

Bezug von Landstrom durch Schiffe: Bewertung in der Klimabilanzierung

Bericht erstellt im Rahmen des BMUB-Vorhabens
„Klimafreundlicher Verkehr: Umsetzungsstrategien zur
Treibhausminderung des Verkehrs bis 2030 und 2050
im Kontext der Elektrifizierung“

Freiburg,
30. Oktober 2019
(finale Fassung vom
07. August 2020)

Autorinnen und Autoren

Dominik Seebach
Dr. Marion Wingenbach
Sean Healy

Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
Zusammenfassung	7
1. Einleitung	17
2. Analyse und Bewertung eines Strombezugs aus erneuerbaren Energien	18
2.1. Politische und regulatorische Rahmenbedingungen	18
2.2. Bezugsoptionen für erneuerbare Energien	20
2.2.1. Markt für Ökostrom	20
2.2.2. Ökostrommodelle	23
2.2.3. Fördersysteme gewährleisten den Ausbau erneuerbarer Energien	23
2.2.4. Rolle der Ökostromnachfrage für Investitionen in Erzeugung aus erneuerbaren Energien	24
2.2.5. Energiewendennutzen unterschiedlicher Ökostrom-Bezugsoptionen durch einzelne Verbraucher	25
2.2.6. Fazit	26
3. Klimabilanzierungsansätze von Strom	27
3.1. Darstellung unterschiedlicher methodischer Ansätze	27
3.1.1. Ortsbasierter Ansatz	28
3.1.2. Marktbasierter Ansatz	28
3.1.3. Qualifizierter marktbasierter Ansatz	29
3.1.4. Grenzbetrachtung	30
3.2. Wahl eines sinnvollen methodischen Ansatzes zur Klimabilanzierung	31
3.2.1. Akteursspezifische Klimabilanzen	31
3.2.2. Generische Life-Cycle und Product Carbon Footprint Analysen	33
3.2.3. Systemische Bewertung von Technologien	34
4. Analyse und Bewertung des Landstrombezugs in Häfen	34
4.1. Potenzialabschätzung für Landstrombezug und Einsparung von CO₂ Emissionen in deutschen Seehäfen	34
4.2. Klimabilanzierung für Landstrom-Nutzung	39
4.2.1. Einleitung	39
4.2.2. Akteursspezifische Bilanzierung	40
4.2.3. Generische Life Cycle und Product Carbon Footprint Bewertung	43

4.2.4.	Bilanzierung im Rahmen der systemischen Technologiebewertung	43
	Literaturverzeichnis	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU28+NO+IS im Zeitraum 2004 bis 2017	21
Abbildung 2-2:	Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa und der genutzten Mechanismen zur Ausweisung gegenüber Endkunden im Zeitraum 2009 - 2018	22
Abbildung 2-2:	Erlössituation für skandinavische EE-Produzenten im Jahr 2018 (Stand 12/18)	25
Abbildung 3-1:	Unterschiedliche methodische Ansätze zur Klimabilanzierung	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Anwendungsfelder für Klimabilanzen und adäquate Bilanzierungsansätze	10
Tabelle 1-2:	Abgeschätzter jährlicher Stromverbrauch und CO ₂ -Emissionen durch Schiffe in deutschen Seehäfen	12
Tabelle 1-3:	Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (deutscher Durchschnittsmix; Status Quo und Abschätzung für 2030)	13
Tabelle 1-4:	Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (qualifizierte marktbasierende Bilanzierung mit 50 % und 100 % „qualifiziertem“ Windstrom; Status Quo und Abschätzung für 2030)	14
Tabelle 1-5:	Abschätzung der möglichen CO ₂ -Emissionsreduktion aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug bei Erschließungsraten von 100% und 50% für internationalen Schiffsverkehr während der Liegezeit in deutschen Seehäfen.	15
Tabelle 3-1:	Anwendungsfelder für Klimabilanzen und adäquate Bilanzierungsansätze	31
Tabelle 4-1:	Annahmen zur Ermittlung der Schiffsemissionen in deutschen Seehäfen: Anzahl, Motorleistung, Liegezeit und CO ₂ -Emissionsfaktor differenziert nach Schiffstyp	37
Tabelle 4-2:	Abgeschätzter Stromverbrauch und CO ₂ -Emissionen durch Schiffe in deutschen Seehäfen	38
Tabelle 4-3:	Emissionsfaktoren für Stromerzeugung in DE [g/kWh Strom]	40
Tabelle 4-4:	Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (deutscher Durchschnittsmix; Status Quo und Abschätzung für 2030)	41
Tabelle 4-5:	Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (qualifizierte marktbasierende Bilanzierung mit 50 % und 100 % „qualifiziertem“ Windstrom; Status Quo und Abschätzung für 2030)	42
Tabelle 4-6:	Abschätzung der möglichen CO ₂ -Emissionsreduktion aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug bei Erschließungsraten von 100% und 50% für internationalen Schiffsverkehr während der Liegezeit in deutschen Seehäfen.	44

Zusammenfassung

Hintergrund und 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. Dies ist sowohl für eine Klimabilanz auf individueller Akteursebene relevant, aber wird auch als gewichtiger Aspekt bei politischen und regulatorischen Entscheidungen zu bestimmten Technologien oder Stromverbrauchssektoren berücksichtigt.

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. Dabei sollte auch berücksichtigt werden, in welchem Kontext die jeweilige Klimabilanz erstellt wird, und welche Fragestellung damit adressiert wird. Hierbei können vor allem akteurspezifische Klimabilanzen, generische Life-Cycle- und PCF-Analysen sowie die systemische Bewertung von Technologien für politisch-gesellschaftlich relevante Pfadentscheidungen unterschieden werden.

Im Rahmen der allgemeinen Klimaschutzbemühungen wurde auch die Landstromnutzung als sinnvolle Maßnahme öffentlich diskutiert, beispielsweise im Zuge des Klimapakets der Bundesregierung. In diesem Bericht soll der Frage nachgegangen werden, welchen Beitrag Landstromnutzung – jenseits der positiven Auswirkungen hinsichtlich der lokalen Schadstoffbelastung in Hafenstädten - zum Klimaschutz leisten kann und insbesondere, wie in diesem Kontext der Bezug von Landstrom aus erneuerbaren Energiequellen in Klimabilanzen berücksichtigt werden kann. Für diesen Zweck gibt der Bericht eine allgemeine Übersicht über den Markt für Strom aus Erneuerbaren Energien und erläutert die Klimaschutzwirkung der Nachfrage nach EE-Strom. Bestehende Ansätze zur Berücksichtigung von Strom in der Klimabilanzierung werden vorgestellt, und vor dem Hintergrund ihrer Aussagekraft für verschiedene Fragestellungen bei Klimabilanzen analysiert. Auf dieser Basis wird eine Empfehlung für die Berücksichtigung von Strom in Klimabilanzen mit unterschiedlichen Fragestellungen vorgestellt. Mit konkretem Blick auf Landstromnutzung der internationalen Schifffahrt erfolgt eine Potenzialabschätzung zur Emissionsminderung in deutschen Seehäfen, und eine konkrete Anwendung der erarbeiteten Bilanzierungsempfehlungen für den Anwendungsfall Landstrom. Die nationale Binnenschifffahrt wird in dieser Potenzialabschätzung nicht berücksichtigt.

Dieser Bericht wurde im Rahmen des BMUB-Vorhabens „Klimafreundlicher Verkehr: Umsetzungsstrategien zur Treibhausminderung des Verkehrs bis 2030 und 2050 im Kontext der Elektrifizierung“ erstellt. Die Ausarbeitung der allgemeinen Hintergrundanalysen und Methoden basiert hierbei zu weiten Teilen auf dem durch das Öko-Institut erstellten Bericht „Strombilanzierung im Verkehrssektor“, welcher als Teilbericht des UBA-Vorhabens „Ökologische Bewertung von Verkehrsarten“ (FKZ 3716 58 106 01060) als UBA-Text 134/2019 veröffentlicht wurde.

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 können) 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. Aufbauend auf einer zuverlässigen Zuordnung von Erzeugungsqualitäten zum Ausschluss einer Doppelzählung der Erzeugungsqualitäten können für einen solchen Beitrag beispielhaft die folgenden Ambitionsniveaus angenommen werden, welche als relevante Referenzen sinnvoll erscheinen:

- 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
 - Hierdurch findet in erster Linie eine Verlagerung der Kosten für den EE-Ausbau von bestehenden Fördersystemen auf einzelne Verbraucher statt.
 - Ein Energiewendennutzen 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.
 - 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
 - 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.
 - 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. Beim *marktbasierter Bilanzierungsansatz* wird der Strombezug ausschließlich aus der Akteursperspektive des Stromverbrauchers betrachtet. Als Grundlage der Bilanzierung dienen dabei die individuellen Strombezugsverträge des Verbrauchers. Aufgrund des fehlenden Zusammenhangs zwischen den zugeordneten Erzeugungsqualitäten und der Wirkung des Strombezugs gibt die undifferenzierte Anwendung der marktbasierter 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). Sowohl die Anwendung eines rein ortsbasierten Ansatzes als auch die eines rein marktbasierter Ansatzes haben somit beide systematische Nachteile bei der Anwendung, zumindest für aktorenspezifische Klimabilanzen. Ein möglicher Lösungsansatz hierfür ist eine *qualifizierte marktbasierter Berücksichtigung* von Ökostrom, sofern dieser bestimmten definierten Zusätzlichkeitskriterien entspricht. Dementsprechend kann Ökostrom nach dem marktbasierter Ansatz berücksichtigt werden, welcher sich hierfür „qualifiziert“, indem er einerseits ausreichend ambitionierten ökologischen Kriterien entspricht, und andererseits auch im Rahmen einer Klimabilanz zuordenbar und quantifizierbar ist.¹ In Ergänzung zum ortsbasierten und zum marktbasierter Ansatz kann außerdem 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 strombasierter 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.

In Bezug auf die Emissionsbilanzierung von Stromverbräuchen ist festzustellen, dass diese in sehr unterschiedlichen Anwendungskontexten notwendig ist. Zu den möglichen Anwendungsbereichen gehören neben aktorenspezifischen Betrachtungen insbesondere generische Life-Cycle-Analysen und systemische Bewertungen von Technologien (z.B. Einsatz strombasierter Kraftstoffe). Die

¹ Da Qualitätsmerkmale unabhängig vom gelieferten Strom wie bspw. allgemeine Energiewendeaktivitäten des Stromanbieters oder EE-Förderung über Fondslösungen methodisch als Kompensationsmaßnahmen zu bewerten sind, und kaum quantitativ zu fassen sind, werden diese im vorgestellten Klimabilanzierungsansatz nicht berücksichtigt.

adäquate Bilanzierungsmethodik ist dabei vom konkreten Anwendungsfall abhängig. Tabelle 1-1 stellt die unterschiedlichen Anwendungsfelder und die entsprechenden Empfehlungen für adäquate Bilanzierungsansätze dar.

Tabelle 1-1: Anwendungsfelder für Klimabilanzen und adäquate Bilanzierungsansätze

	Ortsbasierte Bilanzierung	Marktbasierte Bilanzierung	Qualifizierte marktbasierende Bilanzierung	Grenzbetrachtung / Marginalbetrachtung
Akteursspezifische Klimabilanzen	x	(x) ¹	x	
Generische Life-Cycle und PCF-Analysen	x			
Systemische Bewertung von Technologien	(x) ²			x

¹ = wenn notwendig als Ergänzung im Rahmen einer differenzierten Bilanzierung

² = für geringe Stromverbrauchsmengen

Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

Eine aktEURSSpezifische Bilanzierung ist für bestimmte Anwendungskontexte anwendbar, in denen ein einzelner Akteur die Auswirkungen seines individuellen Handelns bewerten und darstellen möchte. Hierfür kann es angemessen sein, dass spezifische Informationen über den individuellen Strombezug oder zu Eigenstromverbrauch genutzt werden, und diesbezügliche Daten dementsprechend vorliegen müssen. Im Falle von aktEURSSpezifischen Klimabilanzen wird für die Bewertung eines Netzstrombezugs als Basisansatz eine **ortsbasierte Bilanzierung** auf Basis des nationalen Durchschnittsmix empfohlen, für Stromverbrauch in Deutschland dementsprechend der deutsche Erzeugungsmix. Ergänzend hierzu wird eine *qualifizierte marktbasierende Bilanzierung* empfohlen, welche im Ergebnis auch positive Systemeffekte berücksichtigt, die sich aus dem individuellen Ökostrombezug des Akteurs ergeben. Als Grundlage dient zunächst auch hier wieder der nationale durchschnittliche Mix (Aufkommens- bzw. Erzeugungsmix, siehe oben), sowie die hierfür anzulegenden Emissionsfaktoren. Eine individuelle Anrechnung von erneuerbaren Energien erfolgt hier nur bei Strombezugsoptionen, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen auch eine eindeutig zuzuordnende positive Wirkung auf die CO₂-Emissionen besitzen. Im Vergleich zu einer undifferenzierten marktbasierenden Bilanzierung wird durch diese Methode sichergestellt, dass Aussagen hinsichtlich der Klimafreundlichkeit (also die Klimabilanz) konsistent sind mit dem tatsächlichen Handeln des bilanzierten Akteurs in seinem jeweiligen Umfeld, und dabei zumindest grob auch ein klimafreundlicher Strombezug als Klimaschutzmaßnahme mit berücksichtigt werden kann.

