



FINAL REPORT

R598 | 2021 – Frankfurt am Main

CO₂-neutral mobil mit grünem Strom? So reagiert der Stromsektor auf die alternativen Antriebslösungen

Eine Bewertung energetischer und regulatorischer CO₂-Effekte
verschiedener Antriebstechnologien und Energieträger.

© 2021 FVV – Frankfurt am Main

**Das Urheberrecht an diesem Bericht mit sämtlichen Beilagen verbleibt der FVV.
Ohne schriftliche Genehmigung der FVV darf der Bericht weder kopiert noch vervielfältigt werden.**

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, without the written permission of the FVV.

**Die FVV übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, Genauigkeit und
Vollständigkeit der Angaben sowie die Beachtung privater Rechte Dritter.**

The FVV assumes no legal liability or responsibility for the correctness, accuracy and completeness of the information or for the observance of third-party rights.



CO₂-neutral mobil mit grünem Strom? So reagiert der Stromsektor auf die alternativen Antriebslösungen

Diese **Orientierungsstudie** wurde im Auftrag der FVV (Projektnummer 1430, Laufzeit: 01.10.2020 – 30.03.2021) von **Frontier Economics Ltd.** und dem **Institut für Weltwirtschaft (IfW Kiel)** durchgeführt.

Die Auswirkungen einer zusätzlichen Nachfrage von Strom durch klimaneutrale Mobilität auf den europäischen Kohlenstoffmarkt (EU ETS) sind ein wichtiger Baustein einer umfassenden LCA-Systemanalyse. Daher versteht sich das vorliegende Dokument als Ergänzungsstudie zu **Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV): Cradle-to-Grave-Lebenszyklusanalyse im Mobilitätssektor - Metastudie zur CO₂-Bilanz alternativer Fahrzeugantriebe**. Heft R595 | Frankfurt am Main, 2020

Beide Publikationen sind online abrufbar:

www.fvv-net.de | Medien | Downloads | Publikationen

www.primemovers.de | Denken | Bilanz gezogen

CO₂-NEUTRAL MOBIL MIT GRÜNEM STROM? SO REAGIERT DER STROMSEKTOR AUF DIE ALTERNATIVEN ANTRIEBSLÖSUNGEN

EINE BEWERTUNG ENERGETISCHER UND
REGULATORISCHER CO₂-EFFEKTE VERSCHIEDENER
ANTRIEBSTECHNOLOGIEN UND ENERGIETRÄGER

Studie für die FVV e.V.

April 2021



Frontier Economics

Dr. Christoph Gatzen
Dr. David Bothe
Patrick Peichert

Institut für Weltwirtschaft

Prof. Dr. Sonja Peterson
Prof. Dr. Dr. Uli Schmidt
Lennard Kröger

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Abstract	5
Zusammenfassung	6
1 Hintergrund und Zielsetzung: Well-to-Tank CO₂-Effekte als wichtige Parameter für die Lebenszyklusanalyse	9
1.1 Die Auswahl einer Antriebstechnologie unter Klimaschutzgesichtspunkten erfordert zwingend eine Betrachtung des gesamten Lebenszyklus	9
1.2 Batterieelektrische Fahrzeuge profitieren vor allem von der Verlagerung von CO ₂ -Emissionen aus dem Verkehrs- in den Stromsektor	12
1.3 Die Well-to-Tank-Auswirkungen einer zusätzlichen Stromnachfrage durch eine Elektrifizierung im Mobilitätssektor werden dabei oft nur unvollständig erfasst	13
1.4 Zielsetzung der Studie: Berechnung der Auswirkungen einer inkrementellen Stromnachfrage auf den Stromsektor	15
2 Quantifizierung der indirekten (physischen) Emissionen von Elektromobilität	16
2.1 Elektromobilität führt zu einem signifikanten Anstieg der Stromnachfrage	16
2.2 Die zusätzliche Nachfrage führt zu einem Anstieg der fossilen Stromerzeugung	17
2.3 Mittelfristig orientiert sich die CO ₂ -Intensität des Ladestroms an Gaskraftwerken	19
2.4 Fazit: Je km sind Elektrofahrzeuge aktuell ähnlich CO ₂ -intensiv wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor	21
3 Das EU ETS dämpft CO₂-Effekte teilweise, führt jedoch zu Verdrängungseffekten	23
3.1 Durch verschiedene Erweiterungen wurde die Emissionsgrenze unter dem EU ETS aufgeweicht	23
3.2 Zusatzemissionen im Stromsektor werden durch MSR nur teilweise aufgehoben	27
3.3 Berücksichtigung von Erwartungen im ETS beeinflusst ebenfalls faktische Emissionen	30
3.4 Zusatzemissionen führen zudem zu Verdrängungs- und Preiseffekten	32
3.5 Fazit: Physisch mit dem Ladestrom verbundene CO ₂ -Emissionen werden nur teilweise und durch Verdrängung anderer CO ₂ -Emissionen verringert	34
4 Regulatorischer Rahmen außerhalb des Stromsektors egalisiert Vorteile einer Elektrifizierung weiter	35
4.1 Flottenziele neutralisieren Vorteile zusätzlicher Elektromobilität	35
4.2 Tatsächlicher THG-Minderungsbeitrag von synthetischen Kraftstoffen aufgrund strenger regulatorischer Vorgaben der RED II höher als bei Elektrifizierung	38
Anhang A Literaturverzeichnis	44
Anhang B Strommarktmodellierung	46

Anhang C	Modellierung des EU ETS (Frontier Economics)	50
-----------------	---	-----------

Anhang D	Modellierung von Erwartungen und Verdrängungseffekten	54
-----------------	--	-----------

Abbildungen

Abbildung 1	CO ₂ -Lebenszyklusanalysen zeigen, dass keine Technologie eindeutig überlegen ist	11
Abbildung 2	Illustration CO ₂ -Budget	13
Abbildung 3.	Emissionen je kWh Ladestrom	17
Abbildung 4	Schematische Darstellung Energiemix und Ladekurve	18
Abbildung 5	Energiemix inkrementeller Ladestrom	20
Abbildung 6	CO ₂ -Intensität des Stroms	21
Abbildung 7	Indirekte Emissionen je gefahrener km (2030)	22
Abbildung 8	Ins EU ETS verschobene physische Emissionen (je Fahrzeug)	28
Abbildung 9	Verbleibende faktische Emissionen variieren je Szenario und Jahr	29
Abbildung 10	Faktische Emissionen pro km Fahrleistung (2030)	30
Abbildung 11	Emissionsverlagerung anstelle von Emissionsvermeidung	34
Abbildung 12	Implizite Flottengrenzwerte in 2025 durch Berücksichtigung von ZLEV	37
Abbildung 13	Zusätzlichkeit von erneuerbarem Strom zur Herstellung von RFNBO	41
Abbildung 14	Beispiel Entwicklung Angebots-Nachfragegleichgewicht EU ETS (LRF: 4,6% nach 2024).	51

Tabellen

Tabelle 1	Annahmen Stromverbrauch BEV	17
Tabelle 2	Physische und faktische Emissionen in den unterschiedlichen Szenarien (2030, g CO ₂ /km)	32
Tabelle 3	ETS-Ergebnisse: Niedrige Emissionen	52
Tabelle 4	ETS-Ergebnisse: Zentrales Szenario	53
Tabelle 5	ETS-Ergebnisse: Hohe Emissionen	53
Tabelle 6	Preis- und Verdrängungseffekte im EU ETS	56

ABSTRACT

The remaining global CO₂ budget that is available in order to limit the rise of global temperatures to 1.5 °C above pre-industrial levels is limited and could be used up within the next decade or two. In its Green Deal, the European Commission has increased its ambitions to reduce CO₂ emissions in Europe until 2030 by at least 50% compared to 1990. The transport sector currently accounts for ¼ of EU CO₂ emissions and its share has been growing in recent years. Hence, the decarbonisation of the transport sector and specifically the road transport represents a big challenge and an effective use of the remaining CO₂ budget is indispensable. In a recently published meta-study on behalf of FVV, we prove that a fair comparison of powertrains needs to consider the whole life cycle of a vehicle in order to determine the most effective emission reduction option for road transport. In this study, we expand this work and specifically focus on the interaction of energy-related CO₂ emissions resulting from the additional electricity generation to charge electric vehicles with the rules and regulations of the power sector and its central instrument of climate change, the EU Emission Trading System. By using detailed modelling of the EU power market and the EU ETS, we conclude that charging needs of electric vehicles will, in the foreseeable future, lead to additional emissions in the power sector. The EU ETS under its current rules will to a certain extent dampen but not prevent this increase in power-related CO₂ emission. Further, we show that synthetic or renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) face much stricter regulation under RED-II related to the effective emission reduction and hence represent a more effective and more reliable emission reduction option under current regulation. We identify the regulatory treatment of the carbon source required for the production of RFNBO as field for further research.

ZUSAMMENFASSUNG

Die FVV beschäftigt sich in verschiedenen Forschungsprojekten mit dem Beitrag, den alternative Antriebstechnologien (z.B. auf Basis von Verbrennungsmotoren in Verbindung mit CO₂-neutralen Kraftstoffen, dem Einsatz von Brennstoffzellentechnologie oder durch eine Elektrifizierung) zur Erreichung eines langfristig defossilisierten Verkehrssektors leisten können.

Verbleibende CO₂-Budgets müssen effizient genutzt werden

Zur Begrenzung des Klimawandels ist eine Reduktion der Treibhausgasemission in allen Bereichen der Wirtschaft und des Lebens notwendig. Die verbleibende Menge an CO₂, die noch in die Atmosphäre emittiert werden darf, ohne eine zu hohe Steigerung der Erdtemperatur zu verursachen, ist begrenzt - so entspricht das gemäß IPCC-Bericht am 1. Januar 2018 verbleibende CO₂-Budget bis zur Erreichung des 1.5°C-Ziels rd. 420-580 Gt. CO₂¹, welches bei aktuellen weltweiten Emissionen in rd. 10-15 Jahren erreicht würde. Vor diesem Hintergrund ist die Wahl der Technologie, die bei geringstem Ausstoß von CO₂ den größten Nutzen stiftet, entscheidend. Dieser Grundsatz gilt natürlich auch für die Wahl von Antriebstechnologien und Kraftstoffen. Dabei kommt es insbesondere im Verkehrssektor aufgrund der komplexen Wertschöpfungsketten darauf an, die Klimabilanz anhand des gesamten Lebenszyklus zu analysieren und zu bewerten.

In diesem Kontext hat Frontier gemeinsam mit der FVV jüngst eine Studie² erstellt, in der auf Basis einer Meta-Analyse von Lebenszyklusanalysen die verschiedenen Beiträge einzelner Technologieoptionen zusammengefasst wurden. Im Ergebnis zeigt sich dabei, dass ein Großteil der im Rahmen der politischen Diskussion batterieelektrischen Fahrzeugen („BEV“) zugeschriebenen Klimavorteile auf der ausschnittartigen Betrachtung einer einzelnen Lebensphase beruhen. Lediglich im Rahmen einer „Tank-to-Wheel“-Betrachtung zeigen sich hier erhebliche CO₂-Vorteile, die jedoch auf Basis einer Lebenszyklusbetrachtung („LCA“) durch Mehrmissionen in anderen Lebensphasen im Vergleich zu Verbrennungsmotoren weitgehend kompensiert werden.

Verzerrung der Technologiewahl durch Regulierungsrahmen sind zu vermeiden

Die Meta-Studie zur Lebenszyklusanalyse leistet einen Beitrag zur transparenten Bewertung verschiedener Technologieoptionen. Bestimmte Aspekte einzelner Technologien konnten jedoch nicht vollumfänglich erfasst werden, wie zum Beispiel der Einfluss der THG-Regulierung im Stromsektor auf die Emissionsbilanz von alternativen Antriebsarten: Die vermeintlichen CO₂-Vorteile der Elektromobilität beruhen weitestgehend auf einer Verschiebung von Emissionen vom Verkehrs- in den Stromsektor, da die verlagerten, durch Ladestrom

¹ IPCC (2018), Special Report – Global Warming of 1.5 °C, Table 2.2, Bandbreite basierend auf dem 50. und 67. Perzentil, verbleibende Zeit abgeleitet auf Basis des weltweiten CO₂-Ausstoßes von 36 Gt.CO₂ pro Jahr (Stand 2019).

² Frontier Economics (2020), Cradle-to-Grave-Lebenszyklusanalyse im Mobilitätssektor; Metastudie zur CO₂-Bilanz alternativer Fahrzeugantriebe, Studie für die FVV e.V.

verursachten Emissionen in der aktuellen Flottenregulierung mit Null gewertet werden.

Mit unserer aktuellen Studie leisten wir einen Beitrag zum Verständnis der Rückwirkungen eines Anstiegs der Stromnachfrage aufgrund von Ladestrom, auch unter Berücksichtigung der CO₂-Regulierung des EU-Emissionshandelssystems (EU ETS), welches die jährlichen CO₂-Emissionen im Stromsektor und energieintensiven Industrien begrenzt. Wir untersuchen wie sich der Mix der Energieträger im Stromsystem durch den Nachfrageanstieg verändert und wie die Instrumente des EU ETS hierauf reagieren.

Abschließend analysieren wir welche regulatorischen Vorgaben außerhalb des Stromsektors vorliegen, die die Vorteilhaftigkeit verschiedener Antriebstechnologien weiter beeinflussen. Dabei betrachten wir insbesondere die Anforderungen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie³ auf die Emissionsbilanz von synthetischen Kraftstoffen.

