem Betriebsgelände (92%). Nur ca. 20% der Nutzer geben an, mindestens einmal wöchentlich eine öffentliche Ladesäule zu nutzen. Studien zur Fahrzeugladung in anderen Ländern kommen zu ähnlichen Ergebnissen (z.B. Figenbaum & Kolbenstvedt 2016; Gnann et al. 2013). Gewerbliche als auch private Elektrofahrzeuge werden vorwiegend abends bzw. am späten Nachmittag geladen. Bei gewerblichen Nutzern finden vermehrt auch Ladevorgänge am Vormittag statt. Die Teilnahme an einem Lademanagement wird von Nutzern bisher selten in Anspruch genommen bzw. steht jenseits von Pilotanwendungen im Regelfall nicht zur Verfügung. Auch im gewerblichen Flottenkontext ist die IT-gestützte Steuerung der Batterieladung und der Fahrzeugdisposition noch die absolute Ausnahme (Öko-Institut 2017).

Ökostromnutzung für Elektrofahrzeuge

Mit der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen in Deutschland hat sich auch ein Endkundenmarkt für Fahrstromangebote zum Laden von Elektrofahrzeugen am Wohnort und an öffentlicher Ladeinfrastruktur entwickelt. Für die Bilanzierung des Fahrstroms von Elektrofahrzeugen liegen aufgrund der fehlenden zentralen Erfassung des Ladestroms jedoch keine gesicherten Informationen zum vertraglichen Strombezug der Nutzer vor. Umfragen zeigen, dass die Art des Strombezugs eine relativ hohe Bedeutung bei den Nutzern hat (Frenzel

¹⁷ Eigene Abschätzung auf Basis des MMS-Szenarios des Projektionsberichts 2019 (Öko-Institut 2019)

¹⁸ Eigene Abschätzung auf Basis des MMS-Szenarios des Projektionsberichts 2019 (Öko-Institut 2019)

et al. 2015). Dies zeigt sich z.B. auch in den hohen Anteilen an PV-Eigenerzeugung (55%) und Ökostromtarifen (60-70%) bei Elektrofahrzeughaltern. Angesichts des frühen Marktstadiums und auch anderer Indizien, die für ein überdurchschnittliches Umweltbewusstsein dieser sogenannten Early Adopter sprechen, ist jedoch nicht davon auszugehen, dass auch bei einem zukünftigen Massenmarkt ein vergleichbar hoher Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien vorausgesetzt werden kann, sondern sich dieser unter den gegebenen Rahmenbedingungen vermutlich eher dem Bundesschnitt annähert (Timpe et al. 2017).

Zur Qualität der genutzten Ökostromprodukte und zum kausalen Zusammenhang zwischen PV-Eigenerzeugung und der Anschaffung von Elektrofahrzeugen liegen keine gesicherten Informationen vor. Eine umfangreiche Marktanalyse der Angebotsseite der Fahrstromversorgung¹⁹ aus dem Jahr 2015 hat jedoch gezeigt, dass zwar vermehrt hochwertige Ökostromprodukte eingesetzt werden, aber nur in wenigen Fällen ein relevanter zusätzlicher Ausbau von EE-Kapazitäten angereizt wird (Timpe et al. 2017). Unabhängig des individuellen Fahrstrombezugs ist für die Bewertung des Stroms wichtig, dass dieser, wie ein üblicher privater und gewerblicher Stromverbrauch, vollumfänglich EEG-Umlage-pflichtig ist. Das bedeutet, dass die Nutzer von Elektrofahrzeugen sich finanziell am staatlich geförderten EE-Ausbau beteiligen und der Fahrstrom in der Stromkennzeichnung einen entsprechenden EEG-Anteil ausgezeichnet bekommt.