Bei generischen Bilanzierungen von Produkten können keine Eigenschaften eines spezifischen Strombezugs (z.B. Ökostrombezug) berücksichtigt werden, da sich die Bilanzierung nicht auf einen individuellen Verbraucher bezieht. Eine marktbasierende Bilanzierung ist daher nicht möglich. Somit ist

die Anwendung einer *ortsbasierten Bilanzierung* auf Basis des nationalen Durchschnittsmix sinnvoll, da sie die Effekte des Stromverbrauchs im jeweiligen Stromsystem näherungsweise gut darstellt. Für Bilanzierungen von Stromverbräuchen, die in unterschiedlichen nationalen Stromsystemen erfolgen, kann eine größere geographische Bezugsgröße (z.B. skandinavischer Raum) sinnvoll sein, um den Bilanzierungsaufwand zu reduzieren und einen ersten groben Überblick über die Emissionseffekte zu erhalten. Dabei sollte jedoch keine Zusammenfassung von sehr heterogenen Stromsystemen zu einer Bezugsgröße (z.B. EU-28) erfolgen, da hierbei starke Abweichungen zu den realen Systemeffekten in nationalen Stromsystemen auftreten.

Für die Bewertung von Technologien, die aufgrund einer hohen Stromnachfrage die Erzeugungsstruktur eines Stromsystems zukünftig signifikant beeinflussen werden, sind *Marginalbetrachtungen* auf Basis modellgestützter Analysen sinnvoll. Zum einen berücksichtigt diese Betrachtung die Effekte spezifischer Verbrauchsmuster (insbesondere Zeitpunkt und Ort des Verbrauchs) und ermöglicht somit die Bewertung verschiedener Einsatzmöglichkeiten von Technologien (z.B. Vergleich von Smart-Charging-Strategien von E-Fahrzeugen). Zum anderen ordnet die Marginalbetrachtung die Effekte des Stromverbrauchs nur dem neuen Verbraucher zu und verhindert somit, dass der neue Verbraucher die Emissionsbilanz anderer Verbraucher beeinflusst (z.B. durch Emissionssteigerungen des durchschnittlichen Strommix). Im Falle von niedrigen Strombedarfen von Technologien ist bei der Bewertung auch eine ortsbasierte Bilanzierung angemessen, da die spezifische Veränderung der Stromerzeugung und Beeinträchtigung anderer Verbraucher vernachlässigt werden können.

Insgesamt wird somit deutlich, dass die Wahl der Bilanzierungsmethodik immer stark das Ergebnis der Klimabilanz beeinflusst. Je nach Fragestellung, welche durch die Aussagen der Klimabilanz unterstützt werden soll, können unterschiedliche Methoden angemessen und zielführend sein. Somit ist auch stets wichtig, mit der Klimabilanz selbst zu klären und zu kommunizieren, nach welchem Bilanzierungsansatz sie erstellt wurde. Insbesondere für den Fall akteurspezifischer Klimabilanzen ist darüber hinaus für eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse ausschlaggebend, dass national und international möglichst klare Konventionen für die Anrechenbarkeit von Ökostrom im Rahmen einer qualifizierten marktbasierenden Bilanzierung vereinbart werden.

Analyse und Bewertung des Landstrombezugs in deutschen Seehäfen

Vor der detaillierten Diskussion einer Potenzialabschätzung für die Einsparung von CO₂-Emissionen durch Landstrombezug ist es wichtig herauszustellen, dass der Bezug von Landstrom vor allem für die Reduktion lokaler Stickstoffoxide (NO_x), Schwefeloxide (SO_x) und Feinstaub eine bedeutende Rolle spielt. Dementsprechend liegt ein entscheidender Vorteil eines Landstrombezugs in jedem Fall auf lokalen Emissionsreduktionen. Aus globaler Sicht im Sinne des Klimaschutzes spielt der Landstrombezug von Schiffen in Häfen nur eine vergleichsweise geringe Rolle. Die CO₂-Emissionen des Schiffsverkehrs liegen für die Hafenzzeit bspw. global bei nur rund 2 % der gesamt anfallenden Schiffsverkehrsemissionen. Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 umfasst explizit auch Maßnahmen zur verstärkten Nutzung von Landstrom. Dies beinhaltet eine Senkung von Umlagen auf Landstrom sowie eine Initiative zur EU-weiten Einführung einer Landstrompflicht, bei Binnenhäfen wird eine nationale Regelung geprüft.² Auf Basis verfügbarer Daten und eigener Berechnungen ergeben sich abgeschätzte Stromverbräuche in deutschen Seehäfen durch den internationalen Schiffsverkehr wie in Tabelle 1-2 für verschiedene Schiffstypen abgeschätzt.

² Siehe Maßnahme 3.4.3.7: Modernisierung der Binnenschifffahrt und Nutzung von Landstrom in Häfen

Tabelle 1-2: Abgeschätzter jährlicher Stromverbrauch und CO₂-Emissionen durch Schiffe in deutschen Seehäfen

Schiffstyp	Abgeschätzter Hafen-Stromverbrauch in Deutschland (GWh/a)	Abgeschätzte Hafenemissionen in Deutschland (kt CO ₂ /a)	
		Marinediesel	Schweröl
Tanker	123	80	90
Trockengutfrachter	84	60	60
Containerschiffe	191	130	140
Frachtschiffe allgemein	678	470	490
Passagierschiffe	213	150	150
Kreuzfahrtschiffe	44	35	35
Gesamt	1.334	925	965

Quelle: eigene Berechnung Öko-Institut e.V. basierend auf Eurostat (2019a), EEA (2019), ARB (2008).

Auf Basis der dargestellten Abschätzungen ergibt sich durch Aufsummierung der CO₂-Emissionen aller Schiffstypen ein maximales theoretisches Einsparpotenzial von lokalen CO₂-Emissionen durch einen Landstrombezug in Höhe von 925 kt CO₂ (bei ausschließlicher Nutzung von Marinediesel), bzw. 965 kt CO₂ (bei einer 100 prozentigen Nutzung von Schweröl als Brennstoff). Unter Berücksichtigung möglicher Erschließungsraten verringert sich dieses theoretische Einsparpotenzial. Mit angenommenen Erschließungsraten von 60 % bei Kreuzfahrtschiffen, 25 % bei Tanker, Trockengutfrachter, Frachtschiffen allgemein und Passagierschiffen und 5 % bei Containerschiffen ergibt sich ein Potenzial zur Reduktion lokaler CO₂-Emissionen durch Landstromnutzung in Höhe von rund 225 kt CO₂. Selbstverständlich sind in der Gesamtbilanz dann die durch die jeweilige netzgebundene Stromerzeugung verursachten Emissionen hier gegenzurechnen.

Im Rahmen einer ortsbasierten Bilanzierung auf Grundlage des durchschnittlichen deutschen Erzeugungsmix ergeben sich unter Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom strombedingte Emissionen je Hafenanfahrt in Deutschland wie in Tabelle 1-3 dargestellt. Diese Werte sollten als Grundlage für Klimabilanzen auf Akteursbasis sowie zur allgemeinen Bewertung von Landstrom als Technologieoption genutzt werden. Die Reduktion der Emissionen vom aktuellen Status Quo bis hin zum Jahr 2030 beruht dabei auf der allgemeinen Änderung der Erzeugungsstruktur in Deutschland und steigenden Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung.

Tabelle 1-3: Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (deutscher Durchschnittsmix; Status Quo und Abschätzung für 2030)

	Tanker	Trockengutfrachter	Containerschiffe	Frachtschiffe allgemein	Passagierschiffe	Kreuzfahrtschiffe	
Stromverbrauch je Hafenanfahrt (MWh)	44,8	27,4	20,8	9,2	9,1	80,0	
Status Quo	Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	21,6	13,2	10,1	4,4	4,4	38,6
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	21,9	13,4	10,2	4,5	4,5	39,1
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	23,0	14,1	10,7	4,7	4,7	41,1
2030	Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	13,4	8,2	6,2	2,7	2,7	23,9
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	10,7	6,6	5,0	2,2	2,2	19,1
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	11,5	7,0	5,3	2,3	2,3	20,5

Quellen: Eigene Berechnungen; Stromverbrauch basierend auf Eurostat, 2019a, EEA, 2019, S. 19-29, ARB, 2008, S. 22; Interreg (2018); Emissionen basierend auf UBA (2019d), UBA (2019e)

„Status Quo“ bezieht sich je nach verfügbaren Daten auf 2017 (direkte CO₂-Emissionen) oder auf 2015 (Emissionen inkl. Vorketten)

Für Klimabilanzen auf Akteursbasis kann außerdem ein individueller Ökostrombezug berücksichtigt werden, wenn dieser Ökostrom sich anhand von ausreichend anspruchsvollen Zusätzlichkeitskriterien hierfür qualifiziert („qualifizierte marktbasierende Bilanzierung“). Tabelle 1-4 zeigt eine Abschätzung für die so ermittelten strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in Deutschland unter Annahme eines Anteils von 50% sowie von 100% „qualifiziertem“ Windstrom.

Tabelle 1-4: Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (qualifizierte marktbasierende Bilanzierung mit 50 % und 100 % „qualifiziertem“ Windstrom; Status Quo und Abschätzung für 2030)

	Tanker	Trockengutfrachter	Containerschiff	Frachtschiff allgemein	Passagierschiff	Kreuzfahrtschiff
Stromverbrauch je Hafenanfahrt (MWh)	44,8	27,4	20,8	9,2	9,1	80,0
50% / Status Quo ¹⁾						
Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	10,8	6,6	5,0	2,2	2,2	19,3
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	11,0	6,8	5,1	2,3	2,3	19,7
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	11,6	7,1	5,4	2,4	2,4	20,8
50% / 2030						
Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	6,7	4,1	3,1	1,4	1,4	11,9
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	5,5	3,3	2,5	1,1	1,1	9,8
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	5,9	3,6	2,7	1,2	1,2	10,5
100% ²⁾						
Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5

Quellen: Eigene Berechnungen; Stromverbrauch basierend auf Eurostat (2019a), EEA (2019) ARB (2008); interreg (2018). Emissionen basierend auf BNetzA (2018), Agora Energiewende (2018), UBA (2018a), UBA (2019b), 50Hertz Transmission et al. (2019), UBA (2019c), UBA (2019d), UBA (2019e)

1) „Status Quo“ bezieht sich für den deutschen Durchschnittsmix je nach verfügbaren Daten auf 2017 (direkte CO₂-Emissionen) oder auf 2015 (Emissionen inkl. Vorketten)

2) Für Strom aus Windkraft wurden für den Status Quo (2020) sowie für das Jahr 2030 basierend auf den verfügbaren Daten identische Werte angenommen (UBA, 2019d), (UBA, 2019e)

Im Rahmen einer Technologiebewertung kann bei Annahme des durchschnittlichen Emissionsfaktors für Deutschland ein maximales CO₂-Reduktionspotenzial für Deutschland in Höhe von aktuell 297 kt CO₂/a bzw. 32 % aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug angenommen werden. Für das Jahr 2030 kann ein maximales CO₂-Reduktionspotenzial in Höhe von 542 kt CO₂/a bzw. 58 % im Vergleich zu den direkten Emissionen durch schiffseigene Stromerzeugung angenommen werden. Hinzu kommt ggf. ein zusätzlicher Landstrombezug, sofern dieser auch genutzt wird, um schiffseigene Batterien oder sonstige Stromspeicher für die Stromversorgung auf See abzudecken.

Tabelle 1-5: Abschätzung der möglichen CO₂-Emissionsreduktion aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug bei Erschließungsraten von 100% und 50% für internationalen Schiffsverkehr während der Liegezeit in deutschen Seehäfen.

	Status Quo ¹⁾	2030
Hafen-Stromverbrauch (DE) [GWh/a]	1.333	
Direkte Emissionen durch Eigenerzeugung (je 50 % Marinediesel und Schweröl) [kt CO ₂ /a]	945	
Emissionen durch vollständigen / 50%-igen Landstrombezug (nur direkte CO ₂ -Emissionen) [kt CO ₂ /a]	643 / 322	398 / 199
Absolute CO ₂ -Emissionsminderung [kt CO ₂ /a]	302 / 151	547 / 274
Relative CO ₂ -Emissionsminderung	32 % / 16 %	58 % / 29 %

Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut, basierend auf Eurostat (2019a), EEA (2019), ARB (2008).BNetzA (2018), Agora Energiewende (2018), UBA (2018a), 50 Hertz et al. (2019)

1) Basierend auf dem angelegten Emissionsfaktor bezieht sich der Status Quo auf das Jahr 2017.

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.