Ladestrom wird in absehbarer Zeit zu physischen Mehremissionen im Stromsektor führen

Der Anstieg der Stromnachfrage durch den Hochlauf von Elektromobilität in Deutschland wird auf absehbare Zeit zu einem Anstieg der Emissionen im Stromsektor führen. Die zusätzliche Nachfrage führt zwar auch zu einem Anstieg der Investitionen in Erneuerbare Energien, ein Großteil wird jedoch durch bestehende Gas- und kurzfristig auch Kohlekraftwerke gedeckt.

68 gCO₂/km

„Well-to-Wheel“-
Emissionen eines BEV im
Jahr 2030

Unsere detaillierten Strommarktanalysen zeigen selbst unter Berücksichtigung einer EE-Quote im Stromsektor von 65% sowie sonstigen aktuellen Rahmenbedingungen im deutschen und europäischen Strommarkt (z.B. Kohleausstieg), dass die CO₂-Intensität des Ladestroms daher mittelfristig bis zum Jahr 2030 noch etwa auf dem Niveau eines Gaskraftwerks (ca. 350 gCO₂/kWh) liegen wird. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Stromverbrauch von 19 kWh pro 100 km ergibt dies eine spezifische Emission von 68 gCO₂/km. Diesen Emissionswert bezeichnen wir als *physische Emission der Elektromobilität*, da sie unmittelbar mit dem Netzbezug von Ladestrom und dem Energieverbrauch in einer „Well-to-Wheel“-Betrachtung einhergehen. Ein Wert, der für sich genommen über dem Flottenziel für das Jahr 2030 liegt.⁴

Das EU ETS führt zu einer Dämpfung der Mehremissionen, CO₂-Neutralität wird jedoch nicht erreicht

Die Emissionen des Stromsektors unterliegen dem Europäischen Emissionshandel und damit einer absoluten Obergrenze. Durch die Reform des

³ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

⁴ Die EU-Flottenregulierung (Verordnung (EU) 2019/631) sieht bis zum Jahr 2030 ein Absenken der Flottengrenzwerte um 37,5% gegenüber dem Startwert im Jahr 2021 vor. Liegt dieser annahmegemäß bei 95 gCO₂/km, sinkt der Grenzwert für neu zugelassene Fahrzeuge auf 59,4 gCO₂/km.

EU ETS in den vergangenen Jahren ist diese absolute Obergrenze jedoch aufgeweicht worden. Einfach gesprochen reagiert das Angebot an Zertifikaten nun auf die Nachfrage, was dazu führt, dass unter bestimmten Umständen zusätzliche Nachfrage auch zu zusätzlichen Emissionen führt. In genau so einer Situation befindet sich das EU ETS derzeit: Das Angebot an Zertifikaten übersteigt die Nachfrage und in Folge dessen käme es zu einer Reduktion des Angebots und damit auch weniger absoluten Emissionen im Stromsektor. Steigt durch Ladestrom die Nachfrage, reduziert sich das Überangebot und die Korrektur der Angebotsmengen fällt kleiner aus – gegenüber einer Situation ohne Ladestrom steigen die absoluten Emissionen im Stromsektor an. Es ist also davon auszugehen, dass die Regulierung des EU ETS eine dämpfende Wirkung auf die *physischen Emissionen* der Elektromobilität hat, die *faktischen Emissionen* nach Berücksichtigung der Wirkung des EU ETS also von den physischen abweichen.

Die Beziehung von physischen und faktisch im System verbleibenden Emissionen ist nicht 1-zu-1, da ein gewisser Anteil andere Emittenten verdrängt. Je nach Berücksichtigung der Erwartungen von Marktteilnehmern im EU ETS liegt der Anteil verbleibender Emissionen in unserem zentralen Szenario zwischen 30% und 40% der physischen „Well-to-Wheel“-Emissionen, also bei ca. 20 bis 30 gCO₂/km.

20-30 gCO₂/km

verbleibende Emissionen
nach Korrektur durch das
EU ETS

Im Vergleich zu Elektromobilität bieten synthetische Kraftstoffe durch die strenge regulatorische Anforderung der Zusätzlichkeit deutlich verlässlichere Emissionseinsparungen

Mit unserer Studie zeigen wir, dass – trotz Regulierung der Emissionen im Stromsektor durch das EU ETS – die Annahme von Null-Emissionen für Batterieelektrische Fahrzeuge nicht die realen Emissionen des Fahrzeugs während der Nutzungsphase abbildet. Im Gegensatz dazu steht die Regulierung von synthetischen Kraftstoffen durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED II): Da das sog. „Sustainability-Kriterium“ der RED II für einheimisch produzierte synthetische Kraftstoffe vorgeschrieben ist, für einheimischen (deutschen oder europäischen) Ladestrom aber nicht gilt, liegen die physischen Emissionen eines zugelassenen synthetischen Kraftstoffes (im Übrigen auch die eines zugelassenen Biokraftstoffes) aktuell und in der Mittelfrist deutlich unterhalb der Emissionen europäischer Stromerzeugung für den Ladestrom von BEV.

1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG: WELL-TO-TANK CO₂-EFFEKTE ALS WICHTIGE PARAMETER FÜR DIE LEBENSZYKLUSANALYSE

1.1 Die Auswahl einer Antriebstechnologie unter Klimaschutzgesichtspunkten erfordert zwingend eine Betrachtung des gesamten Lebenszyklus

Will man Technologieoptionen hinsichtlich ihrer Klimaeffekte sinnvoll und selektiv anhand weiterer Nachhaltigkeitseffekte bewerten, ist es – solange es keine allumfassende Treibhausgas(THG)-Regulierung gibt – notwendig, sämtliche direkten und indirekten Effekte in allen vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen mit zu berücksichtigen. Die Perspektive sollte dabei in Richtung einer ganzheitlichen Lebenszyklusanalyse alle Phasen eines Produktlebens – oder im Hinblick auf eine letztlich anzustrebende vollständige Kreislaufwirtschaft sogar bis hin zur Wiedereinführung in den Rohstoffkreislauf – erweitert werden. Dies erfordert eine Systembetrachtung auf Basis einer sektorübergreifenden, globalen und zeitlich unbeschränkten Systemgrenze:

- **CO₂-Emissionen müssen insgesamt über alle Sektoren minimiert werden.** Für einen umfassenden Technologievergleich sollten Emissionen, die zwar durch das Fahrzeug, aber in anderen Sektoren – wie dem Energiesektor bei der Herstellung der Antriebsenergie – verursacht werden, ebenfalls berücksichtigt werden. Eine reine Fokussierung der Betrachtung auf den Verkehrssektor ist für die Erreichung der Gesamtziele nicht zielführend – insbesondere in Zeiten von Sektorkopplung und -integration.
- **Die Klimawirkung von CO₂ ist global,** da zur Einhaltung des Klimaziels von 1,5 °C bzw. 2 °C Temperaturanstieg weltweit nur noch ein bestimmtes Budget an Treibhausgasen emittiert werden darf. Das bedeutet, dass es für die Auswirkungen auf den Treibhauseffekt unerheblich ist, wo die Emissionen entstehen. Es müssen also nicht nur die mit der Herstellung der Fahrzeuge verbundenen CO₂-Emissionen in Deutschland oder der EU, sondern auch die in Zulieferländern wie z.B. China berücksichtigt werden. Unilaterale Klimapolitik oder solche mit unterschiedlich strengen Vorgaben zur Minderung der Treibhausgas(THG)-Emissionen, erzeugt dabei einen Anreiz, emissionsintensive Prozesse in weniger regulierte Länder zu verlagern, statt die Emissionen insgesamt zu minimieren.
- **Die Klimawirkung ist unabhängig vom Zeitpunkt der Emissionen.** Relevant sind die absoluten Mengen an emittiertem CO₂. Das bedeutet, dass auch zeitlich nachgelagerte Emissionen – wie Emissionen beim Recycling oder bei der Verschrottung – nicht außer Acht gelassen werden dürfen.

Vor diesem Hintergrund sind in Bezug auf klimapolitische Instrumente vor allem technologieoffene Ansätze geeignet, effektive THG-Einsparungen sicherzustellen.

In der im Juni 2020 veröffentlichten FVV-Metastudie „Cradle-to-Cradle-Lebenszyklusanalyse im Mobilitätssektor“⁵ zeigen wir, dass je nach Einsatzzweck und den sich daraus ergebenden jeweiligen Anforderungen (z.B. hinsichtlich Laufleistung, Größe oder Beladung) die einzelnen Technologien unterschiedlich vorteilhaft sein können. **Abbildung 1** zeigt den Vergleich der Emissionen in den verschiedenen Phasen des Lebenszyklus für drei verschiedene Antriebstypen (Dieselfahrzeug, Elektrofahrzeug, Wasserstofffahrzeug), jeweils mit konventionellem Antrieb und spezifisch auf CO₂-Reduktion ausgerichteten Antriebstechnologien. Der Vergleich der Studien macht deutlich, dass die Unterschiede zwischen den einzelnen Antriebsoptionen häufig nur marginal sind, und z.B. basierend auf der heutigen Stromversorgung die Lebenszyklusemissionen eines Elektrofahrzeugs nicht notwendigerweise geringer sind als die eines Dieselfahrzeugs. Bei der Berücksichtigung von erneuerbarem (z.B. synthetischem) Kraftstoff fällt der Vergleich sogar zugunsten des Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor aus. Ebenso kann sich die Vorteilhaftigkeit der Technologien verändern, wenn sich Produktionsstandorte für die Fahrzeugherstellung oder Antriebsenergie geographisch verlagern und/oder die dortigen Rahmenbedingungen sich verändern.

Sämtliche Anreizinstrumente im Hinblick auf THG-Vermeidung müssen daher Emissionen sowohl sektorübergreifend, als auch international und intertemporal berücksichtigen – ansonsten werden nur Anreize zur Verlagerung von Emissionen gesetzt, nicht aber zu deren Verminderung.

Die individuellen Rahmenbedingungen sind dabei so unterschiedlich, dass eine zentralistische politische Technologiesteuerung keine effiziente Erreichung der Klimaziele ermöglicht! Entsprechend technologieoffen sollten politische Rahmenbedingungen formuliert werden, um – mit Blick auf individuelle Mobilitätsbedürfnisse und unsichere zukünftige Entwicklungen – sinnvolle Lösungen für die CO₂-Reduktion möglich zu machen. Offenheit bezieht sich dabei sowohl auf sich bereits jetzt schon ergänzende Technologien als auch auf Technologien, deren optimale Nische sich aus Technologiewettbewerb erst noch ergeben wird.

⁵ Frontier Economics (2020).

Abbildung 1 CO₂-Lebenszyklusanalysen zeigen, dass keine Technologie eindeutig überlegen ist



Quelle: Frontier Economics (2020)

Hinweis: Ergebnisse wurden zur Vergleichbarkeit auf 150.000 km Lebensfahrleistung skaliert; ICEV: Internal Combustion Engine Vehicle, BEV: Battery Electric Vehicle; FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle, RES-E: Renewable Energy Sources-Electricity; E-Fuel: Electrofuel

Herstellung
 End-of-Life
 Infrastruktur
 Fahrzeugnutzung / Energiequellen

1.2 Batterieelektrische Fahrzeuge profitieren vor allem von der Verlagerung von CO₂-Emissionen aus dem Verkehrs- in den Stromsektor

Die aktuelle Flottenregulierung für neuzugelassene Fahrzeuge legt fest, wie viel Gramm CO₂ ein Fahrzeug pro gefahrenem Kilometer ausstoßen darf. Mit diesem, angesichts der Vielfalt der Antriebssysteme mit komplexeren Emissionswirkungen nicht länger sachgerechten Fokus auf die sogenannten „Tailpipe-Emissions“, greift die Regulierung in zwei wesentlichen Aspekten zu kurz und führt so zu einem verzerrten Wettbewerb der Antriebstechnologien: Einerseits fällt ein nicht zu vernachlässigender Anteil der Emissionen, die über die Lebensdauer eines Fahrzeugs entstehen, nicht nur in der Nutzungs- sondern auch in der Produktionsphase an (**Abbildung 1**). Diese Emissionen sind bei batterieelektrischen Fahrzeugen („BEV“) wegen der energieintensiven Batterieproduktion deutlich höher als bei alternativen Antriebstechnologien. Andererseits werden Emissionen, die in anderen Sektoren entstehen, gänzlich außer Acht gelassen. Durch diesen strikten Tank-to-Wheel-Ansatz schafft die Flottenregulierung Anreize, Emissionen in andere Sektoren zu verlagern und verhindert einen fairen technologieoffenen Wettbewerb.

Die exemplarische Analyse der lebenszyklusweiten Effekte des politischen Ziels einer Markteinführung von 10,5 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen in Deutschland bis 2030 (**Abbildung 2**) in der bereits erwähnten Metastudie zeigt, dass die reklamierten CO₂-Einsparungen⁶ von 65 Mio. tCO₂ kumuliert bis 2030 überwiegend in andere Sektoren und Regionen verlagert würden.

Im Fall von batterieelektrischen Fahrzeugen wird mit der Ladung des Energiespeichers eine zusätzliche Stromnachfrage generiert. Diese inkrementelle Nachfrage muss im Stromsystem durch zusätzliche Erzeugung gedeckt werden. Derzeit – und auch in absehbarer Zukunft bis zur vollständigen De-Fossilisierung des Stromsystems – werden konventionelle Kraftwerke mit dem Einsatz fossiler Brennstoffe zumindest einen Teil der Nachfrage decken. Emissionen, die in der Nutzungsphase des Lebenszyklus im Verkehrssektor vermieden werden, fallen im Stromsektor an. In der Metastudie zeigen wir, dass dies im Fall von 6,5 Mio. zusätzlichen BEV bis 2030 in Deutschland ca. 51,1 Mio. tCO₂ betrifft, von insgesamt 65 Mio. tCO₂, die im Verkehrssektor eingespart werden. Allerdings wurde in dieser aggregierten Darstellung von zahlreichen Details wie die im Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS)⁷ bestehenden Rückkopplungsmechanismen abstrahiert, die berücksichtigt werden müssen, um die tatsächlichen Einsparungen abschätzen zu können.