Energiewirtschaftliche Analysen zur Wirkung von Elektromobilität auf die Stromerzeugung

Aufgrund des marginalen Anteils am Strombedarf beeinflusst die Fahrstromnachfrage derzeit den Kraftwerkseinsatz nicht in besonderer Weise.²⁰ Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Fahrstromnachfrage mittelfristig stark steigen und damit auch das Erzeugungsprofil des deutschen Kraftwerksparks in relevantem Ausmaß beeinflussen wird. Zur genauen Beurteilung der zukünftigen energiewirtschaftlichen Effekte ist eine modell-basierte Analyse mit einer Marginalbetrachtung sinnvoll (siehe Kapitel 3). Entsprechende Modellierungen des Öko-Instituts für das Jahr 2030 mit einer Fahrstromnachfrage in Höhe von 15 TWh zeigen die spezifischen Auswirkungen der Elektromobilität auf die Erzeugung für zwei Ladestromszenarien – ungesteuertes und gesteuertes Laden der Fahrzeuge (Timpe et al. 2017).

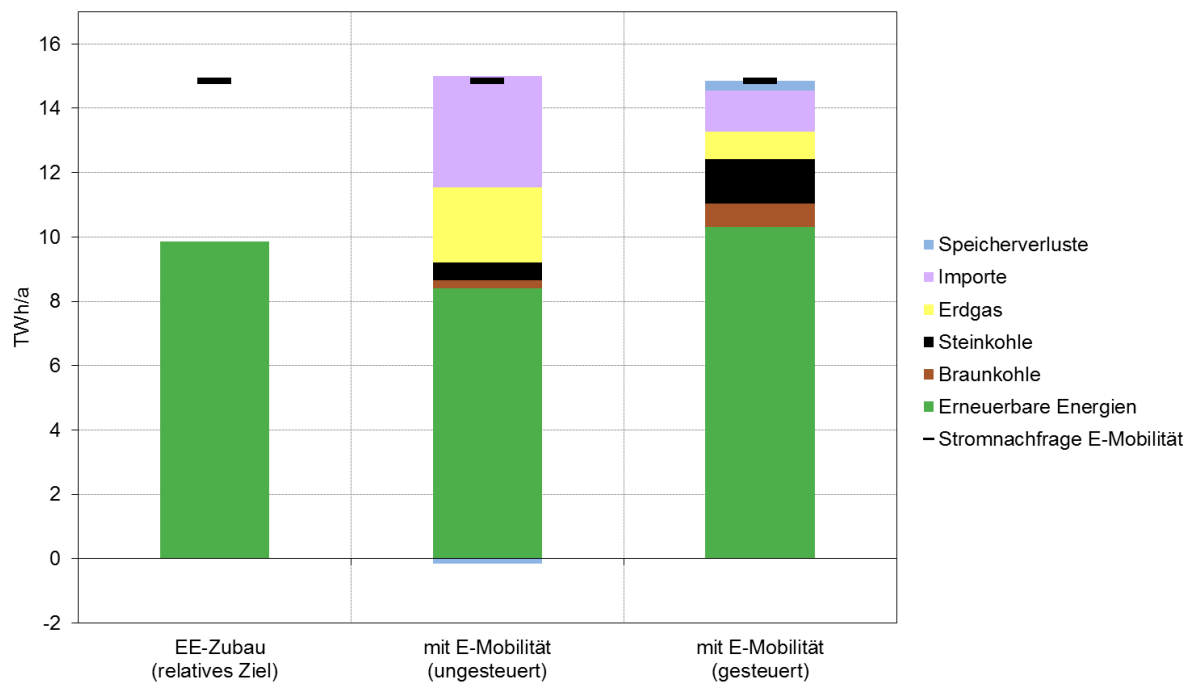
²¹ Die Ergebnisse dieser Analyse sind im Folgenden zusammengefasst.

¹⁹ Unter Fahrstromangeboten werden Stromprodukte verstanden, welche explizit zur Nutzung als Fahrstrom kommuniziert werden, sowie die Stromnutzungsangebote an öffentlicher und halb-öffentlicher Ladeinfrastruktur.

²⁰ Aufgrund der Zeitgleichheit von der Ladung von Elektrofahrzeugen und der möglichen hohen Ladeleistungen über 150 kW können Elektrofahrzeuge jedoch bereits heute die Belastung von Verteilnetzen spürbar erhöhen (Schierhorn und Martensen 2015).