Im Rahmen der allgemeinen Klimaschutzbemühungen wurde auch die Landstromnutzung als sinnvolle Maßnahme öffentlich diskutiert, beispielsweise im Zuge des Klimapakets der Bundesregierung (BReg, 2019). In diesem Bericht soll der Frage nachgegangen werden, welchen Beitrag Landstromnutzung – jenseits der positiven Auswirkungen auf die lokale Schadstoffbelastung in Hafenstädten – zum Klimaschutz leisten kann und insbesondere, wie in diesem Kontext der Bezug von Landstrom aus erneuerbaren Energiequellen in Klimabilanzen berücksichtigt werden kann. Für diesen Zweck gibt der Bericht eine allgemeine Übersicht über den Markt für Strom aus Erneuerbaren Energien und erläutert die Klimaschutzwirkung der Nachfrage nach EE-Strom. Bestehende Ansätze zur Berücksichtigung von Strom in der Klimabilanzierung werden vorgestellt, und vor dem Hintergrund ihrer Aussagekraft für verschiedene Fragestellungen bei Klimabilanzen analysiert. Auf dieser Basis wird eine Empfehlung für die Berücksichtigung von Strom in Klimabilanzen mit unterschiedlichen Fragestellungen vorgestellt. Mit konkretem Blick auf Landstromnutzung der internationalen Schifffahrt erfolgt eine Potenzialabschätzung zur Emissionsminderung in deutschen Seehäfen, und eine konkrete Anwendung der erarbeiteten Bilanzierungsempfehlungen für den Anwendungsfall Landstrom. Die nationale Binnenschifffahrt wird in dieser Potenzialabschätzung nicht berücksichtigt.

Dieser Bericht wurde im Rahmen des BMUB-Vorhabens „Klimafreundlicher Verkehr: Umsetzungsstrategien zur Treibhausminderung des Verkehrs bis 2030 und 2050 im Kontext der Elektrifizierung“ erstellt. Die Ausarbeitung der allgemeinen Hintergrundanalysen und Methoden basiert hierbei zu weiten Teilen auf dem durch das Öko-Institut erstellten Bericht „Strombilanzierung im Verkehrssektor“, welcher als Teilbericht des UBA-Vorhabens „Ökologische Bewertung von Verkehrsarten“ (FKZ 3716 58 106 01060) als UBA-Text 134/2019 veröffentlicht wurde (Bracker & Seebach, 2019).

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 einzelner Verbraucher oder Verbrauchssektoren 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 (Zweck und Ziel des Gesetzes nach §1 EEG). 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 in Deutschland, die durch gewerbliche oder private Verbraucher zur Eigenerzeugung von EE-Strom betrieben werden, zur Erreichung des Ausbauziels bei. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass es für Anbieter anspruchsvoller Ökostromprodukte, für EE-Stromerzeuger und für institutionelle oder private Verbraucher und Prosumer bestenfalls möglich ist, einen Beitrag zum EEG-Ziel zu leisten und damit den EEG-Mechanismus zu entlasten. Es ist in diesem Regulierungsregime aber nicht möglich, einen über das im EEG definierte Ziel hinausgehenden EE-Ausbau in Deutschland herbei zu führen. In der Praxis gilt dies (unter der Annahme, dass die Ausschreibungsmengen vollständig bezuschlagt und realisiert werden) allerdings nur, wenn im Rahmen der Festlegung der Ausschreibungsmengen die entsprechenden zugebauten Anlagen konkret vom Ausschreibungsvolumen abgezogen werden. Außerdem führen erhöhte Strombedarfe durch neue Stromverbraucher (z. B. Elektrofahrzeuge, PtX-Technologien oder auch Landstromnutzung von Schiffen) 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 bzw. Art. 18 (6) i.V.m. Anhang I Ziff. 5, EU-Binnenmarktrichtlinie 2019/944; sowie § 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 unten). 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 Stromerzeugungseigenschaften 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 im Zeitraum November 2018 bis Oktober 2019 der EEG-Anteil 52,9% 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).³ Für erneuerbare Energien werden demnach 0 gCO₂/kWh ausgewiesen.⁴

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 marktbasierende 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).

³ Dies entspricht den Empfehlungen des Leitfadens „Stromkennzeichnung“ des BDEW (BDEW, 2018).

⁴ Die CO₂-Emissionen aus biogenen Quellen (z.B. Biogas) werden im Rahmen der Stromkennzeichnung vernachlässigt.

Abdeckung durch übergeordnetes Emissionsregime

Je nach Betrachtungsrahmen ist für die Diskussion der Emissionsminderungspotenziale durch einen Energieträgerwechsel und Sektorenkopplung auch relevant, inwiefern die zu vergleichenden Optionen unterschiedlichen übergeordneten Regulierungsregimes unterliegen. Im Fall der Stromerzeugung im öffentlichen Netz sind die entsprechenden Mengen durch den europäischen Emissionshandel und ggf. nationale Zielstellungen mit abgedeckt.

Im Fall des internationalen Schiffsverkehrs und der hier anfallenden Eigenstromerzeugung an Bord der Schiffe besteht kein analoger Regulierungsrahmen. Somit ist (unabhängig von der praktischen Wirksamkeit des Caps im Emissionshandel) zumindest sichergestellt, dass kein „Leakage“ von Emissionen aus einem regulierten in einen nicht regulierten Bereich verschoben wird. Vielmehr werden Emissionen aus dem internationalen Schiffsverkehr in das deutsche Emissionsinventar verlagert und durch diesbezügliche Regelungen und Zielvorgaben grundsätzlich mit abgedeckt.

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.

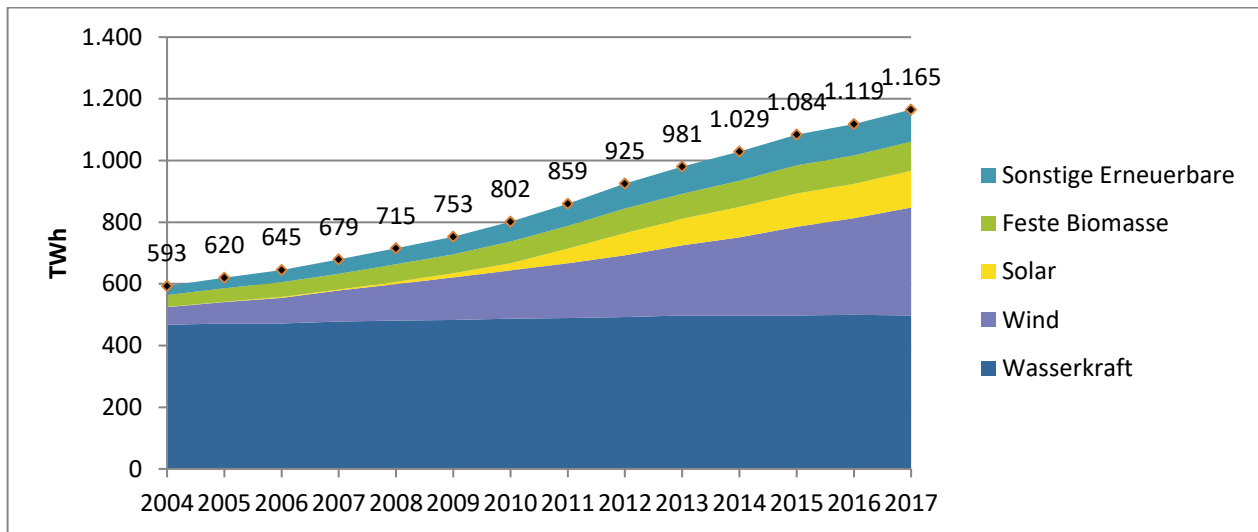
2.2.1. Markt für Ökostrom

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 2018 wurden in Europa Herkunftsnachweise für 540 TWh erneuerbare Energien genutzt, dies entspricht ca. 15 % des gesamten europäischen Strombedarfs und 45 % der europäischen EE-Stromerzeugung (AIB, 2018). In Deutschland wurden 2018 Herkunftsnachweise für 99,9 TWh genutzt (UBA, 2019f), dies stellt ca. 19 % des deutschen Strombedarfs dar.⁵

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 2-1). 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.

⁵ Basierend auf einem vorläufig geschätzten Nettostromverbrauch 2018 in Deutschland i.H.v. 524 TWh.

Abbildung 2-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU28+NO+IS im Zeitraum 2004 bis 2017



Quelle: Eurostat, 2019b, 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.⁶ So stand im Jahr 2017 den 640 TWh genutzter Herkunftsnachweise⁷ (RECS & VaasaETT, 2019) eine EE-Erzeugung in der EU (inkl. Norwegen und Island) von ca. 1.165 TWh EE-Strom gegenüber. Zwar wird ein Teil der EE-Erzeugung, welche nicht in Form von Herkunftsnachweisen bilanziert wird, durch weitere Allokationsmechanismen wie bspw. dem deutschen EEG bestimmten Endverbrauchern zugeordnet, aber eine Strommenge in der Größenordnung von ca. 200 TWh ist grundsätzlich noch unberücksichtigt und für die Ausstellung und Nutzung von Herkunftsnachweisen verfügbar (siehe auch Abbildung 2-2).

⁶ Empirische Untersuchungen zur Rolle der Stromkennzeichnung für Verbraucherentscheidungen siehe Demarmels et al., 2013, John et al., 2014 und Ofgem, 2014.

⁷ Davon 486 TWh EECS-Herkunftsnachweise (AIB, 2019), der Rest Herkunftsnachweise aus rein nationalen HKN-Systemen.

Abbildung 2-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa und der genutzten Mechanismen zur Ausweisung gegenüber Endkunden im Zeitraum 2009 - 2018



Quelle: RECS und VaasaETT (2019) (Daten basieren nach Angaben der Autoren auf ENTSO-E Monthly Domestic Values und AIB Market Information – Annual Statistics, und umfassen die folgenden Länder: EU28 ohne Malta, sowie Island, Norwegen, Serbien und die Schweiz)

Selbst bei den tatsächlich genutzten Herkunftsnachweisen kann davon ausgegangen werden, dass diese zu einem großen Teil nicht aktiv durch Verbraucher nachgefragt wurden, sondern diesen im Rahmen der verpflichtenden Stromkennzeichnung auch ohne konkrete Nachfrage durch ihre jeweiligen Versorger zugeordnet wurden. 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, 2018b). 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.

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 durch verschiedene Autoren 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.

2.2.2. 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 Händlermodell, das Fondsmodell, und das Initiierungsmodell, sowie, als besondere Variante des Händlermodells, so genannte Power Purchasing Agreements (PPAs).

2.2.3. 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 dann gelten, wenn sie ohne die spezifische Verbrauchernachfrage nach solchem Strom nicht erzeugt worden wäre. Analog kann auch eine unternehmerische Entscheidung durch einen Anlagenbetreiber oder Ökostromlieferanten berücksichtigt werden, welche statt einer rein ökonomischen Optimierung im gegebenen Rahmen eine ökologische und energiewendefreundliche Stromerzeugung befördert (und der Entscheidungsträger ggf. dafür erhöhte Risiken eingeht, auf Gewinnmarge verzichtet oder zumindest in der Erwartung einer unsicheren zukünftigen spezifischen Verbrauchernachfrage in Vorleistung geht). Wie oben dargestellt gewährleisten in der Regel bisher und auch in der näheren Zukunft 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

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, 2018b).

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 deutsche EE-Erzeugung auf die EEG-Ziele angerechnet (siehe Kapitel 2.1). Dies bedeutet, dass es Ökostromanbietern und EE-Anlagenbetreibern bestenfalls möglich ist, einen Beitrag zum EEG-Ziel zu leisten und damit den EEG-Mechanismus zu entlasten. Es ist in diesem Regulierungsregime aber nicht möglich, einen über das in §1 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. 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.

Bei der Errichtung und dem Betrieb von EE-Anlagen in Deutschland, die ohne Zuschlag im Rahmen der EEG-Ausschreibungen und somit auch ohne EEG-Förderung realisiert werden, ist zumindest 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 & BKartA, 2019, S. 23), 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-Aubaus und der diesbezüglichen Übernahme der Ausbaurkosten zu den jeweiligen Akteuren gerechtfertigt.