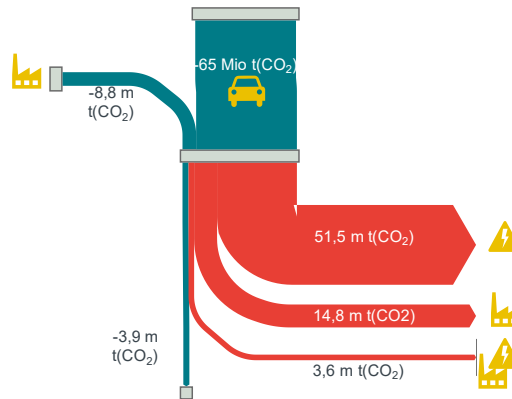
Wenn etwa davon ausgegangen würde, dass die THG-Emissionsmenge im EU ETS unveränderlich ist, würden keine zusätzlichen Emissionen durch die

⁶ Die CO₂-Einsparungen beziehen sich auf die zusätzliche Anzahl von 6,5 Mio. BEV im Vergleich zu einer Referenz von 4 Mio. BEV im Jahr 2030.

⁷ Das EU ETS umfasst in erster Linie die CO₂ Emissionen der energieintensiven Industrie sowie des Stromsektors. CO₂-Emissionen in diesen Sektoren müssen für jede t CO₂ ein Zertifikat vorlegen. Die Gesamtmenge an Zertifikaten ist dabei vorgegeben und die ausgegebenen Zertifikate können gehandelt werden. So entsteht ein Zertifikat-(CO₂-)Preis. Insgesamt umfasst das EU ETS derzeit gut 40 % aller EU-Treibhausgasemissionen.

Verlagerung im Stromsektor entstehen, sondern andere Emissionen innerhalb des EU ETS verdrängt werden. In anderen Fällen, und insbesondere bei Grenzen des Ausbaus erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, können jedoch auch erhebliche Mehremissionen anfallen, wie wir in Kapitel 2 zeigen.

Abbildung 2 Illustration CO₂-Budget



Quelle: Frontier Economics (2020): FVV Metastudie LCA

1.3 Die Well-to-Tank-Auswirkungen einer zusätzlichen Stromnachfrage durch eine Elektrifizierung im Mobilitätssektor werden dabei oft nur unvollständig erfasst

Ein Großteil der politischen Unterstützung eines schnellen Hochlaufs von batterieelektrischen Fahrzeugen basiert auf der – simplifizierten – Argumentation, dass erneuerbare Energiequellen CO₂-neutralen Strom bereitstellen und daher über eine Elektrifizierung die Weichen für eine langfristig CO₂-neutrale Mobilität gestellt würden. Diese Argumentation ignoriert jedoch zahlreiche zentrale Wirkungsmechanismen:

- **Das CO₂-Ziel ist ein Budget-Ziel:** Das Abkommen von Paris zur Begrenzung der Erwärmung auf 1,5 °C greift letztlich auf die Analysen des Weltklimarats IPCC zurück, die ein verbliebenes Restbudget für CO₂-Emissionen ausweist. Vor diesem Hintergrund können mögliche Zusatzemissionen durch einen früheren Umstieg auf Technologien daher je nach Regulierungsmechanismen kontraproduktiv sein (z.B. wenn es zu vorzeitigen Stilllegungen kommt und damit bei der Produktion angefallene Einmalemissionen kurzfristig „abgeschrieben“ werden müssen).
- **Die Flottenregulierung basiert auf der Fiktion einer Emissionsvermeidung:** Durch den strikten Tank-to-Wheel-Ansatz schafft die Flottenregulierung Anreize, CO₂-Emissionen in andere Sektoren zu verlagern. Durch die starke Fokussierung auf batterieelektrische Fahrzeuge werden dabei Tailpipe-Emissionen durch zusätzliche Stromnachfrage ersetzt.
- **Der deutsche und europäische Strom-Erzeugungsmix wird durch verschiedene politische Instrumente kurz- bis mittelfristig determiniert:**

Durch die Förderprogramme zum Ausbau erneuerbarer Energien in Verbindung mit den gesetzlichen Vorgaben zum Ausstieg aus Kohle- und Kernenergie ist der Stromerzeugungsmix stark vorgezeichnet, sodass nur begrenzt technische Optionen verbleiben, um zusätzliche Nachfrage zu decken.

- **Mit dem EU ETS besteht ein komplexes Instrumentarium zur Regulierung des CO₂-Ausstoßes:** Das EU ETS gibt dem Stromsektor (sowie dem ebenfalls beteiligten Industrie- und innereuropäischen Luftverkehrssektor) über die „Cap and Trade“-Methodik⁸ zunächst ein festes THG-Budget vor, sodass Veränderungen der Endnachfrage zunächst keine THG-Effekte vermuten ließen und Punkt 1 vollkommen irrelevant wäre. Allerdings gibt es verschiedene Ergänzungen und Folgewirkungen, durch die sich faktisch doch (potentiell erkennbare) Effekte ergeben können, u.a. durch
 - Die Einführung der Marktstabilitätsreserve mit einem recht komplexen System des „Parkens“ und „Löschen“ von Emissionszertifikaten, die beide durch einen Ausbau der E-Mobilität theoretisch in die eine oder andere Richtung verändert werden können (weniger Parken und Löschen, d.h. Emissionsanstieg oder mehr Parken und Löschen, d.h. Emissionsreduktion);
 - Die Verdrängung anderer Nachfrage, z.B. durch
 - Eine De-Elektrifizierung anderer Strom-Nachfrager;
 - Carbon-Leakage-Effekte (in der Industrie); oder
 - Wegfall von Nachfrage mit entsprechenden Wertschöpfungseffekten.

Im Folgenden fokussieren wir auf diese komplexen Rückkopplungseffekte, die die Verschiebung von Emissionen vom Verkehrs- in den Stromsektor auslöst. Wir zeigen die Mechanismen und Wirkungszusammenhänge auf und arbeiten die letztlich durch den Verkehrssektor potentiell getriebene zunehmende Stromnachfrage ausgelösten direkten und indirekten Effekte heraus. Dabei berücksichtigen wir die (Emissions-)Auswirkungen, die die zusätzliche Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen im Stromsektor auslöst.

Hierzu hat Schmidt (2020)⁹ jüngst einen entsprechenden Diskussionsbeitrag veröffentlicht, der auf die Notwendigkeit der Unterscheidung zwischen durchschnittlichen und marginalen Effekten hinweist: Oft werden CO₂-Effekte von Strombezug auf Basis von Durchschnittsbetrachtungen bewertet, die jedoch oft die Effekte systematisch unterschätzen, da regelmäßig die „letzte“ kWh durch ein fossiles Kraftwerk erzeugt wird und die damit verbundenen Emissionen damit ggf. überdurchschnittlich ausfallen. Diese theoretischen Überlegungen basieren allerdings nicht auf einem detaillierten Modell der Stromproduktion, was diese Studie daher ergänzen möchte.

⁸ Als „Cap and Trade“ bezeichnet man umweltpolitische Instrumente, die die Emission z.B. eines umweltschädlichen Gases an das Einreichen eines handelbaren Verschmutzungsrechts (Zertifikat) koppeln. Die Gesamtmenge der verfügbaren Zertifikate wird begrenzt (Cap) und die verpflichteten Akteure können die Zertifikate nach Erstaussgabe untereinander handeln (Trade), um so eine effiziente Kombination von Vermeidungsoptionen zu erreichen.

⁹ Schmidt, U. (2020): Elektromobilität und Klimaschutz: Die große Fehlkalkulation. Kiel Policy Brief.

1.4 Zielsetzung der Studie: Berechnung der Auswirkungen einer inkrementellen Stromnachfrage auf den Stromsektor

Ziel dieser Studie ist es, die CO₂-Gesamtbilanz einer zusätzlichen Stromnachfrage für Elektromobilität in Deutschland unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens transparent darzustellen. Dabei liegt der Fokus hier nicht auf den vor- /nachgelagerten Stufen einer Lebenszyklusanalyse (Produktion und Recycling), sondern im Sinne einer „Well-to-Wheel“ Betrachtung auf den „laufenden“ Emissionen, wie sie für das deutsche CO₂-Emissionsziel relevant sind. Wir unterscheiden dabei zwischen zwei Dimensionen des CO₂-Ausstoßes:

- **Wie entwickeln sich die physischen Emissionen, die in den Stromsektor verlagert werden?** In einem ersten Schritt bewerten wir, welche Stromerzeugungsanlagen die zusätzliche Stromnachfrage der E-Mobilität in Deutschland und Europa decken und welche physischen CO₂-Mehremissionen dadurch im Stromsektor anfallen. Dies sind die Emissionen, die in vielen Studien wie etwa der erwähnten Studie von Schmidt (2020) aber auch im Rahmen der FVV-Metastudie¹⁰ den batterieelektrischen Fahrzeugen zugerechnet werden. Zur Quantifizierung der physischen Emissionen setzen wir ein Simulationsmodell ein, das die Entwicklung des Zentral-West-Europäischen Strommarkts abbildet. Die Modellierung des Stromsystems berücksichtigt wesentliche Leitplanken, wie den Deutschen Kohleausstieg bis 2035 oder die Einhaltung der im EEG festgeschriebenen Quote erneuerbarer Stromerzeugung.¹¹
- **Welche faktischen CO₂-Emissionen verbleiben nach der Rückkopplung mit dem EU ETS?** Die physischen Emissionen der E-Mobilität generieren eine zusätzliche Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten im EU ETS. Die Emissionen im Stromsektor sind durch das Cap des EU ETS absolut begrenzt. Mit der letzten Reform des Emissionshandels wurde mit der Marktstabilitätsreserve („MSR“) jedoch ein Instrument eingeführt, welches die Angebotsmenge teilweise flexibilisiert: Bei einem Überangebot werden Zertifikate aus dem Markt genommen und teilweise gelöscht. Bei einem Nachfrageüberhang können zuvor eingelagerte Zertifikate aus der MSR zurück in den Markt gegeben werden. Mit Hilfe der EU ETS-Modelle von Frontier Economics und des IfW untersuchen wir, wie sich die zusätzliche Nachfrage nach Zertifikaten aus der E-Mobilität auf die Mechanismen der MSR auswirkt und wie sich damit das Gesamtangebot an Zertifikaten im EU ETS verändert. Die Veränderung des Gesamtangebots durch mehr oder weniger Löschung von Zertifikaten bezeichnen wir als faktische Mehremissionen.

Dabei handelt es sich um eine partielle Betrachtung der „Well-to-Wheel“-CO₂-Emissionen, bei der weitere Lebenszykluseffekte aber auch THG-unabhängige Auswirkungen von E-Mobilität (lokale Schadstoffemissionen oder mögliche

¹⁰ Frontier Economics (2020).

¹¹ Der letzte Entwurf des EEG 2021 sieht neben dem 65%-Ziel im Jahr 2030 zusätzlich jährliche Kapazitätsziele sowie Mengenziele für die erneuerbaren Energieträger vor (§4 EEG 2021 bzw. §4a EEG 2021). Diese jährlichen Ziele sind noch nicht in unserer Analyse berücksichtigt, ändern erwartungsgemäß jedoch keines der hier gezeigten Ergebnisse grundlegend.

Ressourcenknappheiten bei der Batterieherstellung) unberücksichtigt bleiben. Eine Aussage, ob E-Mobilität gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist oder nicht, ist damit allein auf Basis der Studienergebnisse nicht möglich; die Ergebnisse können jedoch zu einer umfassenderen und aussagekräftigeren Lebenszyklusanalyse beitragen.

Ergänzend betrachten wir neben den Emissionswirkungen noch weitere regulatorische Herausforderungen außerhalb des Stromsektors und Verdrängungseffekte durch die erhöhte Nachfrage nach Zertifikaten in anderen Sektoren des EU ETS. Abschließend ziehen wir einen Vergleich zwischen den regulatorischen Anforderungen und tatsächlichen Emissionen verschiedener Antriebstechnologien.

2 QUANTIFIZIERUNG DER INDIREKTEN (PHYSISCHEN) EMISSIONEN VON ELEKTROMOBILITÄT

In diesem Abschnitt quantifizieren wir die indirekten physischen Emissionen der Elektromobilität, vor der Berücksichtigung möglicher Rückkopplungen im EU ETS: Wir:

- schätzen die zusätzliche Stromnachfrage aus einem potentiellen Anstieg der Elektromobilität in Deutschland;
- bestimmen mit Hilfe des Europäischen Strommarktmodells von Frontier, welche Kraftwerke und Energieträger für die Deckung der zusätzlichen Nachfrage zum Einsatz kommen; und
- bewerten, welche CO₂-Emissionen damit mit der zusätzlichen Stromnachfrage einhergehen.

2.1 Elektromobilität führt zu einem signifikanten Anstieg der Stromnachfrage

Für die Analyse in dieser Studie unterstellen wir, dass die Anzahl von Elektrofahrzeugen von heute ca. 100.000 Fahrzeugen bis 2030 auf 8 Mio. Elektrofahrzeuge ansteigt.¹² Den Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge schätzen wir anhand einer Bottom-Up-Berechnung auf Basis von vier verschiedenen Fahrzeugklassen: Kleinwagen, Mittel- und Oberklasse sowie SUV (**Abbildung 3**).¹³ Von heute bis zur Neuzulassung im Jahr 2030 gehen wir von einer 22%-igen Effizienzsteigerung der Batterien aus. Bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von 15 Jahren ergibt sich damit im Jahr 2030 ein Flottendurchschnitt von 19,3 kWh pro 100 km und bei einer durchschnittlichen Laufleistung von

¹² Wir orientieren uns am Mittelwert der Szenarien B und C des Netzentwicklungsplans der Deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber 2030, vgl. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019).