²¹ Im Szenario „gesteuertes Laden“ wurde die Ladung der Fahrzeuge so optimiert, dass die gesamten variablen Kosten der Stromerzeugung möglichst gering sind. Dies führt zur Minimierung des Einsatzes von konventionellen Kraftwerken und somit zur vorrangigen Nutzung von EE-Überschüssen.

Abbildung 5: Veränderungen in der Stromerzeugung aufgrund der Einführung der Elektromobilität (Grenzbetrachtung für das Jahr 2030)



Quelle: Timpe et al. 2017

Abbildung 5 zeigt die Veränderungen in der Stromerzeugung aufgrund der Einführung der Elektromobilität, wie sie im Rahmen der energiewirtschaftlichen Modellierung von Timpe et al. (2017) ermittelt wurden. Der Großteil der zusätzlichen Erzeugung basiert auf erneuerbaren Energien, da ein zusätzlicher staatlich-forcierter EE-Ausbau entsprechend des gestiegenen Gesamtstrombedarfs unterstellt wurde (siehe Kapitel 2.1).

Im Falle des *ungesteuerten Ladens* können 57 % der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität durch zusätzliche EE-Stromerzeugung gedeckt werden. Die verbleibenden 43 % der Stromnachfrage der Elektromobilität werden zu etwa 40 % durch fossile inländische Kraftwerke gedeckt, zu etwa 60 % durch ausländische Kraftwerke, deren Einsatz durch einen verringerten Stromexport aus Deutschland notwendig wird. Bei den inländischen Kraftwerken kommen insbesondere Erdgas-Anlagen verstärkt zum Einsatz, während Kohlekraftwerke nur einen geringen Anteil beisteuern. Der CO₂-Emissionsfaktor der zusätzlichen Stromerzeugung liegt mit 220g/kWh deutlich unter dem durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktor der inländischen Stromerzeugung im Jahr 2030 in Höhe von 300 g/kWh (Timpe et al. 2017).

Im Falle des *gesteuerten Ladens* wird die zusätzliche Stromnachfrage der Elektromobilität mit ca. 70 % EE-Erzeugung gedeckt, da die Elektrofahrzeuge auch EE-Strom nutzen, welcher anderweitig nicht ins System integriert worden wäre (EE-Überschüsse). Die verbleibenden 30 % der Stromnachfrage der Elektromobilität werden zu etwa 75 % durch fossile inländische Kraftwerke gedeckt, zu etwa 25 % durch ausländische Kraftwerke. Gegenüber dem ungesteuerten Laden kommen inländisch deutlich stärker Kohlekraftwerke zum Einsatz. Sie decken etwa 15 % des zusätzlichen Strombedarfs der Elektromobilität. Insgesamt liegt der CO₂-Emissionsfaktor der zusätzlichen Stromerzeugung mit 183 g/kWh jedoch noch niedriger als im Falle des ungesteuerten Ladens (Timpe et al. 2017).

Als Fazit kann festgehalten werden, dass in einer Marginalbetrachtung von hoher Bedeutung ist, dass das relative Ausbauziel für EE-Strom beibehalten wird und ein entsprechender EE-Zubau

sicherstellt, dass die zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität mit erneuerbaren Energien gedeckt wird. Im Falle der absehbaren stark steigenden Stromnachfrage der Elektromobilität bedeutet dies, dass entsprechend höhere zusätzliche EE-Kapazitäten notwendig sind. Ein gesteuertes Laden kann die Nutzung von EE-Erzeugung zu einem gewissen Maße erhöhen, aber durch die Nutzung von EE-Überschüssen keine wesentliche Deckung der Fahrstromnachfrage erfolgen. Es ist daher davon auszugehen, dass Elektrofahrzeuge auch mittelfristig die Auslastung von fossilen Kraftwerken erhöhen werden und damit der Fahrstrombedarf durch fossile Erzeugung gedeckt wird.