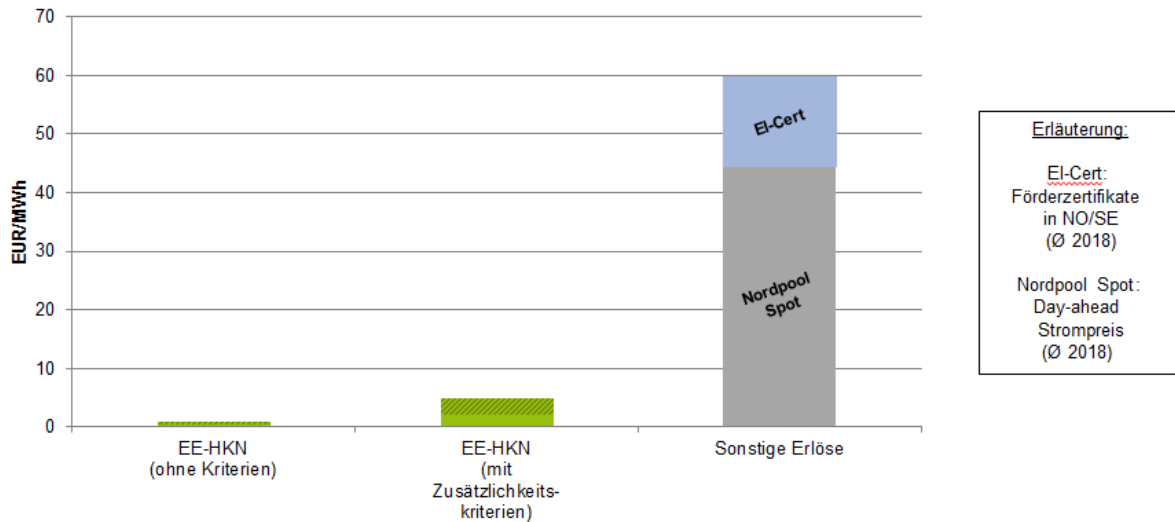
2.2.4. Rolle der Ökostromnachfrage für Investitionen in Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Für die Bewertung eines Ökostrombezugs ist dessen Wirkung auf die Schaffung von zusätzlicher EE-Erzeugung bzw. Investitionen in neue EE-Anlagen ausschlaggebend. Ein Großteil der in Deutschland für die Lieferung von Ökostromprodukten genutzten Herkunftsnachweise wird aus Norwegen und Schweden importiert (Gesamt-Netto-Importe 2017 und 2018 aus ausländischen Registern nach DE: 79,5 TWh/a (AIB, 2019); Gesamt-Entwertung von HKN für die Stromkennzeichnung des Jahres 2017: 95,6 TWh, davon 47,2 % aus Norwegen, 5,9 % aus Schweden, 13,7 % aus Deutschland (UBA, 2019a, S. 201)). Abbildung 2-2 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 EI-Certs, Zertifikate zur Erfüllung einer EE-Quotenverpflichtung) marginal sind – auch bei teureren Herkunftsnachweisen aus Neuanlagen.⁹ Auch bei Anlagen in Deutschland liegt das Niveau der Förderhöhen für EE-Neuanlagen sogar deutlich über den Erlösmöglichkeiten aus dem HKN-Markt. Bei den Ausschreibungen für Windenergie (onshore) 2018 lagen die durchschnittlichen gewichteten Zuschlagspreise zwischen 47,3 und 62,6 EUR/MWh (BNetzA & BKartA, 2019, S. 91). Der

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.

durchschnittliche Marktwert im Jahr 2018 betrug 37,15 EUR/MWh (Netztransparenz.de, 2018). Hieraus lässt sich eine Förderhöhe für Wind an Land in Höhe von 10-25 EUR/MWh ableiten.

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



Quelle: UBA, 2018b, 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.

2.2.5. Energiewendennutzen 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.¹⁰

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:
 - c. 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
 - Hierdurch findet in erster Linie eine Verlagerung der Kosten für den EE-Ausbau von bestehenden Fördersystemen auf einzelne Verbraucher statt.
 - Ein Energiewendennutzen 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.
 - 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.
 - d. Höheres Ambitionsniveau: Beitrag zum zusätzlichen EE-Ausbau oder der verstärkten EE-Nutzung durch bessere Systemintegration
 - 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.
 - 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.

2.2.6. Fazit

Die Analyse hat gezeigt, dass eine präzise Bestimmung der systemweiten Ausbawirkung sowie der CO₂-Minderungseffekte eines individuell spezifizierten Ökostrombezugs eines einzelnen Verbrauchers oder einer Verbrauchergruppe 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.

3. Klimabilanzierungsansätze von Strom

3.1. Darstellung unterschiedlicher methodischer Ansätze

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 marktbasierter Ansatz ergeben (siehe Abbildung 3-1 sowie Beschreibung 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.¹¹

Abbildung 3-1: Unterschiedliche methodische Ansätze zur Klimabilanzierung



Quelle: Eigene Darstellung

¹¹ Siehe hierzu bspw. Pehnt et al. (2009)

3.1.1. 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 Klimabilanzen für 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 marktbasierter 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.

3.1.2. Marktbasierter Ansatz

Beim marktbasierter 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 marktbasierende 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 marktbasierenden Bilanzierung ist, dass sie den Akteuren einen großen Handlungsspielraum gibt, um durch eine individuelle Gestaltung ihres Strombezugs die eigene Klimabilanz zu beeinflussen. 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 marktbasierende 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 marktbasierenden 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 im Normalfall nicht 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).

3.1.3. Qualifizierter marktbasierter Ansatz

Sowohl die Anwendung eines rein ortsbasierten Ansatzes als auch die eines rein marktbasierten Ansatzes haben beide systematische Nachteile bei der Anwendung für akteursspezifische Klimabilanzen. Beide Ansätze werden nicht der grundsätzlichen Möglichkeit gerecht, dass ein Akteur sich gezielt für einen ökologisch hochwertigen Ökostrombezug entscheiden kann, der grundsätzlich ähnlich positiv zu werten wäre wie eine Energie-Effizienz- oder Einsparmaßnahme.

Ein möglicher Lösungsansatz hierfür ist eine qualifizierte marktbasierende Berücksichtigung von Ökostrom, sofern dieser bestimmten definierten Zusätzlichkeitskriterien entspricht (siehe bspw. Pehnt et al. (2009)). Dementsprechend kann Ökostrom nach dem marktbasierten Ansatz

berücksichtigt werden, welcher sich hierfür „qualifiziert“, indem er einerseits ausreichend ambitionierten ökologischen Kriterien entspricht, und andererseits auch im Rahmen einer Klimabilanz zuordenbar und quantifizierbar ist.¹² Als Grundlage dient zunächst auch hier wieder der nationale durchschnittliche Mix (Aufkommens- bzw. Erzeugungsmix, siehe oben), sowie die hierfür anzulegenden Emissionsfaktoren. Welche ökologischen Kriterien als ausreichend ambitioniert betrachtet werden, ist letzten Endes eine Frage von Konventionen und muss – in Ermangelung einer standardisierten und allgemeinen Vorgabe – für den jeweils vorliegenden Fall dargestellt werden. Eine allgemeine Übersicht über verschiedene anzulegende Ambitionsniveaus ist in Kapitel 2.2.5 gegeben.

Eine solche positive Anerkennung der Lieferung aus einzelnen Anlagen im öffentlichen Netz sollte zeitlich befristet sein, um neue Anreize zum kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren zu setzen (z.B. auf das Ende des technologie-spezifischen Abschreibungszeitraums). Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass diese Anlagen ebenfalls in großem Umfang im allgemeinen Erzeugungsmix erfasst sind und somit in gewissem Umfang eine Doppelzählung dieser Attribute stattfindet.

3.1.4. Grenzbetrachtung

Bei einer Grenzbetrachtung (auch: Marginalbetrachtung oder Consequential Approach) wird einem Stromverbrauch die Veränderung der Stromerzeugung zugeordnet, die sich durch den zusätzlichen Verbrauch ergeben. Die Bilanzierung auf Basis von Durchschnittswerten für ein bestimmtes Stromsystem führt dazu, 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. Das kann gewünscht sein, aber bei der Frage „zusätzlicher Verbraucher“ eben auch nachteilig.

Somit kann die ortsbasierte Bilanzierung eines spezifischen Stromverbrauchs gleichzeitig zu einer Emissionssteigerung aller sonstigen 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-Emissionsfaktor 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*X TWh, für die Gaskraftwerke zugebaut oder zusätzlich ausgelastet werden müssten. Dies spricht nicht grundsätzlich gegen Grenzbetrachtung, zeigt aber die methodische Komplexität.

¹² Da Qualitätsmerkmale unabhängig vom gelieferten Strom wie bspw. allgemeine Energiewendeaktivitäten des Stromanbieters oder EE-Förderung über Fondslösungen methodisch als Kompensationsmaßnahmen zu bewerten sind, und kaum quantitativ zu fassen sind, werden diese im vorgestellten Klimabilanzierungsansatz nicht berücksichtigt.

3.2. Wahl eines sinnvollen methodischen Ansatzes zur Klimabilanzierung

In Bezug auf die Emissionsbilanzierung von Stromverbräuchen ist festzustellen, dass diese in sehr unterschiedlichen Anwendungskontexten notwendig ist. Zu den möglichen Anwendungsbereichen gehören neben aktEURsspezifischen Betrachtungen insbesondere generische Life-Cycle-Analysen und systemische Bewertungen von Technologien (z.B. Einsatz strombasierter Kraftstoffe). Die adäquate Bilanzierungsmethodik ist dabei vom konkreten Anwendungsfall abhängig. Tabelle 3-1 stellt die unterschiedlichen Anwendungsfelder und die entsprechenden Empfehlungen für adäquate Bilanzierungsansätze dar. Dies wird in den Kapiteln 3.2.1 bis 3.2.3 näher erläutert.

Tabelle 3-1: Anwendungsfelder für Klimabilanzen und adäquate Bilanzierungsansätze

	Ortsbasierte Bilanzierung	Marktbasierte Bilanzierung	Qualifizierte marktbasierende Bilanzierung	Grenzbetrachtung / Marginalbetrachtung
Akteursspezifische Klimabilanzen	x	(x) ¹	x	
Generische Life-Cycle und PCF-Analysen	x			
Systemische Bewertung von Technologien	(x) ²			x

¹ = wenn notwendig als Ergänzung im Rahmen einer differenzierten Bilanzierung

² = für geringe Stromverbrauchsmengen

Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

3.2.1. Akteursspezifische Klimabilanzen

Beispiele: Emissionsbilanzen in Nachhaltigkeitsberichterstattungen von Unternehmen; Life-Cycle-Analysen einer Elektrofahrzeugflotte spezifischer Akteure; strombasierte Kraftstoffe eines spezifischen Herstellers;

Eine aktEURsspezifische Bilanzierung ist für bestimmte Anwendungskontexte anwendbar, in denen ein einzelner Akteur die Auswirkungen seines individuellen Handelns bewerten und darstellen möchte. Hierfür kann es angemessen sein, dass spezifische Informationen über den individuellen Strombezug oder zu Eigenstromverbrauch genutzt werden, und diesbezügliche Daten dementsprechend vorliegen müssen.

Im Falle von aktEURsspezifischen Klimabilanzen wird für die Bewertung eines Netzstrombezugs als Basisansatz eine **ortsbasierte Bilanzierung** auf Basis des nationalen Durchschnittsmix empfohlen,

für Stromverbrauch in Deutschland dementsprechend der deutsche Erzeugungsmix.¹³ Für diese Empfehlung sind mehrere Gründe ausschlaggebend:

1. Die Anwendung des Durchschnittsmix entspricht im Vergleich zu einem „schlichten“ marktbasier-ten Ansatz hinsichtlich der ökologischen Bewertung (am ehesten) den Systemeffekten innerhalb des Stromsystems und der damit verbundenen Klimarelevanz des eigenen Handelns.
2. Zur Definition längerfristiger Unternehmensziele sowie für ein entsprechendes Monitoring besteht eine langfristig verlässliche Bezugsgröße. Diese ist zwar im zeitlichen Verlauf auch variabel (z.B. durch sich ändernde Erneuerbaren-Anteile), aber erfolgt ohne kurzfristige Brüche oder Sprünge in der Erfassung oder Bilanzierung (z.B. durch kurzfristige Änderungen der Stromlieferung).
3. Insbesondere für den voraussichtlichen Schwerpunkt des betrachteten Stromverbrauchs (Deutschland) wird sichergestellt, dass Anstrengungen in Effizienzmaßnahmen oder bei Energie-einsparung sich insgesamt angemessen in der Klimabilanz niederschlagen.
4. Mit Blick auf die voraussichtliche Hauptanwendungsregion „Deutschland“ stellt dieser Ansatz eine konservative Berücksichtigung des Strombezugs dar, welcher in der öffentlichen Kommunikation auch einer kritischen Bewertung standhält und somit keine Angriffsfläche für öffentliche Kritik hin-sichtlich eines „Greenwashings“ bietet.
5. Der Ansatz ist breit etabliert und durch viele gängige Standards abgedeckt. Dies hilft, die darauf basierenden Ergebnisse zu kommunizieren und trägt zu ihrer Verständlichkeit bei. Außerdem werden hierdurch Doppelzählungen reduziert, was dazu beiträgt, „Best-Of-Abrechnungen“ zu ver-meiden.
6. Durch die breite Anwendung des ortsbasierten Ansatzes wird auch eine Vergleichbarkeit der Klimabilanzen unterschiedlicher Akteure ermöglicht, wobei diese sehr stark von den jeweiligen nationalen Rahmenbedingungen geprägt sind und nicht ausschließlich durch individuelle unter-nehmerische Entscheidungen.¹⁴
7. Die Anwendung eines Durchschnittsmix für Deutschland statt eines europäischen Durchschnitts-mix ist insofern angemessen, dass der Strommarkt in Europa aufgrund der starken regulatori-schen, marktlichen und technischen Heterogenität nicht als einheitliches System betrachtet wer-den kann. Dies hat zur Folge, dass das Verbrauchsverhalten zunächst eine starke Wechselwir-kung mit Netz und Erzeugern im engeren geographischen Rahmen aufweist. Der Verweis auf die nationalen Grenzen ist hierbei natürlich nur eine Annäherung, ist aber mit Blick auf tatsächliche Abgrenzungen (wie Gesetzgebung, nationale Zielsetzungen und begrenzte Netzkupplkapazitä-ten) sachlich sinnvoll. Methodisch spricht für den Bezug auf nationale Werte zum einen die Da-tenverfügbarkeit, zum anderen die Vermeidung von Doppelzählungen (s.o.).¹⁵

¹³ Als nationaler Durchschnittsmix erscheint es grundsätzlich sinnvoll, hierfür den sogenannten „Aufkommensmix“ zu nutzen. Dieser bezeichnet den nationalen Durchschnittsmix, mit einer Korrektur um die Nettobilanz der Stromexporte- und Importe. Da Deutschland Nettoexporteur von Strom ist verändert sich durch diese Betrachtung der jeweilige anteilige Mix nicht, wenn man unterstellt, dass die exportierten Mengen grundsätzlich dem durchschnittlichen Erzeugungsmix entsprechen. Somit ist der Aufkommensmix in Deutschland identisch mit dem durchschnittlichen Erzeugungsmix.