¹³ Eigene Recherchen und Berechnungen, unter Berücksichtigung von Onboard-Ladeverlusten.

15.000 km ein **Mehrverbrauch an Strom aus deutscher Produktion in Höhe von 23 TWh.**

Tabelle 1 Annahmen Stromverbrauch BEV

BEV	Anteil Neuzulassung*	Status Quo [kWh/100km]	Zulassung 2030 [kWh/100km]
Kleinwagen	38%	16.9	14.1
Mittelklasse	26%	20.1	16.0
Oberklasse	11%	23.7	17.8
SUV	25%	30.6	22.1
Mix	100%	21.9	17.0

Quelle: Frontier Economics

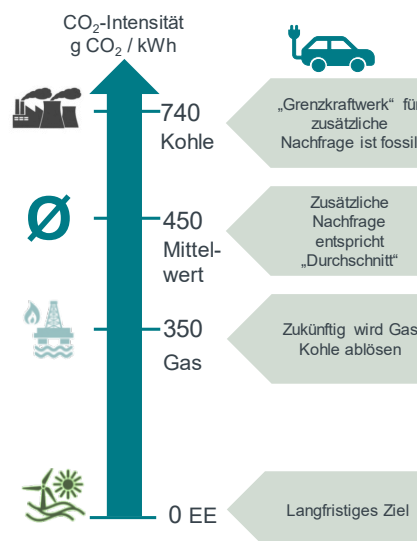
Hinweis: Schätzung basiert auf All-Seasons-Ansatz des WLTP inkl. zusätzlicher Verbraucher wie Heizung oder Klimaanlage.

* Neuzulassungen im Zeitraum 2010 bis 2018 basierend auf European Automobile Manufacturers Association (2020): <https://www.acea.be/statistics/article/segment-breakdown-body-country>

2.2 Die zusätzliche Nachfrage führt zu einem Anstieg der fossilen Stromerzeugung

Die indirekten physischen CO₂-Emissionen, die diese zusätzliche Nachfrage im Stromsektor verursachen, hängen davon ab, welches Kraftwerk und welche Energieträger zum Einsatz kommen. Decken in erster Linie Erneuerbare Energien (EE) die Nachfrage, ist mit einem geringen zusätzlichen Ausstoß von CO₂ zu rechnen.¹⁴ Tatsächlich sind die EE-Potenziale jedoch begrenzt und auch orientiert sich die Ladung von Elektrofahrzeugen nicht an der variablen Einspeisung von EE ins Netz. Daher ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der zusätzlich benötigten Erzeugung von konventionell thermischen Kraftwerken bereitgestellt wird.

Abbildung 3. Emissionen je kWh Ladestrom



Quelle: Frontier Economics

Im wissenschaftlichen Diskurs wird teilweise argumentiert, dass die Ladung von Elektrofahrzeugen mit der durchschnittlichen CO₂-Intensität des Strommixes zu bewerten sei.¹⁵ Schmidt (2020) argumentiert, dass aufgrund begrenzter EE-Potenziale insbesondere kurzfristig die CO₂-Intensität des letzten thermischen Kraftwerks (sogenanntes

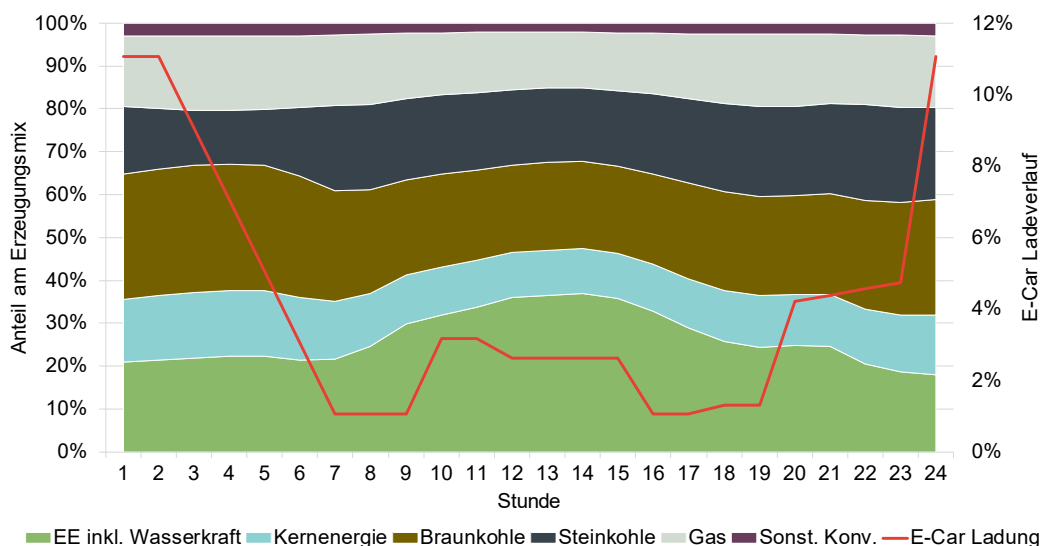
¹⁴ In erster Linie verursacht durch die Herstellung und Errichtung von EE-Anlagen, z.B. Betonfundamente für Wind-Onshore- oder Offshore-Anlagen. Diese Emissionen vernachlässigen wir im weiteren Verlauf der Studie jedoch und bewerten EE-Strom mit 0 Emissionen.

¹⁵ Joanneum Research (2019): Geschätzte Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch in der Lebenszyklusanalyse von PKW-basierten Verkehrssystemen. Studie im Auftrag des ADAC.

Grenzkraftwerk), welches zur Nachfragedeckung eingesetzt wird, ausschlaggebend für die CO₂-Intensität des Ladestroms ist.

Zur Beantwortung der Frage, welche Kraftwerke den benötigten Ladestrom bereitstellen, untersuchen wir, wie sich der Kraftwerkseinsatz im Strommarktmodell von Frontier¹⁶ mit und ohne zusätzlicher Stromnachfrage aus Elektromobilität einstellt. Dazu verwenden wir ein typisches Ladeprofil, wie es auch von den Europäischen Übertragungsnetzbetreibern bei den Analysen zum Netzentwicklungsplan zur Anwendung kommt.¹⁷ **Abbildung 4** verdeutlicht anhand des Ladeprofils der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE¹⁸) und einem beispielhaften Energiemix in Deutschland¹⁹, zu welchen Stunden Elektrofahrzeuge laden und welche Kraftwerke zu diesen Zeiten einen Großteil der Energie bereitstellen. Am dargestellten Tag lag die durchschnittliche CO₂-Intensität bei ca. 450 gCO₂/kWh, gewichtet mit dem Ladeprofil eines Elektrofahrzeugs dann bei 470 gCO₂/kWh und damit leicht über dem Tagesdurchschnitt.

Abbildung 4 Schematische Darstellung Energiemix und Ladekurve



Quelle: Frontier Economics basierend auf SMARD; ENTSO-E TYNDP 2020

Hinweis: Abbildung zeigt Energiemix in Deutschland am 29.09.2020

Durch die Reform des EEG 2021 ist zu erwarten, dass das Laden eines privaten Elektrofahrzeugs mit selbst-produziertem Solarstrom an Attraktivität gewinnt. Eine vollständige Dekarbonisierung des Ladestroms ist jedoch auch dann nicht zu erwarten, da die Erzeugung immer dargebotsabhängig ist und unter Umständen nicht ausreichend Solarenergie zur Verfügung steht, wenn das Fahrzeug zu laden ist.

¹⁶ Modellbeschreibung im Anhang B.

¹⁷ Wir erkennen an, dass es mit zunehmender Flottengröße und Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz zu einer Verstärkung der Ladung kommt. Dieser Effekt ist in unserer Analyse nicht berücksichtigt.

¹⁸ European Network of Transmission System Operators Electricity (ENTSOE) (2019).

¹⁹ Quelle: SMARD, 29.09.2020

2.3 Mittelfristig orientiert sich die CO₂-Intensität des Ladestroms an Gaskraftwerken

In unserer Modellierung des Europäischen Strommarkts berücksichtigen wir wesentliche Rahmenbedingungen wie einen Anstieg der EE-Quote in Deutschland auf 65% und den Kohleausstieg bis 2038. Die Entwicklung des Marktes innerhalb dieser politischen Leitplanken ergibt sich aus einer systemweiten Optimierung des Kraftwerkszubaues und -einsatzes. Die CO₂-Intensität des Ladestroms leiten wir aus dem Vergleich zweier Szenarien ab, einem Szenario mit und einem Szenario ohne inkrementeller Stromnachfrage aus der Elektromobilität.

Da der Europäische Strommarkt integriert und insbesondere Deutschland sehr eng mit seinen Nachbarländern verknüpft ist, berücksichtigen wir nicht nur ein Anwachsen der Elektromobilität in Deutschland, sondern modellieren einen Anstieg in Europa, der den Annahmen der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber entspricht.²⁰ **Abbildung 5** zeigt den aus dem Strommarktmodell resultierenden Energiemix in Deutschland ohne Berücksichtigung der Handelsströme, sowie in der Modellregion EU:

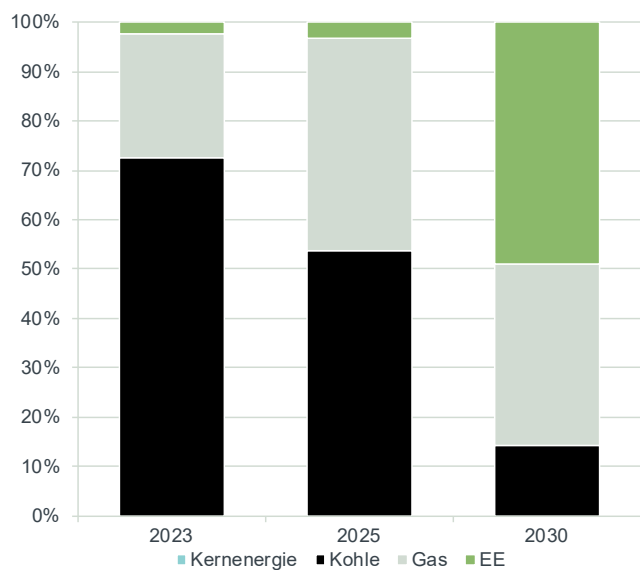
- **Energiemix des inkrementellen Ladestroms in Deutschland kurzfristig von Kohle dominiert** – Unsere Analyse zeigt, dass durch den Anstieg der Nachfrage kurzfristig insbesondere die Auslastung der noch bestehenden Kohlekraftwerke steigt. Mittelfristig bis 2030 steigt der Anteil von Erneuerbarem Strom, auch wegen der Einhaltung der 65%-EE-Quote in Deutschland.
- **Auf europäischer Ebene wird die zusätzliche Nachfrage insbesondere von Gaskraftwerken gedeckt** – Unter Berücksichtigung der Effekte in den anderen Mitgliedsstaaten, sowie den grenzüberschreitenden Stromflüssen zwischen den Ländern, kommen insbesondere Gaskraftwerke zur Deckung der inkrementellen Nachfrage zum Einsatz. Kohlekraftwerke kommen hingegen nur zu einem geringeren Anteil in der kurzen Frist zum Einsatz.

Da ein Teil des in Deutschland anfallenden inkrementellen Ladestroms auch durch Importe aus dem Ausland gedeckt wird, und umgekehrt, verwenden wir in den nachfolgenden Analysen die modellierte CO₂-Intensität des Ladestroms in Europa, um die indirekten Emissionen der deutschen Elektromobilität zu bewerten.

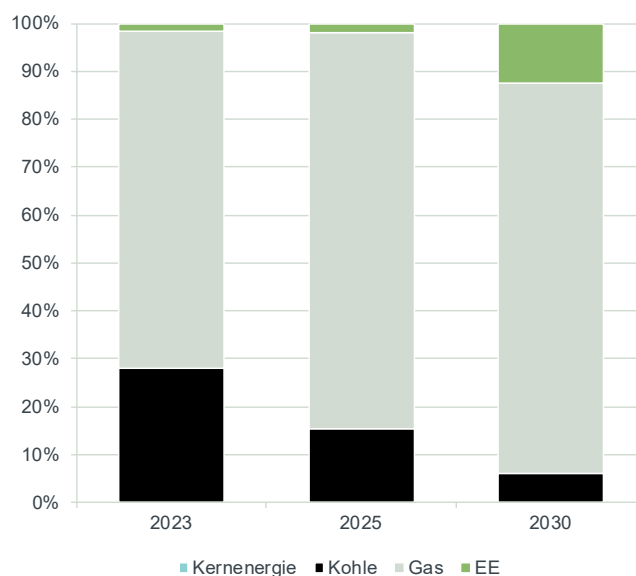
²⁰ Anstieg auf ca. 100 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2030, „Global Ambitions“ Szenario TYNDP 2020.