4.3.2 Bilanzierungsvorschlag für eine technologiespezifische Bewertung

Es liegen keine gesicherten zentralen Daten zu dem derzeitigen Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen vor. Der Verbrauch findet sehr dezentral mit vielen Kleinabnehmern statt und die Praxis zeigt, dass die entsprechende Stromversorgung auf Basis von normalen Strombezugsverträgen, Ökostromverträgen und in Teilen auch Eigenversorgung sehr heterogen ist. Um potenziell besonderen Eigenschaften des Fahrstroms (z.B. Eigenversorgung, hochwertiger Ökostrombezug) im Rahmen eines Verkehrsträgervergleichs berücksichtigen zu können, müssten diese Informationen umfassend vorliegen und zuverlässig nachweisbar sein. Die Analyse des Fahrstromangebots und der Fahrstromnutzung hat gezeigt, dass die Fahrstromnachfrage derzeit keine relevanten spezifischen Effekte auf die nationale Stromerzeugung bewirkt – insbesondere auch, weil der Gesamtstrombedarf derzeit noch marginal ist. Es erscheint somit angemessen, für eine allgemeine Treibhausgas-Emissionsbilanzierung des Fahrstrombedarfs den *nationalen durchschnittlichen Treibhausgas-Emissionsfaktor* anzusetzen. Dieser Ansatz entspricht auch der gesetzlich vorgeschriebenen Berechnung der Emissionen für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) zur Erfüllung der THG-Minderungsverpflichtungen für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen (38. BImSchV, §5 Abs. 2).

Bei einem steigenden Strombedarf von Elektrofahrzeugen wird sich die Wirkung auf die Stromerzeugung mittelfristig spürbar verändern. In der mittelfristigen Perspektive sollte daher analysiert werden, in wie weit eine geänderte Bilanzierungsmethode für die allgemeine Bewertung des Verkehrsträgers straßengebundene Elektromobilität auf Basis detaillierter energiewirtschaftlicher Analysen angemessen ist. Gleiches gilt auch für die Bilanzierung von straßengebundener Elektromobilität mit einer eigenen technischen Stromversorgung, wie z.B. Oberleitungs-Lkw. Für eine politische Bewertung von verschiedenen Technologie-Entwicklungspfaden im Rahmen von Transformationsszenarien sollte eine Marginalbetrachtung erfolgen, um die spezifischen Effekte der verschiedenen Technologien bewerten zu können.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Der vertragliche Bezug von erneuerbarem Strom durch einzelne Verbraucher leistet nur unter sehr spezifischen Voraussetzungen einen zurechenbaren Beitrag zur Veränderung der Stromerzeugung und den damit zusammenhängenden Emissionen. Mögliche Sonderfälle, welche hier gesondert berücksichtigt werden könnten, sind einerseits EE-Eigenerzeugung sowie der Strombezug über langfristige Lieferverträge aus Anlagen, für welche hierdurch der Betrieb entscheidend sichergestellt wird (also insbesondere aus neuen ungefördernten EE-Anlagen).

Die Details einer hierfür angemessenen Methodik sollten zukünftig nach Möglichkeit im Rahmen einer allgemein anerkannten Konvention verankert werden, um die dabei auftretenden Doppelzählungen weitgehend zu reduzieren und das korrekte Verständnis der Ergebnisse zu verbessern. Außerdem kann hierdurch insgesamt die gezielte Stromnachfrage aus solchen vorteilhaften Bezugsquellen angeregt und damit die Energiewende verstärkt unterstützt werden.

In der Bilanzierung umfasst der Begriff „Verkehrsträger“ in der Regel eine Zusammenfassung zahlreicher Einzelverbräuche unterschiedlicher Akteure. Für die sinnvolle Berücksichtigung von spezifischen Erzeugungsqualitäten im Rahmen einer allgemeinen Bewertung von Verkehrsträgern müssten die in Kapitel 4.1 genannten Voraussetzungen systematisch und umfassend erfüllt und nachgewiesen sein. Eine akteursspezifische Bilanzierung ist dabei nur möglich, wenn Informationen über die Strombezugsverträge des Verbrauchs vorliegen. Somit ist der Bilanzierungsansatz für den Stromverbrauch ganzer Verbrauchsgruppen (z.B. Elektrofahrzeugen) nicht geeignet oder gar nicht anwendbar. Beschränkt sich ein Verkehrsträger auf ein Angebot eines einzelnen oder weniger Akteure, kann eine marktbasierte Bilanzierung sinnvoll sein, sofern umfassende Informationen zu den zugrundeliegenden Lieferverträgen vorliegen und klar zugeordnet werden können.