¹⁴ Somit ist die hierdurch ermittelte Klimabilanz nicht notwendigerweise geeignet, den Umfang der unternehmerischen Anstrengungen im Vergleich zwischen verschiedenen Akteuren darzustellen, sehr wohl aber die jeweils erzielten Ver-besserungen im zeitlichen Verlauf.

¹⁵ Hinweis: auch im Rahmen einer reinen Technologiebewertung ist die Analyse für verschiedene Stromsysteme mit den jeweiligen Emissionsfaktoren sinnvoll, um die Abhängigkeit der Bewertung vom jeweiligen Anwendungsfall zu verdeut-lichen. Als Vereinfachung für eine orientierende Betrachtung kann – unter der Annahme einer gleichmäßigen Nutzung der betrachteten Technologie in den unterschiedlichen Teilsystemen – auch eine Durchschnittsbetrachtung z.B. mit einem einheitlichen europäischen Mix hilfreich sein (siehe auch Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefun-den werden.**).

Ergänzend hierzu wird eine *qualifizierte marktbasierende Bilanzierung* empfohlen, welche im Ergebnis auch positive Systemeffekte berücksichtigt, die sich aus dem individuellen Ökostrombezug des Akteurs ergeben (siehe Kapitel 3.1.3). Als Grundlage dient zunächst auch hier wieder der nationale durchschnittliche Mix (Aufkommens- bzw. Erzeugungsmix, siehe oben), sowie die hierfür anzulegenden Emissionsfaktoren. Eine individuelle Anrechnung von erneuerbaren Energien erfolgt hier nur bei Strombezugsoptionen, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen auch eine eindeutig zurechenbare positive Wirkung auf die CO₂-Emissionen besitzen. Im Vergleich zu einer undifferenzierten marktbasierenden Bilanzierung wird durch diese Methode sichergestellt, dass Aussagen hinsichtlich der Klimafreundlichkeit (also die Klimabilanz) konsistent sind mit dem tatsächlichen Handeln des bilanzierten Akteurs in seinem jeweiligen Umfeld, und dabei zumindest grob auch ein klimafreundlicher Strombezug als Klimaschutzmaßnahme mitberücksichtigt werden kann. Somit wird auch wesentlich die Glaubwürdigkeit der Emissionsbilanzierung erhöht und die argumentative Angriffsfläche für den öffentlichen Vorwurf eines „Greenwashing“ durch den betreffenden Akteur verringert.

Um gemäß den aktuellen regulatorischen und marktlichen Gegebenheiten in Deutschland das in Kapitel 3.1.3 beschriebene „ambitionierte Klimaschutzniveau“ einzuhalten, und somit im Rahmen dieses Ansatzes als qualifizierte Strommengen zu gelten, kann bspw. der folgende Anwendungsfall formuliert werden:

1. Der Stromliefervertrag umfasst die Lieferung von Strom und korrespondierenden Herkunftsnachweise aus spezifischen ungeforderten Anlagen. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass mit dem Strombezug auch die tatsächlichen Kosten der EE-Erzeugung getragen werden.
2. Der Liefervertrag gilt ab Inbetriebnahme. Dies zielt darauf ab, dass der Zubau erneuerbarer Energien über den bisherigen Bestand befördert wird und der Bezugsvertrag möglichst einen direkten Einfluss auf die Investitionsentscheidung hat.
3. Der Vertrag hat eine Mindestlaufzeit von 10 Jahren. Dies soll dem Anlagenbetreiber Investitionssicherheit bieten, die Bankability der Projekte erhöhen und reine Mitnahmeeffekte begrenzen.

Eine solche positive Anerkennung der Lieferung aus einzelnen Anlagen im öffentlichen Netz sollte zeitlich befristet sein, um neue Anreize zum kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren zu setzen (z.B. auf das Ende des technologie-spezifischen Abschreibungszeitraums). Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass diese Anlagen ebenfalls in großem Umfang im allgemeinen Erzeugungsmix erfasst sind und somit in gewissem Umfang eine Doppelzählung dieser Attribute stattfindet.

Eine ergänzende Bilanzierung durch eine zusätzliche marktbasierende Bilanzierung ist als ergänzendes Element hierdurch nicht ausgeschlossen, um eine Vergleichbarkeit mit anderen Akteuren zu ermöglichen oder äußeren Vorgaben zu entsprechen (z.B. im Rahmen von Zertifizierungen). Zudem wird durch eine duale Bilanzierung nach markt- und nach ortsbasiertem Ansatz die Abhängigkeit der Emissionsbilanz von der gewählten Bilanzierungsmethodik deutlich. Das Ergebnis der marktbilanzierten Bilanzierung sollte jedoch im Rahmen der äußeren und inneren Kommunikation nicht in den Vordergrund gestellt werden.

3.2.2. Generische Life-Cycle und Product Carbon Footprint Analysen

Beispiel: Allgemeine Bilanzierung des Fahrstroms von Elektrofahrzeugen in Deutschland

Bei generischen Bilanzierungen von Produkten können keine Eigenschaften eines spezifischen Strombezugs (z.B. Ökostrombezug) berücksichtigt werden, da sich die Bilanzierung nicht auf einen individuellen Verbraucher bezieht. Eine marktbasierende Bilanzierung ist daher nicht möglich. Somit ist die Anwendung einer *ortsbasierten Bilanzierung* auf Basis des nationalen Durchschnittsmix sinnvoll,

da sie die Effekte des Stromverbrauchs im jeweiligen Stromsystem näherungsweise gut darstellt. Für Bilanzierungen von Stromverbräuchen, die in unterschiedlichen nationalen Stromsystemen erfolgen, kann eine größere geographische Bezugsgröße (z.B. skandinavischer Raum) sinnvoll sein, um den Bilanzierungsaufwand zu reduzieren und einen ersten groben Überblick über die Emissionseffekte zu erhalten. Dabei sollte jedoch keine Zusammenfassung von sehr heterogenen Stromsystemen zu einer Bezugsgröße (z.B. EU-28) erfolgen, da hierbei starke Abweichungen zu den realen Systemeffekten in nationalen Stromsystemen auftreten.

Bei der generischen Bilanzierung von strombasierten Verkehrsträgern oder auch der Landstromnutzung durch Schiffe ist der geographische Bezugsrahmen von wesentlicher Bedeutung. So unterscheidet sich die Emissionsbilanz für den Verbrauch in Norwegen stark von entsprechendem Verbrauch in Deutschland. Allgemeine Aussagen zur CO₂-Emissionswirkung durch den Ersatz von Verbrennungsmotoren durch Strom sind daher nicht möglich. Vielmehr sind länderspezifische Analysen für die Erstellung einer aussagekräftigen Emissionsbilanzierung notwendig. Darüber hinaus sollten bei entsprechenden Analysen absehbare Veränderungen in der Stromerzeugung über den Nutzungszeitraum (der Fahrzeuge oder sonstiger relevanter Infrastruktur) berücksichtigt werden. Ebenfalls können technologiespezifische Einsatzszenarien in Form von Sensitivitätsanalysen erfolgen, hierbei sind die jeweiligen Anforderungen an die Stromnutzung in der Kommunikation deutlich zu machen (z.B. Stromversorgung ausschließlich auf Basis von PV-Eigenerzeugung oder eines direkt angeschlossenen Windparks).

3.2.3. Systemische Bewertung von Technologien

Beispiel: Bewertung des großflächigen Einsatzes strombasierter Kraftstoffe im Vergleich zu alternativen technologischen Entwicklungspfaden

Für die Bewertung von Technologien, die aufgrund einer hohen Stromnachfrage die Erzeugungsstruktur eines Stromsystems zukünftig signifikant beeinflussen werden, sind *Marginalbetrachtungen* auf Basis modellgestützter Analysen sinnvoll. Zum einen berücksichtigt diese Betrachtung die Effekte spezifischer Verbrauchsmuster (insbesondere Zeitpunkt und Ort des Verbrauchs) und ermöglicht somit die Bewertung verschiedener Einsatzmöglichkeiten von Technologien (z.B. Vergleich von smart-charging Strategien von E-Fahrzeugen). Zum anderen ordnet die Marginalbetrachtung die Effekte des Stromverbrauchs nur dem neuen Verbraucher zu und verhindert somit, dass der neue Verbraucher die Emissionsbilanz anderer Verbraucher beeinflusst (z.B. durch Emissionssteigerungen des durchschnittlichen Strommix). Im Falle von niedrigen Strombedarfen von Technologien ist bei der Bewertung auch eine ortsbasierte Bilanzierung angemessen, da die spezifische Veränderung der Stromerzeugung und Beeinträchtigung anderer Verbraucher vernachlässigt werden können.

4. Analyse und Bewertung des Landstrombezugs in Häfen

4.1. Potenzialabschätzung für Landstrombezug und Einsparung von CO₂ Emissionen in deutschen Seehäfen

Vor der detaillierten Diskussion einer Potenzialabschätzung für die Einsparung von CO₂-Emissionen durch Landstrombezug ist es wichtig herauszustellen, dass der Bezug von Landstrom vor allem für die Reduktion lokaler Stickstoffoxide (NO_x), Schwefeloxide (SO_x) und Feinstaub eine bedeutende Rolle spielt. Die Partikelemissionen können zu Erkrankungen der Lunge oder des Herzkreislaufsystems, vor allem bei Bewohnern von Küstenregionen, führen (Brüninglinghaus, 2015). Eine Reduktion dieser innerhalb der Häfen anfallenden lokalen Emissionen durch eine Stromversorgung auf Basis

von Landstrom kann zu deutlichen lokalen Verbesserungen der Luftqualität führen. Aus diesem Grund wurde schon von Umweltorganisationen eine Verbannung dreckiger Schiffe und eine Verpflichtung zur Abnahme von Landstrom aus erneuerbaren Quellen gefordert (NABU, 2019). Dementsprechend liegt ein entscheidender Vorteil eines Landstrombezugs in jedem Fall auf lokalen Emissionsreduktionen. Aus globaler Sicht im Sinne des Klimaschutzes spielt der Landstrombezug von Schiffen in Häfen nur eine vergleichsweise geringe Rolle. Die CO₂-Emissionen des Schiffsverkehrs liegen für die Hafenzzeit bspw. global bei nur rund 2 % der gesamt anfallenden Schiffsverkehrsemissionen (OECD, 2014).

Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 umfasst explizit auch Maßnahmen zur verstärkten Nutzung von Landstrom. Dies beinhaltet eine Senkung von Umlagen auf Landstrom sowie eine Initiative zur EU-weiten Einführung einer Landstrompflicht, bei Binnenhäfen wird eine nationale Regelung geprüft. (BReg, 2019).¹⁶ Bisherige Erfahrungen bei der Versorgung mit Landstrom zeigen, dass Binnen- und Flusskreuzfahrtschiffe bereits vermehrt mit Landstrom versorgt werden, wobei internationale Schiffe nur sehr vereinzelt Landstrom beziehen (Green Shipping News, 2019). Die Schiffe auf Binnengewässern sind meist deutlich kleiner, wodurch eine Eigenerzeugung nicht unbedingt wirtschaftlicher ist als der Landstrombezug. Hinzu kommt, dass Binnenschiffe teilweise bereits mit kompatiblen Stromanschlüssen ausgerüstet sind, wohingegen die meisten Bordnetze von Seeschiffen auf einem 60-Hertz-System basieren und entsprechende Anpassungen notwendig sind, um einen Anschluss an das örtliche Stromversorgungsnetz auf 50 Hz zu ermöglichen (strom magazin, 2008).