Abbildung 5 Energiemix inkrementeller Ladestrom

... in Deutschland (ohne Ex-/Importe)



... in Europa (Modellregion Strommarktmodell²¹)

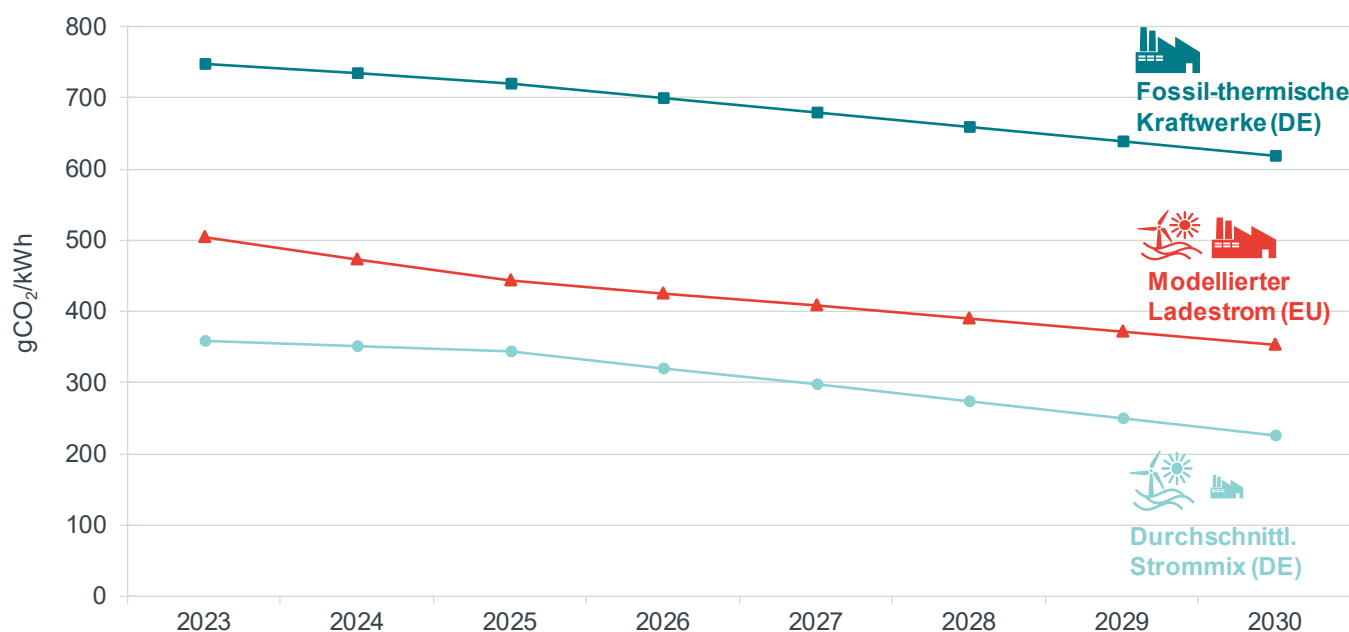


Quelle: Frontier Economics

Abbildung 6 zeigt den modellierten Ladestrom (rote Linie) auf Basis der Veränderung des europäischen Strommixes im Vergleich zur CO₂-Emissionsintensität des durchschnittlichen Strommixes (hellblau) und der Intensität der fossil-thermischen Kraftwerke in Deutschland (dunkelblau). Die CO₂-Intensität sinkt im Zeitverlauf von ca. 500 gCO₂/kWh im Jahr 2023 durch die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromsystems auf ca. 350 gCO₂/kWh und liegt damit zwischen der durchschnittlichen und marginalen (fossil-thermischen) CO₂-Intensität des deutschen Strommixes.

²¹ Umfasst: Deutschland, Niederlande, Belgien, Frankreich, Schweiz, Österreich, Italien, Tschechische Republik, Polen, Dänemark und Großbritannien.

Abbildung 6 CO₂-Intensität des Stroms



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Strommarktmodell

2.4 Fazit: Je km sind Elektrofahrzeuge aktuell ähnlich CO₂-intensiv wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor

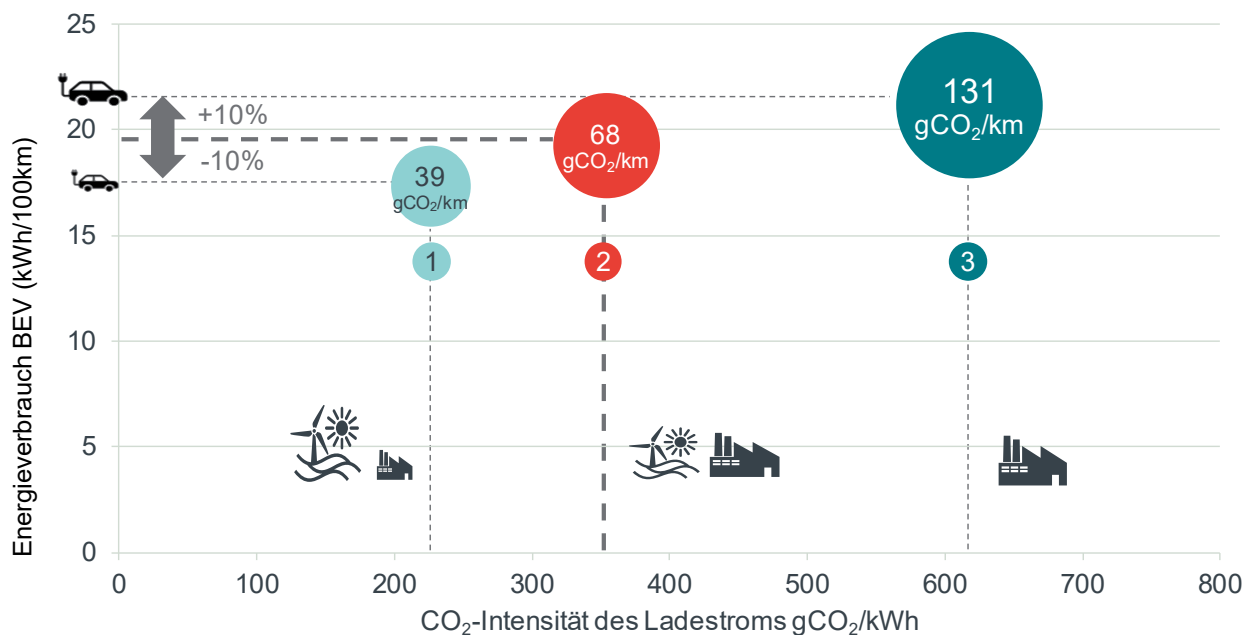
Unsere Quantifizierung der Emissionsintensität des Ladestroms zeigt, dass auf absehbare Zeit durch die Nachfrage nach Ladestrom CO₂-Emissionen in den Stromsektor verschoben werden. Die modellierte CO₂-Intensität des Ladestroms stellt die beste Annahme für diese verschobenen physischen CO₂-Emissionen dar. Im Folgenden zeigen wir, welche indirekten physischen Emissionen sich damit pro gefahrenem Kilometer ergeben.

Zur Veranschaulichung konzentrieren wir uns dabei auf das Jahr 2030, variieren für weitere Sensitivitätsanalysen den Energieverbrauch um +/- 10 % und kombinieren dies mit den drei zuvor definierten CO₂-Intensitäten des Ladestroms:

- Im *besten Fall* tankt ein überdurchschnittlich effizientes Fahrzeug (17 kWh/100 km) den durchschnittlichen Strommix und emittiert damit im Jahr 2030 ca. **40 gCO₂/km**.
- In unserem *zentralen Szenario* auf Basis von ca. 19 kWh/100 km und der modellierten CO₂-Intensität beträgt der indirekte CO₂-Ausstoß im Jahr 2030 ca. **70 gCO₂/km**.
- Im *ungünstigsten Fall* tankt ein unterdurchschnittlich effizientes Fahrzeug (ca. 21 kWh/100 km) in erster Linie fossil-thermischen Strom und emittiert damit ca. **130 gCO₂/km**.

Damit erreichen die Elektrofahrzeuge im Jahr 2030, wohlgemerkt ohne Berücksichtigung möglicher dämpfender Effekte des EU ETS, einen Emissionswert je gefahrenem Kilometer, der sich leicht unterhalb der Bandbreite aktueller Verbrennungsmotoren bewegt, die zwischen 117 und 170 gCO₂/km²² liegt. Die Ergebnisse aus diesen drei Szenarien werden in **Abbildung 7** noch einmal zusammengefasst dargestellt.

Abbildung 7 Indirekte Emissionen je gefahrener km (2030)



Quelle: Frontier Economics

²² Flottendurchschnitt von in der EU vertriebenen Fahrzeugen, Neuzulassung 2019, siehe **Abbildung 12**.

3 DAS EU ETS DÄMPFT CO₂-EFFEKTE TEILWEISE, FÜHRT JEDOCH ZU VERDRÄNGUNGSEFFEKTEN

In diesem Abschnitt zeigen wir auf Basis von Modellierungen des Europäischen Emissionshandels, dass das EU ETS zwar eine dämpfende Wirkung auf die indirekten physischen Emissionen entfaltet, das Argument des CO₂-neutralen Ladestroms jedoch in der aktuellen Ausgestaltung nicht Stand hält. Vielmehr zeigt unsere Analyse, dass die komplexen Rückwirkungen zwischen verschiedenen Instrumenten und Sektoren bei der Gestaltung effektiver Klimapolitik Berücksichtigung finden müssen. Wir zeigen nachfolgend:

- wie die Mechanismen im EU ETS eine Flexibilisierung der Angebotsmenge bewirken;
- dass diese Flexibilisierung der Angebotsmenge dazu führt, dass zusätzliche Nachfrage nicht nur andere Emissionen im ETS verdrängt, sondern auch zu faktischen Mehremissionen führt; und
- dass es durch die zusätzliche Nachfrage auch zu Verdrängungs- und Preiseffekten in anderen Sektoren kommt.

3.1 Durch verschiedene Erweiterungen wurde die Emissionsgrenze unter dem EU ETS aufgeweicht

Das EU ETS ist ein effektives und effizientes Klimaschutzinstrument

Das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) stellt das zentrale Klimaschutzinstrument auf europäischer Ebene dar. Akteure, die in relevanten Branchen tätig sind, müssen für jede Tonne emittiertes CO₂ ein Zertifikat (European Union Emission Allowance, EUA) bei ihrer nationalen Handelsstelle einreichen. Die Akteure beschaffen sich die notwendigen Zertifikate entweder in zentral durchgeführten Auktionen, bekommen Zertifikate zugeteilt oder können diese anderen Marktteilnehmern abkaufen. Wichtig ist, die Gesamtmenge an Zertifikaten, die jedem Marktteilnehmer zur Verfügung stehen, ist begrenzt und sinkt von Jahr zu Jahr um eine definierte Menge ab. Derzeit beträgt der Lineare Reduktionsfaktor („LRF“) 2,2%, was einem jährlichen Absenken des Caps in Höhe von ca. 48 Mio. tCO₂ entspricht.

Versäumt ein Marktteilnehmer es, Zertifikate in Höhe seiner gemessenen Emissionen einzureichen, so muss er eine empfindliche Strafe leisten (100 €/tCO₂) und zusätzlich die fehlenden Zertifikate nachliefern. In einem Jahr ausgegebene Zertifikate verlieren nicht am Jahresende ihre Gültigkeit, sie können gelagert (sogenanntes „Banking“) und zu einem späteren Zeitpunkt eingesetzt werden.

Mit den emissionsstarken Sektoren „Öffentliche Strom- & Wärmeversorgung“ sowie der energieintensiven Industrie umfasst das EU ETS etwas weniger als die Hälfte aller Europäischen CO₂-Emissionen.

Durch das jährlich schmelzende Angebot an Zertifikaten wird garantiert, dass ein politisch bestimmtes Ziel der Emissionsminderung in einem gegebenen Jahr erreicht wird. Das EU ETS ist damit ein sehr effektives Instrument. Durch den Handel zwischen Akteuren und die Möglichkeit, Zertifikate zu sparen, wird weiter sichergestellt, dass die günstigste Option der Emissionsvermeidung zum Einsatz kommt. Es ist daher auch ein effizientes Klimaschutzinstrument.

Externe Schocks brachten das EU ETS aus dem Gleichgewicht und schafften signifikantes Überangebot an Zertifikaten

In den ursprünglichen Regulierungen wurde allerdings keine Vorsorge gegenüber externen Schocks getroffen. Als Folge haben eine Reihe von Faktoren, die außerhalb des EU ETS liegen, das System aus dem Gleichgewicht gebracht und dazu geführt, dass die Nachfrage nach Zertifikaten sich anders entwickelte als zur Einsetzung des CO₂-Handels im Jahr 2005 erwartet: Die Wirtschafts- und Finanzkrise der Jahre 2008/2009 und die nachfolgende Rezession drückten die Wirtschaftsleistung. Die Förderung von Erneuerbaren Energien in Europa verdrängte mehr und mehr konventionelle Kraftwerksbetreiber aus dem Markt. Zudem blähte die hohe Anrechenbarkeit von internationalen CO₂-Krediten²³ das ohnehin bestehende Angebot im EU ETS weiter auf.

Dieser Nachfrageschock, in Kombination mit einer inflexiblen Angebotsmenge, hat dazu geführt, dass die Preise für CO₂ stark gefallen und über mehrere Jahre auf niedrigem Niveau verblieben sind. Dies wäre kein Problem, wenn sich die Ziele des EU ETS bereits an der mittelfristig notwendigen vollständigen Dekarbonisierung der Wirtschaft orientiert hätten. Solange allerdings der notwendige Strukturwandel erst zum Teil eingeleitet ist, ist es angezeigt, ein gewisses Anreizniveau aufrecht zu erhalten.