Für die generische Bewertung der derzeitigen Nutzung von Strom im Rahmen des Schienenverkehrs sowie durch straßengebundene Elektromobilität ist der nationale Strommix am besten geeignet, unter anderem, da dieser die Systemeffekte im deutschen Stromsystem (näherungsweise) widerspiegelt. Für eine systemische Bewertung von Transformationsszenarien für die politische Bewertung unterschiedlicher möglicher Entwicklungspfade im Verkehrsbereich wäre hingegen ggf. eine Marginalbetrachtung sinnvoll.

Grundsätzlich ist es auch möglich, bei einer Weiterentwicklung der Politikinstrumente die Zusätzlichkeitwirkung von sektorübergreifend genutztem Strom gezielt zu stärken. So könnten Anlagen, die von Akteuren aus dem Verkehrsbereich finanziert und initiiert werden (analog für andere Märkte), separat erfasst und nicht oder nicht vollständig auf die Ausschreibungsmenge anerkannt werden. Dadurch würde sich durch einen „Bahn-Windpark“ oder einen Solar-Carport ein zusätzlicher Nettoausbauimpuls ergeben.

6 Quellenverzeichnis

- Association of Issuing Bodies (2017): Annual Report 2017. Brüssel: Association of Issuing Bodies (AIB).
- BEUC (2016): Current practices in consumer-driven renewable electricity markets.
- Big Sofa (2014): Green tariffs: additionality and messaging. Research summary (Ofgem, Hrsg.), London.
- Brander, Michael; Gillenwater, Michael & Ascui, Francisco (2018). Creative accounting: A critical perspective on the market-based method for reporting purchased electricity (scope 2) emissions. Energy Policy (112), S. 29–33.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), BNetzA. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html;jsessionid=902801C8648101D9D2F65808DD29E8D9, zuletzt abgerufen am 18.12.2018.
- DB Energie GmbH (2013): DB Energie baut Windenergie um ein Drittel aus. Pressemitteilung vom 25.02.2013. Frankfurt am Main.
- DB Energie GmbH (2018): Kennzeichnung der Stromlieferungen. Stromkennzeichnung gemäß §42 Energiewirtschaftsgesetz (Stand Oktober 2018 für das Kalenderjahr 2017), DB Energie GmbH. Verfügbar unter https://www.dbenergie.de/resource/blob/1345644/42ad4070b5b03cadd047b6e720217f67/allgemeines_stromkennzeichnung-data.pdf, zuletzt abgerufen am 09.11.2018.
- DB Energie GmbH (2019): Markterkundung Direkteinspeisung Erneuerbare Energien 16,7 Hz, DB Energie GmbH. Verfügbar unter https://bieterportal.noncd.db.de/portal/Disclosure/Details?cryptedId=FUzDIYadcvq1ES93_p-56-iFLIWJdfhb&specialView=False, zuletzt abgerufen am 31.01.2018.
- DB Mobility Logistics AG (2011): Deutsche Bahn und RWE: Milliardenvertrag über Strom aus Wasserkraft. Pressemitteilung vom 25.07.2011. Frankfurt am Main.
- Demarmels, Sascha; Schaffner, Dorothea; Kolberg, Sonja & Janoschka, Anja (2013): Ökostrom oder Naturpower? Handlungsempfehlungen für eine verständliche Marketingkommunikation von Stromprodukten aus erneuerbaren Energien. Luzern: Hochschule Luzern.
- Deutsche Bahn AG (2017): Wo kommt eigentlich der Bahnstrom her?, Deutsche Bahn AG. Verfügbar unter <https://inside.bahn.de/bahnstromnetz/>, zuletzt abgerufen am 28.11.2018.
- Deutsche Bahn AG (2018): Integrierter Bericht 2017, zuletzt abgerufen am 19.02.2019.
- Deutsche Bahn AG (2019): Klimaschutz, Deutsche Bahn AG. Verfügbar unter <https://www.deutschebahn.com/de/nachhaltigkeit/umweltvorreiter/datenfakten/klimaschutz-1183660>, zuletzt abgerufen am 26.02.2019.
- EEX (European Energy Exchange, Hrsg.) (2018): Marktdaten - Strom. Verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data>, zuletzt abgerufen am 03.12.2018.
- Eurostat (2017): SHARES (Renewables). Verfügbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.
- FA Wind (2018): Analyse der 6. Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land, Berlin.