Im Kontext der Regelungen zu Landstrom im Rahmen des Klimapakets stellt sich die Frage, wie viel CO₂-Emissionen durch einen Bezug von Landstrom eingespart werden können. In ifeu & Öko-Institut (2011) wird auf Basis einer Literaturrecherche angenommen, dass 1 % des Brennstoffverbrauchs von Binnenschiffen für die Stromversorgung benötigt wird. Das Reduktionspotenzial der direkten CO₂-Emissionen ist dementsprechend in Bezug auf die deutsche Binnenschifffahrt relativ gering. In Bezug auf CO₂-Emissionen spielt die internationale Seefahrt eine bedeutendere Rolle. Um eine Abschätzung geben zu können, um welches CO₂-Reduktionspotenzial es sich bei einem Landstrombezug innerhalb deutscher Seehäfen handelt, wird nachfolgend eine annähernde Berechnung für Deutschland vorgestellt.

Grundsätzlich mangelt es an aktuellen und verfügbaren Daten zum Stromverbrauch und zum direkten CO₂-Ausstoß von Schiffen innerhalb der Liegezeit in deutschen Häfen. Für eine Abschätzung der CO₂-Emissionen, welche durch den Bezug von Landstrom theoretisch vermeidbar wären, ist eine annähernde Abschätzung des Stromverbrauchs und des damit einhergehenden Brennstoffverbrauchs und der diesbezüglichen CO₂-Emissionen von Schiffen in deutschen Häfen notwendig. Eine globale Abschätzung liefert eine Studie der OECD (OECD, 2014), in der für das Jahr 2011 Schiffsemissionen in Häfen weltweit in Höhe von 18 Mt CO₂ ermittelt wurden. Laut OECD entspricht dies rund 2 % der gesamten Emissionen aus dem Schiffsverkehr. 85 % dieser Emissionen werden dabei von Containerschiffen und Tankern verursacht (OECD, 2014, S. 17) Die genannte Studie enthält keine konkreten Daten explizit für einzelne Länder, dementsprechend auch nicht für Deutschland. Stattdessen werden einzelne Häfen betrachtet, die die höchsten Emissionen aufweisen. Rotterdam liegt dabei bspw. mit 2 % der Gesamtemissionen auf Platz drei, was auf Basis der OECD-Berechnungen 0,4 Mt CO₂ entspricht.

¹⁶ Siehe Maßnahme 3.4.3.7: Modernisierung der Binnenschifffahrt und Nutzung von Landstrom in Häfen

Zur Abschätzung der Schiffsemissionen in deutschen Häfen wird nachfolgend die von der OECD genutzte Berechnungsformel verwendet (OECD, 2014, S. 11)):

$$E = P * LF * EF * T$$

- E Emissionen des Schadstoffs
- P Maximale Leistung des Hilfsmotors zur Stromerzeugung in kW
- LF Leistungsfaktor des Hilfsmotors, als Anteil der maximal installierten Leistung (entspricht der durchschnittlich abgerufenen Leistung)
- EF Emissionsfaktor (schadstoffabhängig) in emittierter Masse je erzeugter kWh, differenziert in Rangierzeit und Liegezeit in g/kWh
- T Zeit in Stunden (Rangieren oder Hafentiegezeit)

Daten zur Anzahl von Schiffen unterschiedlicher Schiffstypen, die innerhalb eines Jahres deutsche Häfen anlaufen, wurden von Eurostat (2019a) für das Jahr 2017 entnommen. Der größte Anteil an in deutsche Häfen einlaufenden Schiffen liegt mit rund 65 % bei nicht näher spezifizierten Frachtschiffen, gefolgt von Passagierschiffen (exklusive Kreuzfahrtschiffen) mit 20 %. An dritter Stelle liegen Containerschiffe (8 %), gefolgt von Trockengutfrachtern (3 %) und Tankschiffen (2 %). Kreuzfahrtschiffe machen lediglich 0,5 % der Schiffe in deutschen Häfen im Jahr 2017 aus (Eurostat, 2019a).

Zur Berechnung der Schiffsemissionen innerhalb der deutschen Häfen wurden neben den Daten zu den Schiffstypen ebenfalls Angaben zu durchschnittlichen Motorleistungen und Aufenthaltsdauern recherchiert. Zur Gewährleistung einer Vergleichbarkeit wurden die Daten fast ausschließlich aus einer Studie der European Environment Agency entnommen (EEA, 2019). Für den Emissionsfaktor für die Eigenerzeugung von Strom auf Schiffen wurden die Angaben aus einer gesonderten Studie entnommen, wobei dieser nicht nach Schiffstyp, sondern nach genutztem Kraftstoff differenziert wird (ARB, 2008, S. 22). Tabelle 4-1 gibt einen Überblick über die gesammelten Eingangsdaten zur Ermittlung der deutschen Schiffsemissionen während der Liegezeit in Häfen. Da die Ergebnisse der Emissionsberechnung stark von den Eingangsdaten abhängen, ist es an dieser Stelle wichtig zu erwähnen, dass es sich bei der hier durchgeführten Berechnung lediglich um eine annähernde Abschätzung der während der Hafentiegezeit anfallenden Emissionen und dem damit verbundenen theoretischen Einsparpotenzials handelt. Für exaktere Ermittlungen der Emissionen von Schiffen innerhalb deutscher Häfen sind weitere Untersuchungen der tatsächlich anfallenden Strommengen und Schadstoffausstöße notwendig.

Tabelle 4-1: Annahmen zur Ermittlung der Schiffsemissionen in deutschen Seehäfen: Anzahl, Motorleistung, Liegezeit und CO₂-Emissionsfaktor differenziert nach Schiffstyp

	Tanker	Trockengutfrachter	Containerschiffe	Frachtschiffe allgemein	Passagierschiffe
Anzahl Schiffe (2017)	2.742	3.057	9.186	74.002	23.358
Leistung Hauptmotor (kW)	6.543	4.397	14.871	2.555	10.196
Verhältnis Leistung Hilfs- zu Hauptmotor	0,3	0,3	0,25	0,23	0,16
Durchschnittliche Liegezeit (h)	38	52	14	39	14
Leistungsfaktor Hilfsmotor	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4
Emissionsfaktor Marinediesel (g/kWh)	690	690	690	690	690
Emissionsfaktor Schweröl (g/kWh)	722	722	722	722	722

Quelle: Eurostat, 2019a, EEA, 2019, S. 19-29, ARB, 2008, S. 22

Auf Basis der dargestellten Eingangsdaten wurden der Schiffs-Stromverbrauch innerhalb der deutschen Häfen und die damit verbundenen CO₂-Emissionen je Schiffstyp für die beiden Kraftstoffoptionen „Marinediesel“ und „Schweröl“ ermittelt. Anschließend wurden die Verbräuche und Emissionen mithilfe der Eurostat-Daten zur Anzahl der entsprechenden Schiffstypen in deutschen Häfen für das Jahr 2017 aufskaliert. Tabelle 4-2 zeigt die Ergebnisse der Abschätzung für Deutschland.

Die aus den vorgenannten Quellen ableitbaren Daten zur Ermittlung der dargestellten CO₂-Emissionen beinhalten keine Angaben zu Kreuzfahrtschiffen. Aus diesem Grund werden die Emissionen durch Kreuzfahrtschiffe innerhalb deutscher Häfen nachfolgend separat abgeschätzt. In Bezug auf die Anzahl aller Schiffe, die 2017 in deutsche Häfen eingelaufen sind, liegt laut Eurostat (2019a) der Anteil der Kreuzfahrtschiffe bei lediglich 0,5 %. Trotz des geringen Anteils dieses Schiffstyps innerhalb deutscher Häfen kann explizit bei Kreuzfahrtschiffen ein Bezug von Landstrom sinnvoll sein. Kreuzfahrtschiffe unterscheiden sich grundsätzlich von den bisher genannten Schiffstypen durch die häufige Anfahrt von oft auch verhältnismäßig kleinen Häfen und die vergleichsweise hohe Frequenz an „Hafeneinfahrten“ im Vergleich zur Fahrstrecke und -zeit auf See. Das Verhältnis von Liegezeit zu Fahrtzeit liegt bei Kreuzfahrtschiffen deutlich höher als bei den restlichen Schiffstypen. Daraus ergibt sich beispielsweise die Option, neben dem direkten Stromverbrauch während der Liegezeit im Hafen zusätzlich Batterien zu laden, die während der Fahrtzeit für den Strombedarf genutzt werden können. Außerdem kann man bei den Emissionen von Kreuzfahrtschiffen von einem

gesteigerten öffentlichen Bewusstsein ausgehen, da ein individueller Bezug in Form von einer persönlichen Reiseoption hergestellt werden kann. Grundlage für die Abschätzung von CO₂-Emissionen von Kreuzfahrtschiffen innerhalb deutscher Häfen bietet eine aktuelle Interreg-Studie, die sich mit Landstromversorgung von Kreuzfahrtschiffen auseinandersetzt (interreg, 2018). In der Interreg-Studie werden für den Hamburger Hafen jährlich 65 Hafeneinfahrten von Kreuzfahrtschiffen, eine durchschnittliche Liegezeit von 14,5 Stunden je Schiff und ein durchschnittlicher Leistungsbedarf zur Stromversorgung von 5,5 MW je Kreuzfahrtschiff innerhalb der Liegezeit angenommen. Auf Grundlage dessen kann der jährliche Gesamtstromverbrauch auf eine Höhe von 5.180 MWh für alle Kreuzfahrtschiffe im Hamburger Hafen bzw. auf 80 MWh für ein einzelnes Kreuzfahrtschiff je Hafenanfahrt abgeschätzt werden. Weiterhin wird in der Studie angenommen, dass Kreuzfahrtschiffe während der Hafenzzeit Marinediesel nutzen, wovon 250 g benötigt werden, um 1 kWh Strom zu produzieren (interreg, 2018, S. 17). Mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 3.179 kg/t Marinediesel (entec UK Limited, 2002, S. 21) ergeben sich für den gesamten Hamburger Hafen jährliche CO₂-Emissionen in Höhe von 4.117 t CO₂, bzw. für ein einzelnes Kreuzfahrtschiff Emissionen in Höhe von 64 t CO₂ je Hafenanfahrt. Mithilfe der Eurostat-Daten können die Emissionen von einem einzelnen Kreuzfahrtschiff für ganz Deutschland hochskaliert werden. Unter der Annahme von 544 Kreuzfahrtschiffen in deutschen Häfen im Jahr 2017 (Eurostat, 2019a) ergeben sich ein Gesamtstromverbrauch in Höhe von 43,52 GWh (siehe auch Tabelle 4-2) sowie Gesamtemissionen in Höhe von 34.545 t CO₂.

Tabelle 4-2: Abgeschätzter Stromverbrauch und CO₂-Emissionen durch Schiffe in deutschen Seehäfen

Schiffstyp	Abgeschätzter Hafen-Stromverbrauch in Deutschland (GWh)	Abgeschätzte Hafenemissionen in Deutschland (kt CO ₂)	
		Marinediesel	Schweröl
Tanker	123	80	90
Trockengutfrachter	84	60	60
Containerschiffe	191	130	140
Frachtschiffe allgemein	678	470	490
Passagierschiffe	213	150	150
Kreuzfahrtschiffe	44	35	35
Gesamt	1334	925	965

Quelle: eigene Berechnung Öko-Institut e.V. basierend auf Eurostat (2019a), EEA (2019), ARB (2008).

Auf Basis der dargestellten Abschätzungen ergibt sich durch Aufsummierung der CO₂-Emissionen aller Schiffstypen ein maximales theoretisches Einsparpotenzial von lokalen CO₂-Emissionen durch einen Landstrombezug in Höhe von 925 kt CO₂ (bei ausschließlicher Nutzung von Marinediesel), bzw. 965 kt CO₂ (bei einer 100 prozentigen Nutzung von Schweröl als Brennstoff). Unter Berücksichtigung möglicher Erschließungsraten verringert sich dieses theoretische Einsparpotenzial. In interreg (2018) wird bspw. von einer maximalen Erschließungsrate für Kreuzfahrtschiffe von 60 % ausgegangen. Mit angenommenen Erschließungsraten von 60 % bei Kreuzfahrtschiffen, 25 % bei Tanker, Trockengutfrachter, Frachtschiffen allgemein und Passagierschiffen und 5 % bei Containerschiffen ergibt sich ein Potenzial zur Reduktion lokaler CO₂-Emissionen durch Landstromnutzung in Höhe von rund 225.000 t CO₂. Selbstverständlich sind in der Gesamtbilanz dann die durch die jeweilige netzgebundene Stromerzeugung verursachten Emissionen hier gegenzurechnen.

4.2. Klimabilanzierung für Landstrom-Nutzung

4.2.1. Einleitung

In Kapitel 3 wurde dargestellt, dass die Wahl der CO₂-Bilanzierungsmethodik letzten Endes ausschlaggebend für das Ergebnis der Klimabilanz und für deren Aussagekraft ist. Die im Folgenden ausgearbeitete Empfehlung fokussiert sich auf die Nutzung einer akteurspezifischen Bilanzierung. Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 4 soll die empfohlene Bilanzierungsmethode Entscheidungsträgern sinnvolle Handlungsanreize bieten bzw. ökologisch sinnvolles unternehmerisches Handeln auch nach Möglichkeit angemessen berücksichtigen. Unter dieser Maßgabe wird eine zweistufige Bilanzierung für den Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz empfohlen.