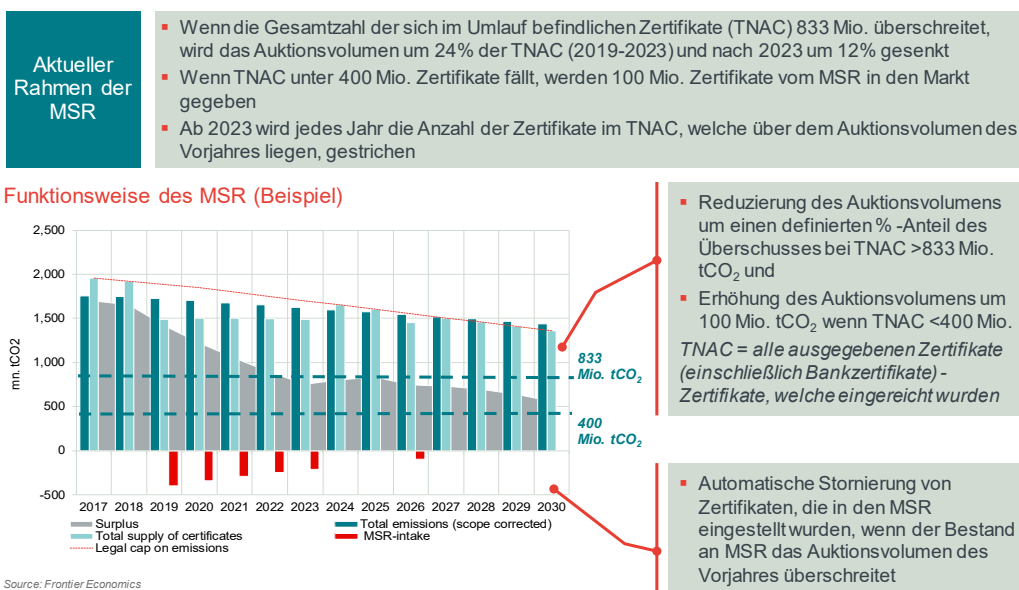
Einführung der Marktstabilitätsreserve und Löschung von Zertifikaten zur Flexibilisierung der Angebotsmenge und Abbau des Überschusses

Als Antwort auf die ausbleibenden Preis- und Investitionssignale und das damit einhergehend schwindende Vertrauen der Politik in das Instrument des EU ETS, implementierte die EU-Kommission im Jahr 2018 eine strukturelle Reform des CO₂-Handels. Neben einer Steigerung des linearen Reduktionsfaktors, der statt einer Reduktion von ca. 38 Mio. tCO₂ pro Jahr nun eine Reduktion von 48 Mio. tCO₂ pro Jahr implizierte, stellt die Einführung der Marktstabilitätsreserve („MSR“) die wichtigste Reform im EU ETS dar.

Die grundlegende Funktionsweise der MSR ist relativ simpel: Übersteigt die Anzahl der Zertifikate, die im Umlauf sind, einen gewissen Schwellenwert, werden im nächsten Jahr weniger Zertifikate versteigert. Die nicht versteigerten Zertifikate werden in der MSR gespeichert. Sinkt zu einem späteren Zeitpunkt die Zertifikatsmenge unter einen kritischen Wert, wird das Auktionsvolumen des Folgejahres aus dem Bestand der MSR wieder erhöht.

²³ Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation Credits (JI)

TECHNISCHE FUNKTIONSWEISE DER MARKTSTABILITÄTSRESERVE



Damit verschiebt die MSR Mengen aus Zeiten mit einem Überschuss in knappere Jahre. Diese zeitliche Verschiebung an sich führt noch nicht zu einer Änderung der insgesamt zur Verfügung stehenden Emissionsrechte. Um den sich aufgebauten Überschuss in Höhe von über 1 Mrd. tCO₂ zu reduzieren, werden ab dem Jahr 2023 allerdings Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve gelöscht, wenn ihr Bestand ein gewisses Niveau übersteigt.²⁴ Mit dieser Zertifikatslöschung schafft die Kommission eine einseitige Option, die Angebotsmenge zu verknappen, wenn die Nachfrage nach Zertifikaten durch externe Schocks oder andere Einflüsse schneller sinkt als das Angebot. Die Funktionsweise ist in der obenstehenden Darstellung noch einmal abgebildet und für ein Beispiel berechnet.

Mit Einführung der MSR wurde erwartet, dass im Zeitraum 2023 bis 2030 über 2 Mrd. tCO₂ gelöscht werden²⁵; dies entspricht mehr als der jährlichen Zuteilung mit EUA (2019: 1,9 Mrd. tCO₂). Wie viele Zertifikate aber tatsächlich endgültig aus dem Markt genommen werden, hängt von der zukünftigen Entwicklung der CO₂-Emissionen, also der Nachfrage, und künftigen Reformen des ETS-Angebots ab. Daher untersuchen wir nachfolgend die künftige Entwicklung des EU ETS in einem Szenario, welches sowohl erwartete Änderungen der Nachfrage z.B. die Dekarbonisierung des Stromsektors durch EE-Förderung und Kohleausstieg, und des Angebots in Form von derzeit im Rahmen des EU Green Deal diskutierten Reformen berücksichtigt.

²⁴ Zertifikate aus der MSR, die den Auktionsanteil des Vorjahres übersteigen, werden gelöscht.

²⁵ BMU (2018): Die Reform des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode (2021-2030), S. 4.

SZENARIOANALYSE ZUR MENGENMODELLIERUNG IM EU ETS MIT DEM MSR-MODELL VON FRONTIER ECONOMICS

Um die Auswirkung der inkrementellen Stromnachfrage der Elektromobilität zu untersuchen, verwenden wir das MSR-Modell von Frontier Economics und für Sensitivitätsanalysen zusätzlich das MSR-Modell des IfW, auf das unten näher eingegangen wird. Die Annahmen im MSR Modell von Frontier Economics sind wie folgt:

Nachfrage nach Zertifikaten im Frontier ETS Modell

Im ersten Schritt definieren wir ein EU ETS-Nachfrageszenario, das die aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklung der Emissionen im Stromsektor und der energieintensiven Industrie abbildet. Dabei berücksichtigen wir

- einen kurzfristigen **Nachfrageschock in Folge der COVID-19-Pandemie** mit reduzierter Wirtschaftsleistung in den Jahren 2020 bis 2022²⁶;
- einen **Anstieg der Stromnachfrage** auf 3,200 TWh sowie eine EU-weite **EE-Quote** von 62% im Jahr 2030²⁷; und
- ein **Wirtschaftswachstum** von jährlich 1,5% ab 2022 sowie eine 30%-ige **Reduktion der Emissionsintensität** (tCO₂/EUR GDP) der Wirtschaft.

Im Vergleich zum Jahr 2018 sinken die Emissionen des Stromsektors damit um 65%, die der ETS-Industriesektoren um 21%. In Summe fallen die Emissionen im EU ETS bis zum Jahr 2030 in diesem Szenario um 61% im Vergleich zu 2005.

Angebot an Zertifikaten im Frontier ETS Modell

Mit dem Green Deal hat die EU eindeutige Ambitionen für höhere THG-Minderungsziele definiert. Um einen Beitrag zu den höheren Zielen zu erreichen, konsultiert die EU-Kommission derzeit mögliche Reformen des EU ETS. Aus heutiger Sicht ist es wahrscheinlich, dass im Jahr 2021 eine Verschärfung der Minderungsziele im EU ETS verabschiedet wird. Für unsere Modellierung nehmen wir an, dass eine Verschärfung im Jahr 2024 eintritt. Wir definieren dabei zwei Angebotsszenarien:

- **Szenario 1: Steiler LRF, moderate MSR** – Steigerung des Linearen Reduktionsfaktors von heute 2,2% auf 4,6% für den Zeitraum 2024 bis 2030 bei Beibehaltung der heute bekannten Regeln der MSR
- **Szenario 2: Moderater LRF, flexible MSR** – Steigerung des Linearen Reduktionsfaktors von heute 2,2% auf 3% für den Zeitraum 2024 bis 2030 bei gleichzeitiger Anhebung der Aufnahmequote der MSR von 12% nach 2023 auf 24%.

²⁶ 8% GDP Rückgang im Jahr 2020 und das Erreichen des Vorkrisenniveaus im Jahr 2023 (vgl. ECB 2020).

²⁷ Basiert auf ENTSO-E TYNDP 2020, „Global Ambitions“-Szenario

3.2 Zusatzemissionen im Stromsektor werden durch MSR nur teilweise aufgehoben

In Abschnitt 2 zeigen wir, dass der Anstieg von Elektromobilität zu einer Verschiebung physischer CO₂-Emissionen aus dem Verkehrssektor in den Stromsektor führt. Wir erklären auch, dass der Stromsektor als Teil des EU ETS einer allgemeinen Obergrenze an Emissionen unterliegt. Diese Obergrenze ist jedoch durch die aktuelle Situation eines Angebotsüberhangs im EU ETS sowie der Löschung von Zertifikaten durch die MSR nicht bindend.

Durch die zusätzliche Nachfrage sinkt der Überschuss an Zertifikaten

Durch die zusätzlichen Emissionen aus der inkrementellen Stromnachfrage aus der Elektromobilität steigt die Nachfrage nach Zertifikaten an. Dies führt dazu, dass der aktuelle Überschuss an Zertifikaten schneller abgebaut wird und weniger Zertifikate in die MSR überführt werden. Im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektromobilität fällt der Bestand an Zertifikaten in der MSR dann kleiner aus und dementsprechend werden auch weniger Zertifikate durch den Mechanismus der automatischen Löschung eliminiert: In Summe stehen dem Markt also mehr Zertifikate zur Verfügung als ohne inkrementelle Nachfrage aus der Elektromobilität.

In dem Frontier-Modell des EU ETS berücksichtigen wir die drei oben beschriebenen Varianten der zusätzlichen Emissionen im EU ETS (**Abbildung 8**). Kombiniert mit der deutschen Hochlaufkurve der EE-Fahrzeuge ergeben sich in unserem zentralen Szenario im Zeitraum 2025 bis 2030 physische Emissionen und somit eine zusätzliche Nachfrage nach Zertifikaten in Höhe von 42 Mio. tCO₂. Ein Fahrzeug, welches im Jahr 2025 zugelassen wird, führt zu einem Anstieg der Emissionen im Stromsektor in Höhe von 1 tCO₂ pro Jahr.²⁸

²⁸ Bei Betrachtung der gesamten Europäischen BEV-Flotte steigt die Nachfrage im zentralen Szenario um ca. 100 Mio. tCO₂ pro Jahr.

Abbildung 8 Ins EU ETS verschobene physische Emissionen (je Fahrzeug)



Quelle: Frontier Economics

Geringerer Überschuss impliziert weniger Löschung von Zertifikaten

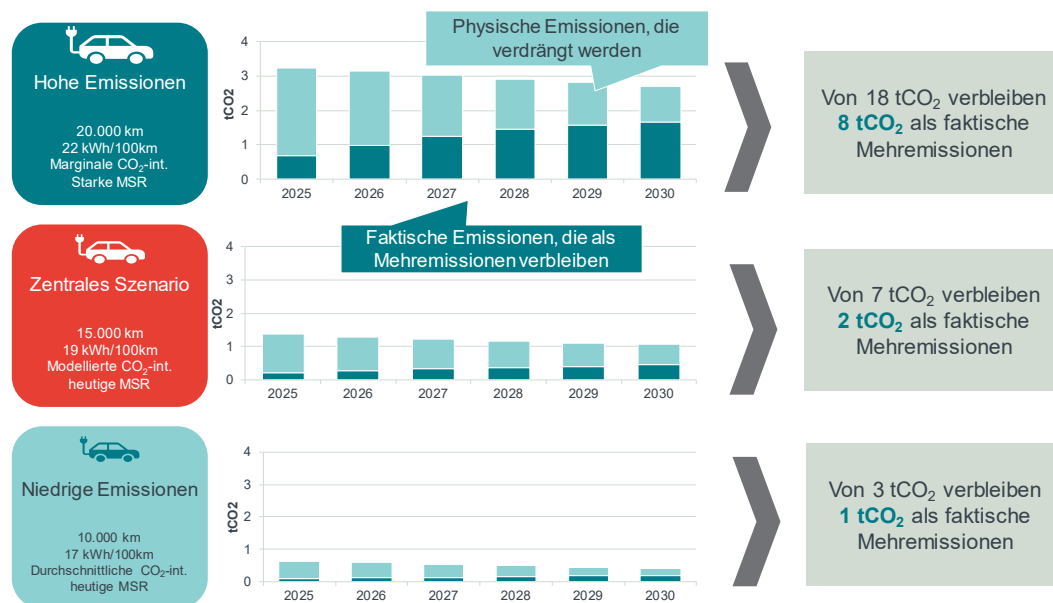
Im Zeitraum 2025 bis 2030 steigt die Nachfrage nach Zertifikaten in unserem zentralen Szenario durch den Anstieg der deutschen Elektromobilität um ca. 42 Mio. tCO₂ an.

Diese zusätzliche Nachfrage führt dazu, dass die Löschung von überschüssigen Zertifikaten um ca. 13 Mio. tCO₂ zurück geht. Durch dieses insgesamt gestiegene Angebot verbleiben im zentralen Szenario also ca. 30% der physischen Emissionen als faktische Mehremissionen im EU ETS.

Am Beispiel eines im Jahr 2025 zugelassenen Elektrofahrzeugs (**Abbildung 9**) entspricht dies in etwa 2 tCO₂ von insgesamt 7 tCO₂, die bis 2030 im Stromsektor anfallen.

Unterstellen wir einen weniger steilen Anstieg des Linearen Reduktionsfaktors („LRF“) aber dafür eine flexiblere MSR, würden ohne Elektromobilität noch mehr Zertifikate ungültig gemacht. In diesem Szenario steigt der Anteil der im System verbleibenden Zertifikate auf fast 50% an (Szenario „Hohe Emissionen“).