- Figenbaum, Erik & Kolbenstvedt, Marika (2016): Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users. Results from a survey of vehicle owners (TØI rapport 1492/2016). Oslo: Institute of Transport Economics (tøi).
- Frenzel, I.; Jarass, J.; Trommer, S. & Lenz, B. (2015): Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Hrsg.), Berlin.
- GHG Protocol (2015): GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard.
- Gnann, Till; Plötz, Patrick & Haag, Michael (2013): What is the future of public charging infrastructure for electric vehicles? A techno-economic assessment of public charging points for Germany (ecee Summer Study proceedings, Hrsg.). Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI).
- IWES, BBH, IKEM (2011): Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms. Endbericht.
- IZES, Hamburg Institut, imug (2019): Marktanalyse Ökostrom II: Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (Climate Change 29/2019).
- John, René; Bormann, Inka & Rückert-John, Jana (2014): Repräsentativumfrage zum Umweltbewusstsein und Umweltverhalten im Jahr 2012 einschließlich sozialwissenschaftlicher Analysen (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.), Dessau-Roßlau.
- Klobasa, Marian & Sensfuß, Frank (2016): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien in den Jahren 2012 und 2013. Europaweite Modellierung der Substitutionsbeziehungen unter Berücksichtigung des deutschen Stromaußenhandels. Dessau: Umweltbundesamt.
- MOFAIR, NEE, VPI (2017): Wettbewerber-Report Eisenbahn 2017/2018 (Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE), Hrsg.).
- Netztransparenz.de (2018): Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Hrsg.). Verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpremie/Marktwerte>, zuletzt abgerufen am 03.12.2018.
- Öko-Institut (2017): ePowered Fleets Hamburg – Elektromobilität in Flotten. Abschlussbericht der Begleitforschung – Ergebnisse und Handlungsempfehlungen.
- Öko-Institut (2019): THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 ("Politiksznarien IX"). vorläufige Projektergebnisse.
- Pehnt, Martin; Seebach, Dominik; Irrek, Wolfgang & Seifried, Dieter (2009): Umweltnutzen von Ökostrom - Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten. Diskussionspapier, zuletzt abgerufen am 17.07.2017.
- Reichmuth, Matthias (2014): Marktanalyse Ökostrom. Endbericht (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (UBA-Texte 04/2014).
- Schierhorn, Peter-Philipp & Martensen, Nils (2015): Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene (Version 2.1, 21. Juli 2015). Darmstadt: energynautics GmbH.

- Seebach, Dominik & Timpe, Christof (2016). Herausforderungen bei der Anrechnung von erneuerbarem Strombezug in Klimabilanzen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 66 (08), S. 44–48.
- Timpe, Christof; Bracker, Joss; Haller, Markus & Kasten, Peter (2017): Handlungsbedarf und -optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität. Endbericht zum „Wissenschaftlichen Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ (Vergabenummer 16EM2111) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Freiburg / Berlin, zuletzt abgerufen am 13.04.2017.
- Umweltbundesamt (2018): Treibhausgasemissionen von Strom. Empfehlungen zur Öko-Bilanzierung, zuletzt abgerufen am 27.11.2018.
- Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.) (2018): Fünfte Fachtagung des Herkunftsnachweisregisters (HKNR). Tagungsband der Veranstaltung im April 2018.
- Wikipedia (2018): Bahnkraftwerk, Wikipedia. Verfügbar unter <https://de.wikipedia.org/wiki/Bahnkraftwerk>, zuletzt abgerufen am 09.11.2018.