Davon unabhängig kann Landstrom als „eigene Emissionen“ mit den spezifischen Attributen bilanziert werden, wenn es sich um Eigenstromerzeugung handelt. Voraussetzung für eine Betrachtung im Rahmen einer Scope-2-Bilanzierung als Eigenstromverbrauch wäre dabei, dass es sich um Anlagen in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Einspeisung ins öffentliche Netz handelt, deren Strom selbst genutzt wird. Außerdem darf der Strom bzw. seine „erneuerbare Eigenschaft“ nicht in Form von handelbaren Zertifikaten (HKN in Europa) oder im Rahmen eines Fördersystems (wie im EEG) an sonstige Akteure veräußert werden.

Je nach Bezugsrahmen der Bilanzierung kann zwischen direkten Emissionen sowie Emissionen inklusive der Vorkettenemissionen unterschieden werden. Außerdem ist zu differenzieren, ob lediglich CO₂-Emissionen (welche bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern die größte Klimawirkung haben) berücksichtigt werden, oder ob auch die Wirkung weiterer Klimagase in Form von CO₂-Äquivalenten berücksichtigt werden. Entsprechende Emissionsfaktoren für den deutschen Durchschnittsmix lassen sich aus öffentlich verfügbaren Quellen sowohl für den Status Quo als auch perspektivisch für kommende Jahre anhand politischer Zielstellungen und energiewirtschaftlicher Szenarien ableiten. Eine Übersicht für den deutschen Durchschnittsmix¹⁷ sowie exemplarisch für küstennahen Windstrom in Deutschland ist in Tabelle 4-3 dargestellt.

¹⁷ Als nationaler Durchschnittsmix erscheint es grundsätzlich sinnvoll, hierfür den sogenannten „Aufkommensmix“ zu nutzen. Dieser bezeichnet den nationalen Durchschnittsmix, mit einer Korrektur um die Nettobilanz der Stromexporte- und Importe. Da Deutschland Nettoexporteur von Strom ist verändert sich durch diese Betrachtung der jeweilige anteilige Mix nicht, wenn man unterstellt, dass die exportierten Mengen grundsätzlich dem durchschnittlichen Erzeugungsmix entsprechen. Somit ist der Aufkommensmix in Deutschland identisch mit dem durchschnittlichen Erzeugungsmix.

Tabelle 4-3: Emissionsfaktoren für Stromerzeugung in DE [g/kWh Strom]

Bezugsquelle	Bezugszeit	Direkte CO ₂ -Emissionen	CO ₂ -Emissionen (inkl. Vorketten)	CO ₂ -Äq.-Emissionen (inkl. Vorketten)
Durchschnittlicher Strommix DE	Status Quo	483 ^{1), 6)}	488 ^{2), 7)}	513 ^{2), 7)}
	2030	298 ³⁾	239 ⁴⁾	256 ⁴⁾
Wind küstennah (DE)	Status Quo / 2030	0 ⁸⁾	5 ^{5), 8)}	6 ^{5), 8)}

Quellen: 1) eigene Berechnungen basierend auf BNetzA (2018), Agora Energiewende (2018), UBA (2018a); 2) UBA (2019b); 3) eigene Berechnungen basierend auf BNetzA (2018), 50Hertz Transmission et al. (2019), UBA (2018a); 4) UBA (2019c); 5) UBA (2019d), UBA (2019e);

Bezugsjahr „Status Quo“: 6) 2017; 7) 2015; 8) 2020

Im Folgenden sollen die in Kapitel 3 erarbeiteten grundsätzlichen Empfehlungen für den Anwendungsfall „Bezug von Landstrom“ zusammenfassend dargestellt werden. Für den Anwendungsfall einer Bilanzierung auf Einzelakteursebene (hier: bspw. der betreffende Reeder, für dessen Schiff Landstrom genutzt wird, oder eine konkrete Hafenverwaltung, welche die Landstromnutzung anbietet) werden vertiefende Empfehlungen zur Klimabilanzierung formuliert.

Hierbei wird jeweils eine vollständige Abdeckung des abgeschätzten Strombedarfs im Hafen durch Landstrombezug angenommen. In Abhängigkeit technischer Restriktionen kann es sein, dass lediglich ein Teil des tatsächlichen Strombedarfs durch Landstrom ersetzt werden kann. Somit stellen die dargestellten Werte maximale Abschätzungen dar.

4.2.2. Akteurspezifische Bilanzierung

Basisansatz: Ortsbasierte Bilanzierung unter Nutzung des nationalen Durchschnittsmix

Der Stromverbrauch soll mit dem Emissionsfaktor in eine Klimabilanzierung eingehen, welcher dem nationalen Durchschnittsmix entspricht, für Stromverbrauch in Deutschland dementsprechend der deutsche Erzeugungsmix (siehe Kapitel 3.2.1).

Entsprechende Emissionen je Hafenanfahrt in Deutschland sind für unterschiedliche Schiffstypen in Tabelle 4-4 aufgeführt. Dies umfasst die anzulegenden Emissionen für direkte CO₂-Emissionen, für CO₂-Emissionen inkl. Vorkettenemissionen sowie für Gesamtemissionen an Treibhausgasen als CO₂-Äquivalente inkl. Vorketten. Der Vergleich zwischen den aktuellen Werten sowie den Werten, welche für einen Strombezug im Jahr 2030 angesetzt werden, spiegelt den erwarteten Ersatz von fossiler Erzeugung durch erneuerbare Energieträger im Kraftwerkspark und den hierdurch sinkenden Emissionsfaktor wider. Dies verdeutlicht, dass eine frühzeitige Einrichtung der diesbezüglichen Technik und Infrastruktur (sowohl schiffsseitig als auch hafenseitig) durch die handelnden Akteure sich in zunehmendem Ausmaß auch in Form einer Emissionsreduktion in der Klimabilanz niederschlägt im Vergleich zur Eigenerzeugung von Strom durch schiffseigene Verbrennungsmotoren.

Tabelle 4-4: Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (deutscher Durchschnittsmix; Status Quo und Abschätzung für 2030)

	Tanker	Trockengutfrachter	Containerschiffe	Frachtschiffe allg.	Passagierschiffe	Kreuzfahrtschiffe	
Stromverbrauch je Hafenanfahrt (MWh)	44,8	27,4	20,8	9,2	9,1	80,0	
Status Quo	Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	21,6	13,2	10,1	4,4	4,4	38,6
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	21,9	13,4	10,2	4,5	4,5	39,1
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	23,0	14,1	10,7	4,7	4,7	41,1
2030	Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	13,4	8,2	6,2	2,7	2,7	23,9
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	10,7	6,6	5,0	2,2	2,2	19,1
	Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	11,5	7,0	5,3	2,3	2,3	20,5

Quellen: Eigene Berechnungen; Stromverbrauch basierend auf Eurostat, 2019a, EEA, 2019, S. 19-29, ARB, 2008, S. 22; interreg (2018); Emissionen basierend auf UBA (2019d), UBA (2019e)

„Status Quo“ bezieht sich je nach verfügbaren Daten auf 2017 (direkte CO₂-Emissionen) oder auf 2015 (Emissionen inkl. Vorketten)

Ergänzender Ansatz: Qualifizierte marktbasierende Bilanzierung

Gemäß den Erwägungen in Kapitel 3.2.1 kann ergänzend eine qualifizierte marktbasierende Bilanzierung erfolgen. Für das Beispiel eines neuen und ungeforderten küstennahen Windkraftwerks, dessen Stromerzeugung über einen langfristigen Strombezugsvertrag¹⁸ als Landstrom bezogen wird, ergeben sich somit die in Tabelle 4-5 dargestellten Emissionen je Hafenanfahrt in Deutschland für unterschiedliche Schiffstypen. Dabei wird ein Strombezug von 50 % bzw. von 100 % „qualifiziertem“ Windstrom unterstellt.

¹⁸ Power Purchase Agreement (PPA)

Tabelle 4-5: Abschätzung der strombedingten Emissionen je Hafenanfahrt in DE bei Annahme einer vollständigen Versorgung mit Landstrom (qualifizierte marktbasierende Bilanzierung mit 50 % und 100 % „qualifiziertem“ Windstrom; Status Quo und Abschätzung für 2030)

	Tanker	Trockengutfrachter	Containerschiff	Frachtschiff allg.	Passagierschiff	Kreuzfahrtschiff
Stromverbrauch je Hafenanfahrt (MWh)	44,8	27,4	20,8	9,2	9,1	80,0
50% / Status Quo ¹⁾						
Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	10,8	6,6	5,0	2,2	2,2	19,3
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	11,0	6,8	5,1	2,3	2,3	19,7
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	11,6	7,1	5,4	2,4	2,4	20,8
50% / 2030						
Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	6,7	4,1	3,1	1,4	1,4	11,9
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	5,5	3,3	2,5	1,1	1,1	9,8
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	5,9	3,6	2,7	1,2	1,2	10,5
100% ²⁾						
Strombedingte direkte Emissionen (t CO ₂)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂)	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4
Strombedingte Emissionen (inkl. Vorketten) (t CO ₂ -Äq)	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5

Quellen: Eigene Berechnungen; Stromverbrauch basierend auf Eurostat (2019a), EEA (2019) ARB (2008); interreg (2018). Emissionen basierend auf BNetzA (2018), Agora Energiewende (2018), UBA (2018a), UBA (2019b), 50Hertz Transmission et al. (2019), UBA (2019c), UBA (2019d), UBA (2019e)

1) „Status Quo“ bezieht sich für den deutschen Durchschnittsmix je nach verfügbaren Daten auf 2017 (direkte CO₂-Emissionen) oder auf 2015 (Emissionen inkl. Vorketten)

2) Für Strom aus Windkraft wurden für den Status Quo (2020) sowie für das Jahr 2030 basierend auf den verfügbaren Daten identische Werte angenommen (UBA, 2019d), (UBA, 2019e)

Ergänzende Empfehlungen

Ergänzend zu den oben beschriebenen Bilanzierungsansätzen werden folgende Empfehlungen zur Erstellung, Anwendung und Kommunikation der Klimabilanz gegeben:

- Parallele Bilanzierung und Ausweisung: Falls die Klimabilanz gemäß der oben beschriebenen Empfehlungen nach beiden Methoden berechnet wird, sollten auch beide Ergebnisse gleichermaßen dargestellt und kommuniziert werden.
- Transparente Beschreibung der Methodik: Um eine Interpretation der Ergebnisse und eine Bewertung der Aussagekraft insbesondere der optionalen zweiten Klimabilanz zu ermöglichen, muss eine konkrete Beschreibung der Methodik erfolgen.
- Ergänzende Ausweisung des absoluten Energieverbrauchs: Zusätzlich zur Ausweisung der Ergebnisse der Klimabilanz sollten auch die absoluten Energieverbräuche und ggf. spezifischer Energieverbräuche erfasst und kommuniziert werden. Dies soll insbesondere im langjährigen Monitoring Aussagen über die Entwicklung der absoluten Verbrauchsmengen und der Effizienz ermöglichen.
- Fokussierung der Aktivitäten auf eigene Beiträge: Unternehmerische Zielstellungen sollen sich nicht ausschließlich auf die Reduktion der Klimabilanz beziehen, da mit diesem Instrument aufgrund der methodischen Komplexität nicht alle sinnvollen Maßnahmen gleichermaßen abgebildet werden können. Dementsprechend sollten auch weitere Ziele (bspw. Effizienz) oder qualitativ zu erfassende zusätzliche Ziele (bspw. Berücksichtigung zusätzlicher Ökostromkriterien) definiert werden, welche dann auch zusätzlich zum Ergebnis der Klimabilanz kommuniziert werden können.

4.2.3. Generische Life Cycle und Product Carbon Footprint Bewertung

Im Rahmen einer generischen Lebenszyklusanalyse hinsichtlich der Klimawirkung des Stromverbrauchs auf Schiffen in Häfen ist entsprechend der Erwägungen in Kapitel 3.2.2 der jeweilige Durchschnittsmix anzulegen. Die entsprechenden Emissionen je Hafenanfahrt in Deutschland sind für unterschiedliche Schiffstypen in Tabelle 4-4 oben aufgeführt. Dies umfasst die anzulegenden Emissionen für direkte CO₂-Emissionen, für CO₂-Emissionen inkl. Vorkettenemissionen sowie für Gesamtemissionen an Treibhausgasen als CO₂-Äquivalente inkl. Vorketten. Eine Differenzierung erfolgt außerdem zwischen dem Status Quo und dem Jahr 2030 mit einem für dieses Jahr exemplarisch anzulegenden Emissionsfaktor.

4.2.4. Bilanzierung im Rahmen der systemischen Technologiebewertung

Die Versorgung von Schiffen mit Landstrom stellt im Sinne der Erwägungen von Kapitel 3.2.3 einen alternativen technologischen Entwicklungspfad im Vergleich zur bisher üblichen Eigenstromerzeugung durch schiffseigene Motoren dar. Die Schiffe sind somit ein „neuer Verbraucher“, welcher in das Stromsystem integriert wird, und somit auch grundsätzliche Auswirkungen auf die Nutzung von Grenzkraftwerken und auf die auf die Stromerzeugungsstruktur insgesamt hat. Für eine möglichst korrekte Abbildung der Effekte auf Systemebene wäre dementsprechend eine energiewirtschaftliche Modellierung notwendig. Eine solche Modellierung kann im Rahmen des hier zugrunde liegenden Vorhabens nicht geleistet werden.

Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit kann im vorliegenden Fall jedoch argumentiert werden, dass der Gesamtstromverbrauch des internationalen Schiffsverkehrs mit einer Größenordnung von maximal ca. 1,3 TWh jährlich (siehe Tabelle 4-2) ein sehr geringes Volumen in Höhe von ca. 0,2 % im

Vergleich zur deutschen Stromerzeugung (2018: 646,8 TWh gemäß AGE B (2019)) hat, und somit der deutsche Durchschnittsmix zumindest als praktikabler Näherungswert genutzt werden kann.

Unter dieser Maßgabe können in diesem Anwendungsrahmen die Emissionswerte entsprechend Tabelle 4-3 und Tabelle 4-4 angewandt werden. Tabelle 4-6 zeigt einen Vergleich der direkten CO₂-Emissionen zwischen einer Stromversorgung während der Hafendienstzeit mit schiffseigenen Verbrennungsmotoren und einer alternativen Versorgung mit Landstrom beim aktuellen Status Quo und im Jahr 2030. Dies umfasst die geschätzten Hafenanfahrten aller internationalen Schiffe in deutsche Häfen und die vollständige Abdeckung des Strombedarfs während der Hafendienstzeit durch Landstrom. Mögliche Einschränkungen und nur anteilige Erschließungsraten werden hierbei vernachlässigt, so dass es sich bei den gegebenen Werten um Maximalwerte handelt. Beim anzulegenden Strommix wird vom deutschen Durchschnittsmix ausgegangen, theoretisch mögliche zurechenbare Initiativen zum Ausbau der Erneuerbaren-Stromerzeugung (z.B. zusätzliche Kraftwerke, welche durch Hafenbetreiber oder Reeder initiiert werden), werden hier also nicht berücksichtigt. Um eine Vergleichbarkeit mit den verfügbaren Daten zur Eigenstromversorgung auf Schiffen herzustellen, welche sich ausschließlich auf direkte CO₂-Emissionen beziehen, werden auch für den Landstrombezug Vorkettenemissionen und Emissionen weiterer Treibhausgase in dieser Beispielrechnung vernachlässigt.

Unter diesen Vorgaben kann ein maximales CO₂-Reduktionspotenzial für Deutschland in Höhe von aktuell 297 kt CO₂/a bzw. 32 % aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug angenommen werden. Für das Jahr 2030 kann ein maximales CO₂-Reduktionspotenzial in Höhe von 542 kt CO₂/a bzw. 58 % im Vergleich zu den direkten Emissionen durch schiffseigene Stromerzeugung angenommen werden. Hinzu kommt ggf. ein zusätzlicher Landstrombezug, sofern dieser auch genutzt wird, um schiffseigene Batterien oder sonstige Stromspeicher für die Stromversorgung auf See abzudecken.

Tabelle 4-6: Abschätzung der möglichen CO₂-Emissionsreduktion aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug bei Erschließungsraten von 100% und 50% für internationalen Schiffsverkehr während der Liegezeit in deutschen Seehäfen.

	Status Quo ¹⁾	2030
Hafen-Stromverbrauch (DE) [GWh/a]	1.333	
Direkte Emissionen durch Eigenerzeugung (je 50 % Marinediesel und Schweröl) [kt CO ₂ /a]	945	
Emissionen durch vollständigen / 50%-igen Landstrombezug (nur direkte CO ₂ -Emissionen) [kt CO ₂ /a]	643 / 322	398 / 199
Absolute CO ₂ -Emissionsminderung [kt CO ₂ /a]	302 / 151	547 / 274
Relative CO ₂ -Emissionsminderung	32 % / 16 %	58 % / 29 %

Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut, basierend auf Eurostat (2019a), EEA (2019), ARB (2008).BNNetzA (2018), Agora Energiewende (2018), UBA (2018a), 50 Hertz et al. (2019)

1) Basierend auf dem angelegten Emissionsfaktor bezieht sich der Status Quo auf das Jahr 2017.

Anhand der Vielzahl der zu treffenden Annahmen und der Unsicherheiten bei den in die Berechnungen einfließenden Daten sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die genannten Werte lediglich als eine fundierte Abschätzung der betreffenden Werte zu verstehen sind.

Die Abschätzung der maximalen möglichen CO₂-Emissionsreduktion aufgrund eines Ersatzes von schiffseigener Stromerzeugung durch Landstrombezug für den internationalen Schiffsverkehr während der Liegezeit in deutschen Seehäfen hat gezeigt, dass bereits heute eine relative CO₂-Emissionsminderung von 32 % möglich wäre. Unter Berücksichtigung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien bis 2030 besteht sogar ein theoretisches relatives CO₂-Minderungspotenzial von 58 %. Trotz des relativ geringen Anteils des jährlichen Stromverbrauchs internationaler Schiffe innerhalb deutscher Seehäfen von 0,2 % im Vergleich zur deutschen Stromerzeugung besteht somit ein CO₂-Emissionsvermeidungspotenzial durch die Nutzung von Landstrom, welches zusätzlich zur Minderung der lokalen Schadstoffemissionen für Investitionen in einen Landstromanschluss an Bord von internationalen Schiffen und innerhalb deutscher Häfen spricht.

Literaturverzeichnis

- 50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT TSO GmbH & TransnetBW (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2019. 2ter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, zuletzt abgerufen am 13.06.2019.
- 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO (TenneT); TransnetBW (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- Agora Energiewende (2018). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017, zuletzt abgerufen am 03.12.2019.
- ARB (2008). Emissions Estimation Methodology for Ocean-Going Vessels (California Air Resources Board, Hrsg.), zuletzt abgerufen am 14.11.2019.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2019). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 06.03.2019.
- Association of Issuing Bodies (AIB) (2018). Annual Report 2018, zuletzt abgerufen am 31.10.2019.
- Association of Issuing Bodies (AIB) (2019). AIB Quarterly Statistics 2019/Q2. Verfügbar unter <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/market%20information/statistics/activity%20statistics/2019Q2%20v1.xlsx>, zuletzt abgerufen am 26.09.2019.
- BEUC (2016). Current practices in consumer-driven renewable electricity markets.
- Big Sofa (2014). Green tariffs: additionality and messaging. Research summary (Ofgem, Hrsg.), London.
- Bracker, J. & Seebach, D. (2019). Strombilanzierung im Verkehrssektor. UBA-Texte 134/2019 (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (UBA-Texte 134/2019).
- Brander, M.; Gillenwater, M. & Ascui, F. (2018). Creative accounting: A critical perspective on the market-based method for reporting purchased electricity (scope 2) emissions. Energy Policy (112), S. 29–33.
- Brüninglinghaus, C. (2015). Gesundheitsgefahr durch Schiffsdiesel-Abgase (SpringerProfessional, Hrsg.). Verfügbar unter <https://www.springerprofessional.de/motorentchnik/dieselmotor/gesundheitsgefahr-durch-schiffsdiesel-abgase/6561140>, zuletzt abgerufen am 14.11.2019.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, Bonn.
- Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2019). Monitoringbericht 2018, zuletzt abgerufen am 07.11.2019.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (BReg) (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, zuletzt abgerufen am 06.11.2019.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2018). Leitfaden „Stromkennzeichnung“. Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung (§ 42 Abs. 1 bis 8 EnWG 2011 i. V. m. §§ 78 und 79 EEG 2017). Gültig ab dem Bilanzierungsjahr 2017, Berlin.
- Demarmels, S.; Schaffner, D.; Kolberg, S. & Janoschka, A. (2013). Ökostrom oder Naturpower? Handlungsempfehlungen für eine verständliche Marketingkommunikation von Stromprodukten aus erneuerbaren Energien. Luzern: Hochschule Luzern.
- EEA (2019). EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 (Carlo Trozzi, Riccardo De Laurentis, Hrsg.), zuletzt abgerufen am 14.11.2019.
- EEX (European Energy Exchange, Hrsg.) (2018). Marktdaten - Strom. Verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data>, zuletzt abgerufen am 03.12.2018.
- entec UK Limited (2002). Quantification of emissions from ships associated with ship movements between ports in the European Community (European Commission, Hrsg.), zuletzt abgerufen am 18.11.2019.

- Eurostat (2019a). Country level - number and gross tonnage of vessels in the main ports (based on inwards declarations), by type of vessel, Eurostat. Verfügbar unter https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=mar_mt_am_csvi&lang=en, zuletzt abgerufen am 14.11.2019.
- Eurostat (2019b). Shares 2017 Summary Results. SHort Assessment of Renewable Energy Sources. Verfügbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/energy/data/shares>, zuletzt abgerufen am 06.11.2019.
- GHG Protocol (2015). GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard.
- Green Shipping News (2019). Landstrom-Versorgung für Binnenschiffe wird ausgebaut. Verfügbar unter <https://www.green-shipping-news.de/landstrom-binnenschiffe/>, zuletzt abgerufen am 27.11.2019.
- ifeu & Öko-Institut (2011). Aktualisierung der Emissionsfaktoren und Verkehrsleistungen von Binnenschiffen und Übertragung ins TREMOD-Programm (Umweltbundesamt, Hrsg.).
- interreg (2018). Onshore Power Supply for Cruise Vessels. Assessment of opportunities and limitations for connecting cruise vessels to shore power (Green Cruise Port, Hrsg.), zuletzt abgerufen am 18.11.2019.
- IZES, Hamburg Institut, imug (2019a). Marktanalyse Ökostrom II: Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (Climate Change 29/2019).
- John, R.; Bormann, I. & Rückert-John, J. (2014). Repräsentativumfrage zum Umweltbewusstsein und Umweltverhalten im Jahr 2012 einschließlich sozialwissenschaftlicher Analysen (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.), Dessau-Roßlau.
- NABU (Presseportal, Hrsg.) (2019). Massive Abgasbelastung durch Kreuzfahrtschiffe in Europas Häfen. Verfügbar unter <https://www.presseportal.de/pm/6347/4289161>.
- Netztransparenz.de (2018). Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Hrsg.). Verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>, zuletzt abgerufen am 03.12.2018.
- OECD (2014). Shipping Emissions in Ports. Discussion Paper No. 2014-20 (Olaf Merk, Hrsg.). International Transport Forum, zuletzt abgerufen am 14.11.2019.
- Pehnt, M.; Seebach, D.; Irrek, W. & Seifried, D. (2009). Umweltnutzen von Ökostrom - Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten. Diskussionspapier, zuletzt abgerufen am 17.07.2017.
- RECS International (RECS); VaasaETT (2019). Development of the Guarantees of Origin Market 2009-2018, zuletzt abgerufen am 06.11.2019.
- Reichmuth, M. (2014). Marktanalyse Ökostrom. Endbericht (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (UBA-Texte 04/2014).
- Seebach, D. & Timpe, C. (2016). Herausforderungen bei der Anrechnung von erneuerbarem Strombezug in Klimabilanzen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 66 (08), S. 44–48.
- strom magazin (2008). Siemens errichtet Landanschluss zur Stromversorgung von Schiffen. Verfügbar unter https://www.strom-magazin.de/strommarkt/siemens-errichtet-landanschluss-zur-stromversorgung-von-schiffen_64551.html, zuletzt abgerufen am 27.11.2009.
- Umweltbundesamt (2018). Treibhausgasemissionen von Strom. Empfehlungen zur Öko-Bilanzierung, zuletzt abgerufen am 27.11.2018.
- Umweltbundesamt (UBA) (2018a). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017 (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (Climate Change 11/2018), Dessau.
- Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.) (2018b). Fünfte Fachtagung des Herkunftsnachweisregisters (HKNR). Tagungsband der Veranstaltung im April 2018.
- Umweltbundesamt (UBA) (2019b). ProBas-Datenbank: El-KW-Park-DE-2015. Verfügbar unter <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php>, zuletzt abgerufen am 03.12.2019.
- Umweltbundesamt (UBA) (2019c). ProBas-Datenbank: el-kw-park-de-2030. Verfügbar unter <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7BF33EFC1F-E712-4AE1-B0ED-9E322FE085B8%7D>, zuletzt abgerufen am 03.12.2019.

Umweltbundesamt (UBA) (2019d). ProBas-Datenbank: Wind-KW-DE-2020_Küste, zuletzt abgerufen am 03.12.2019.

Umweltbundesamt (UBA) (2019e). ProBas-Datenbank: Wind-KW-DE-2030_Küste, zuletzt abgerufen am 03.12.2019.

Umweltbundesamt (UBA) (2019f). Statistik des deutschen Herkunftsnachweisregisters 2018. Stand 31.12.2018. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/2018_statistik_des_deutschen_herkunftsnachweisregisters_fuer_strom_aus_ee.pdf, zuletzt abgerufen am 21.05.2019.