Abbildung 9 Verbleibende faktische Emissionen variieren je Szenario und Jahr

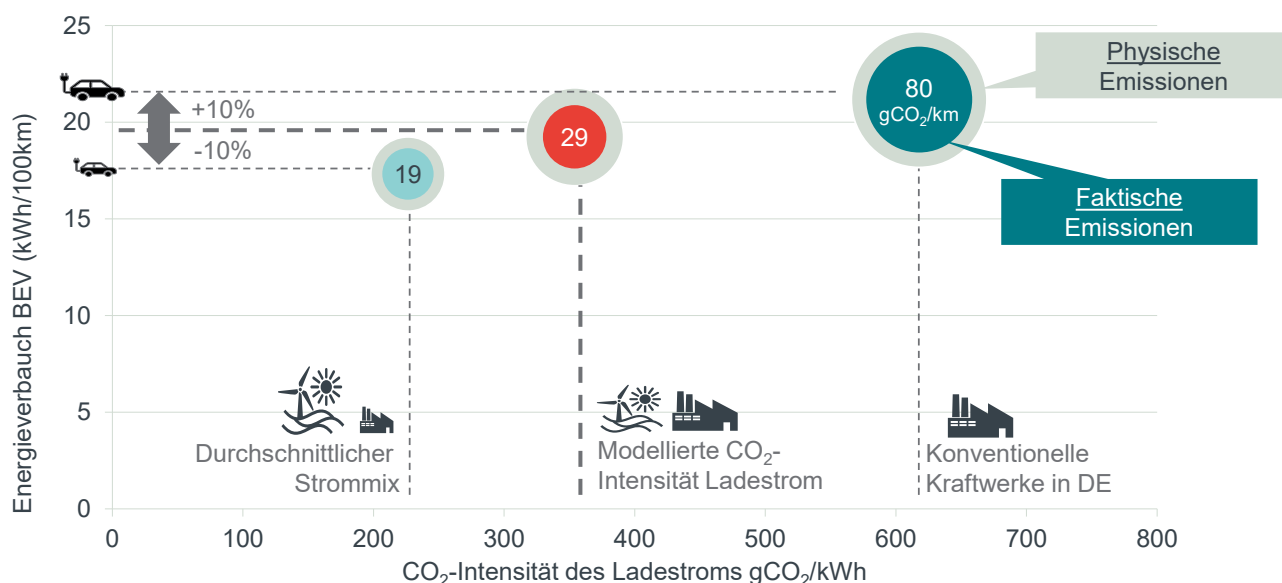


Quelle: Frontier Economics

Pro gefahrenem Kilometer verbleiben im Jahr 2030 ca. 30 gCO₂/km

Auf die unterstellte Fahrleistung herunter gebrochen, ergeben sich in unserem Zentralen Szenario für das Jahr 2030 verbleibende faktische Emissionen in Höhe von 30 gCO₂/km im Vergleich zu 68 gCO₂/km an physischen Emissionen. Sollte die erwartete Reform des EU ETS eine flexiblere Marktstabilitätsreserve ergeben als im zentralen Szenario unterstellt, stiege der Anteil der faktischen Emissionen weiter an. Dies wird in unserem „Hohe Emissionen“-Szenario verdeutlicht, in dem von 131 gCO₂/km physischen noch ca. 80 gCO₂/km an faktischen Emissionen verbleiben. Im niedrigen Emissionsszenario verbleiben hingegen von 39 physischen noch ca. 19 gCO₂/km. Dieses Szenario ist in **Abbildung 10** zusammengefasst. Dargestellt sind die Ergebnisse für das ETS-Angebotsszenario 1 (Strengeres Cap, MSR unverändert) in Verbindung mit den Verbrauchsszenarien „Niedrige Emissionen“ und „Zentrales Szenario“ sowie das ETS-Angebotsszenario 2 (Weniger strenges Cap, Starke MSR) mit dem Verbrauchsszenario „Hohe Emissionen“. Durch die stärkeren Eingriffe der MSR im zweiten Angebotsszenario ist der Hebel der durch zusätzlichen Ladestrom bedingten Emissionen auf die Löschung von Zertifikaten größer. Daher verbleiben von den 131 gCO₂/km an physischen Emissionen mit ca. 60% ein größerer Anteil (80 gCO₂/km) als faktische Emissionen im Stromsystem. In dem ETS-Angebotsszenario 1, das den aktuellen Rahmen der MSR widerspiegelt, beträgt der Anteil der verbleibenden Emissionen zwischen 40 und 50%.

Abbildung 10 Faktische Emissionen pro km Fahrleistung (2030)



Quelle: Frontier Economics

3.3 Berücksichtigung von Erwartungen im ETS beeinflusst ebenfalls faktische Emissionen

In vielen Modellen zur MSR wie Perino (2018), aber auch dem bisher verwendeten Modell, wird angenommen, dass die Begrenzung des Gesamtumfangs der MSR dazu führt, dass eine durch Umweltgesetzgebung ausgelöste Erhöhung/Verringerung der Zertifikatsnachfrage automatisch zu weniger bzw. mehr gelöschten Zertifikaten führt. In diesen Modellen bleiben die Erwartungen der Marktteilnehmer jedoch unberücksichtigt²⁹: Würden die Marktteilnehmer für die Zukunft strengere Umweltauflagen antizipieren, erwarteten sie für die Zukunft auch höhere Zertifikatspreise. In diesem Fall kauften sie heute mehr Zertifikate als sie benötigen, um diese später anstelle der teureren neu emittierten Zertifikate nutzen zu können. Sie würden also vermehrt die Möglichkeit des Banking von Zertifikaten nutzen.

Wir haben das stilisierte ETS-Modell von Rosendahl (Rosendahl 2019) auf unser aktuelles Szenario adaptiert (siehe Anhang D.1 unten für die genauere Vorgehensweise). Eine Simulation der drei oben beschriebenen Szenarien zeigt, dass eine Berücksichtigung derartiger Erwartungen der Marktteilnehmer die Mehremissionen eines BEV bedingten Nachfrageschocks senken. Unter bestimmten Annahmen könnte es zu dem Extremfall kommen, in dem eine durch Elektromobilität ausgelöste Steigerung der Zertifikatsnachfrage netto zu weniger Emissionen führt. Dieses Phänomen ist darauf zurückzuführen, dass die Marktteilnehmer im IfW-Rosendahl-ETS-Modell ohne Unsicherheit und unter perfekter Voraussicht agieren. Unter diesen Annahmen erhöhen die Marktteilnehmer ihren Bestand an Zertifikaten („Banking“) was wiederum durch die

²⁹ Die Existenz solcher Erwartungen hat zur Einführung der Marktstabilitätsreserve geführt.

MSR zu einer stärkeren Löschung führt; d.h. die Marktteilnehmer tragen durch individuell rationales Verhalten insgesamt zu einer Verknappung der Zertifikate vorbei.

Die Annahmen von Rosendahl (2019) sind sicherlich nur bedingt realistisch, da Firmen in der Regel nur einen mittelfristigen Planungshorizont haben und daher ihre Erwartungen und entsprechend ihr Verhalten nicht perfekt anpassen können. Umgekehrt ist es aber genauso unrealistisch, dass Firmen gar nicht auf zukünftige Marktentwicklungen reagieren und entsprechend ihr Verhalten unverändert lassen. Die Realität wird zwischen der Annahme unveränderten Banking-Verhaltens (wie oben dargestellt), sowie der perfekten Anpassung des Banking-Verhaltens liegen.

Da es sich zudem bei dem IfW-Rosendahl-ETS Modell um ein stilisiertes Modell handelt, sind die präsentierten Ergebnisse nur grobe Schätzungen und dürfen nicht als numerische Prognosen missverstanden werden. Dennoch lässt sich anhand dieser Simulationen erkennen, dass die Einbeziehung der Erwartungen der Marktteilnehmer einen dämpfenden Effekt auf die Nachfrage bedingten Mehremissionen haben kann, da ein solcher Nachfrageschock zu einer Reduktion der Emissionen der anderen Sektoren führen würde. Dies ist in der folgenden Tabelle 2 dargestellt³⁰. Wir betrachten dabei den Wert für das Jahr 2030. Außerdem ist für die Erwartungsbildung die Gesamtmenge an zusätzlichen Emissionen durch BEV relevant, weshalb wir auch das Szenario mit erhöhter BEV-Nachfrage in der EU berechnen, dessen Ergebnisse im Anhang gezeigt werden.

Das „Niedrige Emissionen“-Szenario für Deutschland zeigt dabei tatsächlich den Fall, dass mehr gelöscht wird, die Fahrzeuge also negative Emissionen haben. Wie oben geschildert, betreiben die Marktteilnehmer - weil sie in Zukunft höhere Zertifikatspreise erwarten - heute mehr Banking, sodass zunächst mehr Zertifikate gelöscht werden. Zwar kommt es später zu einer erhöhten Nachfrage nach Zertifikaten und damit wieder zu weniger Löschungen, aber der erste Effekt dominiert in diesem Szenario, in dem von einer niedrigen erhöhten Nachfrage ausgegangen wird. Anhang D.1 beschreibt diesen Mechanismus noch genauer.

In allen anderen Szenarien entstehen auch unter Berücksichtigung der Erwartungen und unter Außerachtlassung von Zeitpräferenz positive faktische Mehremissionen im ETS, die aber für das deutsche Szenario niedriger als ohne die Berücksichtigung von Erwartungen sind.³¹

³⁰ Es ist zu beachten, dass durch die Berücksichtigung von Erwartungen, das „Niedrige Emissionen“-Szenario nun das mit einem LRF von 4,6% und angepasster MSR ist, während das „Hohe Emissionen“-Szenario für das Szenario mit LRF 3% ist.

³¹ Für eine erhöhte Zertifikatsnachfrage unter Berücksichtigung der gesamten europäischen Elektrofahrzeugflotte (siehe Anhang) sind sie dagegen im zentralen Szenario sogar höher.

Tabelle 2 **Physische und faktische Emissionen in den unterschiedlichen Szenarien (2030, g CO₂/km)**

Szenario	Physische Emissionen	Faktische Emissionen (Frontier ETS)	Faktische Emissionen (Rosendahl ETS)
Niedrige Emissionen	39.2	18.8	-97.0*
Zentrales Szenario	68.1	28.6	18.0
Hohe Emissionen*	130.8	79.6	45.4

Quelle: IfW / Frontier Economics
 Szenario „Hohe Emissionen“ unterstellt einen LRF von 3% und eine flexiblere MSR, die übrigen Szenarien gehen von einem LRF von 4,6% aus und der heutigen Konfiguration der MSR
 * Sonderfall, in dem bei einem geringen Anstieg der Emissionen tatsächlich weniger faktische Emissionen verbleiben.

3.4 Zusatzemissionen führen zudem zu Verdrängungs- und Preiseffekten

Durch die zusätzliche Stromnachfrage aus Elektromobilität sowie die damit verbundene Nachfrage im EU-ETS nach Zertifikaten finden entsprechende Marktreaktionen im EU-ETS statt:

- Die Zertifikatspreise steigen;
- die anderen Nachfrager reduzieren ihre Nachfrage nach Zertifikaten bzw. ihre Emissionen; und
- ein Teil der zusätzlichen Emissionen wird (z.B. ins Ausland) verlagert.

Um den Anstieg der Zertifikatspreise und die Reduzierung der Nachfrage abzuschätzen, wird zum einen das IfW-Rosendahl-ETS-Modell herangezogen, zum anderen aus dem IfW-DART-Modell (einem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell, das für Klimapolitikanalysen eingesetzt wird) abgeleitete Grenzvermeidungskostenkurven für 2030 für jeweils den EU- und den deutschen Strom- und Industriesektor im EU-ETS (Details siehe Anhang D).

Preiseffekte durch deutsche Elektromobilität gering

Die Effekte durch Szenarien, in denen die BEV-Nutzung nur in Deutschland steigt, sind unter den meisten Annahmen relativ klein: Der Preiseffekt erreicht in den meisten Szenarien nur 1,5 €/tCO₂; das ist innerhalb der wöchentlichen Schwankungsbreite. Nur im IfW-Rosendahl-Modell liegt der Wert um 3,6 – 4,1 €/tCO₂ für das Szenario mit starker MSR-Löschung, da hier die Erwartungsbildung stärker wirksam wird.

Die Preiseffekte bei der Berücksichtigung der gesamteuropäischen Elektromobilität sind dagegen deutlich signifikanter. Die Größe hängt stark davon ab, inwiefern das EU ETS bereits in den Bereich gerät, in der jede zusätzliche Reduktion immer teurer wird und auch wie groß die zusätzliche Zertifikatnachfrage durch BEV ist. Im zentralen Szenario erreicht die Steigerung des CO₂-Preises

immerhin fast 6 €/tCO₂, im „Hohe Emissionen“-Szenario sogar über 18 €/tCO₂. Außerdem hängt die Änderung sehr von MSR-Annahmen ab.³²

Bei einer zusätzlichen BEV-Nachfrage in Europa ist daher mit erheblichen CO₂-Preis-Anstiegen im EU ETS zu rechnen. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Nachfrage in den übrigen EU ETS-Sektoren reduziert.

Verdrängungseffekte im EU ETS treffen in erster Linie den Stromsektor, weniger die Industriesektoren

Das DART-Grenzkostenkurvenmodell kann zeigen, wie die aus den höheren Preisen resultierenden Reduktionen über Sektoren verteilt sind – allerdings wird hier 1-zu-1 in den anderen Sektoren weniger vermieden³³. Es zeigt sich über alle Szenarien, dass knapp 95% der Reduktionen im EU-Stromsektor stattfinden (durch Fuel-Switching, d.h. dem Wandel von Stromerzeugung mit Kohle hin zu Gas und z.T. mehr erneuerbaren Strom). Nur gut 5% der Reduktionen erfolgen im Industriesektor (durch Energieeffizienz, Fuel-Switching, Verlagerungen ins Ausland). Dabei findet ein erheblicher Teil der Verlagerungen innerhalb Deutschlands statt, wobei in Deutschland rund 30% der gesamten EU-Reduktionen im Stromsektor und rund 22% der EU-Reduktionen in der Industrie geleistet werden. Allerdings ist der Stromsektor sehr aggregiert in DART erfasst und es werden keine detaillierten Strategien wie EEG-Ziele oder Kohleausstieg abgebildet, so dass dies nur eine grobe Abschätzung sein kann. Berücksichtigt man Erwartungen, so puffert dies die Verdrängungseffekte ab.

Bedeutung von internationalem Carbon Leakage hier eher gering

Was die Verlagerung von Produktion und Emissionen ins Ausland angeht, so zeigen existierende Studien, dass die Carbon Leakage-Rate von Klimapolitik typischer Weise zwischen 5% und 30% liegt.³⁴ Das heißt, für jede 100 tCO₂ die in der EU eingespart werden, werden außerhalb der EU 5-30 Tonnen CO₂ mehr emittiert. Eine zusätzliche Nachfrage nach Zertifikaten durch BEV bedeutet im Prinzip eine zusätzliche Emissionseinsparung in den anderen EU ETS-Sektoren, um die gegebenen Ziele zu erreichen. Übertragen bedeutet dies, dass von den je nach Szenario und ohne Berücksichtigung des MSR 3-330 MtCO₂ Zertifikatnachfrage durch E-Mobilität jeweils ein entsprechender Anteil ins Ausland verlagert wird. Da die Analysen mit DART zeigen, dass der Druck primär im Stromsektor liegt, der dem internationalen Wettbewerb wenig ausgesetzt ist, ist allerdings eher vom unteren Ende der Spanne auszugehen.

³² Im IfW-Rosendahl-Modell dämpft weniger MSR-Löschung (=zusätzliche Nachfrage) die Preiseffekte für alle Szenarien ab, aber sie können dennoch 10 €/tCO₂ erreichen.

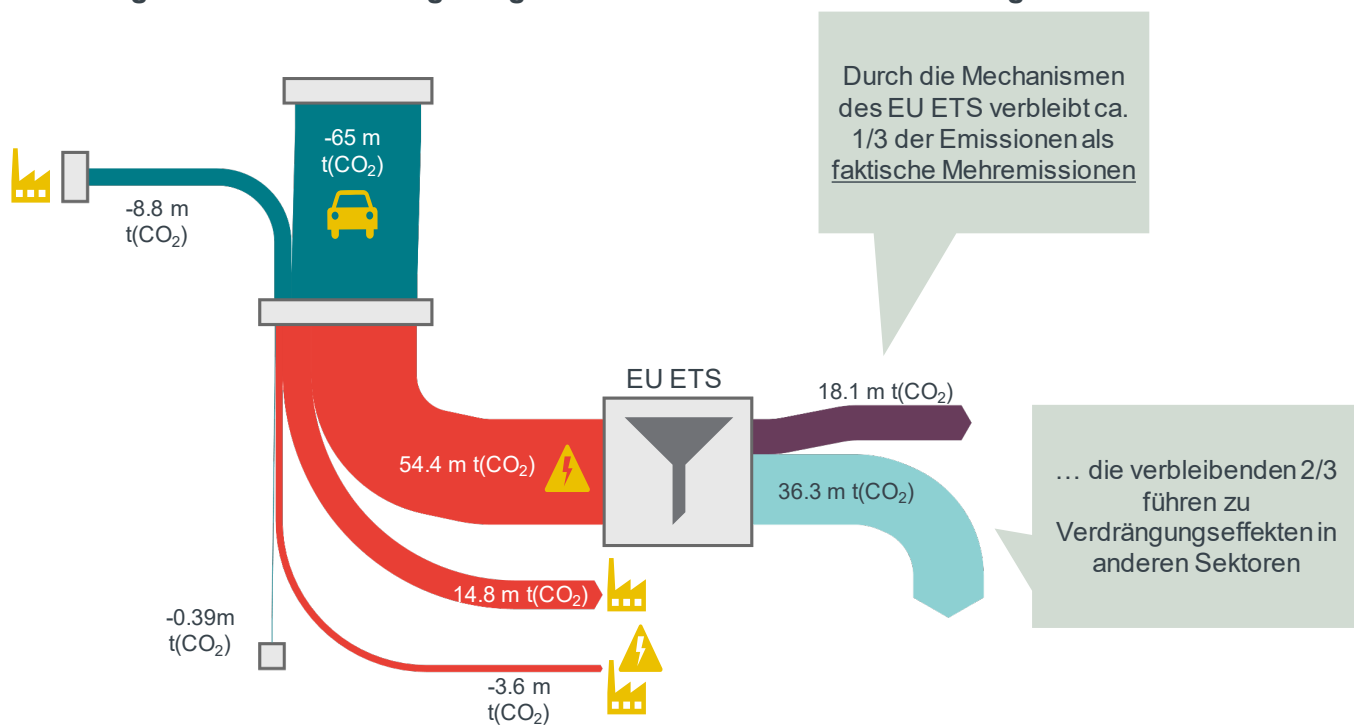
³³ Der MSR ist im Grenzkostenkurvenmodell nicht enthalten. Für genauere Analysen wäre es notwendig, den MSR in ein sektoral differenziertes Modell zu integrieren. Ein solches Modell existiert bislang nicht.

³⁴ Branger und Quirion (2013), Böhringer et al. 2018.

3.5 Fazit: Physisch mit dem Ladestrom verbundene CO₂-Emissionen werden nur teilweise und durch Verdrängung anderer CO₂-Emissionen verringert

In diesem Kapitel haben wir gezeigt, dass die zusätzliche Nachfrage nach Zertifikaten im EU ETS durch den Anstieg der Elektromobilität i.d.R. nicht CO₂-neutral ist. Ein Teil der in den Stromsektor verschobenen Emissionen führt zwar zu einer Verdrängung von anderen Emittenten – insbesondere im Stromsektor – es verbleibt aber faktisch ein Mehr an Emissionen. In unserem zentralen Szenario beträgt der Anteil der im ETS verbleibenden Emissionen ca. 1/3. Diese Kernergebnisse werden in **Abbildung 11** noch einmal bildlich dargestellt. Hier berücksichtigen wir auch die in **Abschnitt 2.3** hergeleitete CO₂-Intensität des Ladestroms, wodurch die Verschiebung von Emissionen in den Stromsektor im Vergleich zur Durchschnittsbetrachtung in **Abbildung 2** von 51 auf 54,4 Mio. tCO₂ ansteigt.

Abbildung 11 Emissionsverlagerung anstelle von Emissionsvermeidung



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Berechnung auf Basis der AG1 der Nationalen Plattform Mobilität der Zukunft (NPM); basierend auf Daten des Klimaschutzplans vom 8.10.2019 und des Berichts der NPM AG1 vom 29.03.2019: 7–10,5 Mio Fahrzeuge mit ca. 6–13 Mio. tCO₂ TtW Einsparung (2030) Annahmen Fahrzeug: Laufleistung: 10.000km; Verbrauch (compact car, WLTP plus): 22,4 kWh/100km (BEV), 5,6 l/100km (ICEV); CO₂-Strommix 2023-2030: 463h/kWh (incl. 42g/kWh RES-E); Ladeverlust 10%; Herstellung 9,9 t CO₂ (BEV); 5,8 t CO₂ (ICEV)

4 REGULATORISCHER RAHMEN AUßERHALB DES STROMSEKTORS EGALISIERT VORTEILE EINER ELEKTRIFIZIERUNG WEITER

Die vorangehenden Analysen zeigen, welche komplexe Wirkungszusammenhänge sich allein im Strommarkt durch die verschiedenen regulatorischen Vorgaben ergeben. Zusätzlich hierzu ergeben sich noch weitere Rückwirkungen durch die außerhalb des Stromsektors existierenden regulatorischen Vorgaben, die die möglichen relativen Vorteile einer Elektrifizierung gegenüber alternativen Antriebstechnologien potenziell weiter abdämpfen. In den folgenden Abschnitten gehen wir auf zwei Effekte ein.

4.1 Flottenziele neutralisieren Vorteile zusätzlicher Elektromobilität

Neben der Interaktion mit dem EU ETS ist zur Beurteilung der Nachfrage von BEV auch deren Interaktion mit den Flottengrenzwerten relevant. Die Flottengrenzwerte legen Obergrenzen für die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der verkauften Pkw eines Herstellers in Europa innerhalb eines Jahres fest (BMU 2020). Konkret gilt ab 2021 ein Flottengrenzwert von 95 Gramm je km und dieser Grenzwert sinkt bis 2030 auf ca. 59 Gramm, was ungefähr 2,2 Liter Diesel je 100 km entspricht. Dabei ist wichtig zu berücksichtigen, dass es sich hier um einen Durchschnitt für die verkauften Fahrzeuge handelt. Das bedeutet, dass zwar Fahrzeuge mit CO₂-Emissionen oberhalb des Grenzwerts verkauft werden können, gleichzeitig aber entsprechend Fahrzeuge mit CO₂-Emissionen unterhalb des Grenzwerts verkauft werden müssen, damit über die gesamte Flotte der Grenzwert eingehalten wird.

Wie auch bei den anderen Instrumenten muss hier ebenfalls zwischen den tatsächlich physischen und den für die Regulierung faktischen Emissionen unterschieden werden. Innerhalb der Berechnung der Flottengrenzwerte werden die Emissionen von BEV mit Null angenommen³⁵, auch wenn – wie bereits diskutiert –, dies im Hinblick auf die physischen Emissionen nicht unbedingt gilt. Daraus folgt, dass der berechnete Flottengrenzwert bei BEV innerhalb der Flotte geringer ist als die tatsächlichen physischen Flottenemissionen. Gleichzeitig bedeutet das aber auch, dass die CO₂-Emissionen der verbleibenden Fahrzeuge eines Herstellers in einem geringeren Maß sinken müssen, um den Flottengrenzwert zu erreichen, als das ohne den Anteil von BEV der Fall wäre (siehe Wasserbetteffekt der Flottenregulierung).

Mit anderen Worten: Durch die regulatorischen Vorgaben zu durchschnittlichen Flottenemissionen werden mögliche positive Effekte zusätzlicher BEV neutralisiert („Wasserbetteffekt“).

³⁵ Bis 2022 werden sie für den Flottenverbrauch sogar mit einem Faktor größer 1 gewichtet („Supercredits“), was für das Betrachtungsjahr 2030 dieser Studie aber nicht mehr relevant ist.

WASSERBETTEFFEKT DER FLOTTENREGULIERUNG

Seien FE_t die Flottenemissionswerte in Jahr t und \overline{FE}_t der Grenzwert in dem entsprechenden Jahr. Wir nehmen an, dass das Absenken der Flottenemissionen mit Kosten $C(\cdot)$, verbunden ist, für die entsprechend gilt: $C'(FE) > 0$. Insofern besteht für die Hersteller innerhalb einer Kostenminimierung der Anreiz, die Flottenemissionen gleich den Flottengrenzwert zu setzen. Wenn der Anteil der BEV innerhalb der jährlichen verkauften Fahrzeuge α beträgt (und entsprechend $1 - \alpha$ der Anteil herkömmlicher Verbrenner ist), so gilt für die durchschnittlichen Flottenemissionen:

$$FE_t = \overline{FE}_t = (1 - \alpha)FE_t^V + \alpha FE_t^{BEV}$$

Daraus folgt, dass aufgrund von $FE_t^{BEV} := 0$, die Flottenemissionen der verkauften Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor oberhalb des Flottengrenzwerts liegen, wenn $\alpha > 0$, d.h. BEV verkauft werden:

$$FE_t^V = \frac{\overline{FE}_t}{(1-\alpha)} > \overline{FE}_t$$

Mit anderen Worten: Die regulatorische Festlegung von BEV als Null-Emissions-Fahrzeuge führt aufgrund der Flottenziele dazu, dass an anderer Stelle Fahrzeuge mit höheren Emissionen in die Flotte aufgenommen werden können als ohne BEV Fahrzeuge („Wasserbetteffekt“). Der (kalkulatorische) Gesamteffekt auf die Flottenziele ist daher neutral, d.h. die kalkulatorischen Flottenemissionen verbessern sich durch zusätzliche BEV Fahrzeuge nicht. Da faktisch BEV jedoch durchaus zu zusätzlichen Emissionen führen (siehe hierzu die Ergebnisse in den vorangehenden Abschnitten), könnte sogar argumentiert werden, dass eine zusätzliche Marktpenetration von BEV letztlich sogar zu steigenden Gesamtemissionen führt.

Um diesen Effekt zu illustrieren, zeigt **Abbildung 12** anhand der derzeitigen Flottenemissionen der Hersteller wie sich der Anteil von BEV auf die impliziten Flottengrenzwerte in 2025 auswirken kann.³⁶ Ausgehend von der heutigen durchschnittlichen Gewichtsverteilung und einer extrapolierten Masseabhängigkeit in 2025 (von 0.0285 basierend auf Verordnung (EU) 2019/631), leiten wir die herstellereinspezifischen Grenzwerte ab. Die beiden rechten Balken zeigen die impliziten Grenzwerte, die sich ergeben, wenn die Hersteller die Benchmark von 15 % BEV³⁷ beziehungsweise 20 % BEV erreichen. Wird die Benchmark von 15 % überschritten, wird der Flottengrenzwert erhöht (aber maximal um 5 %).³⁸ Dabei ist zu berücksichtigen, dass **Abbildung 12** nur Illustrationszwecken dient, da unterschiedliche Pooling-Modelle zu anderen Grenzwerten für Hersteller führen und es weitere Regelungen mit Auswirkungen auf die ermittelten Flottengrenzwerte gibt (z.B. Öko-Innovationen beim Fahrzeugbau).

Bei der Diskussion über die Flottengrenzwerte muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass es sich hier ausschließlich um eine Obergrenze für die

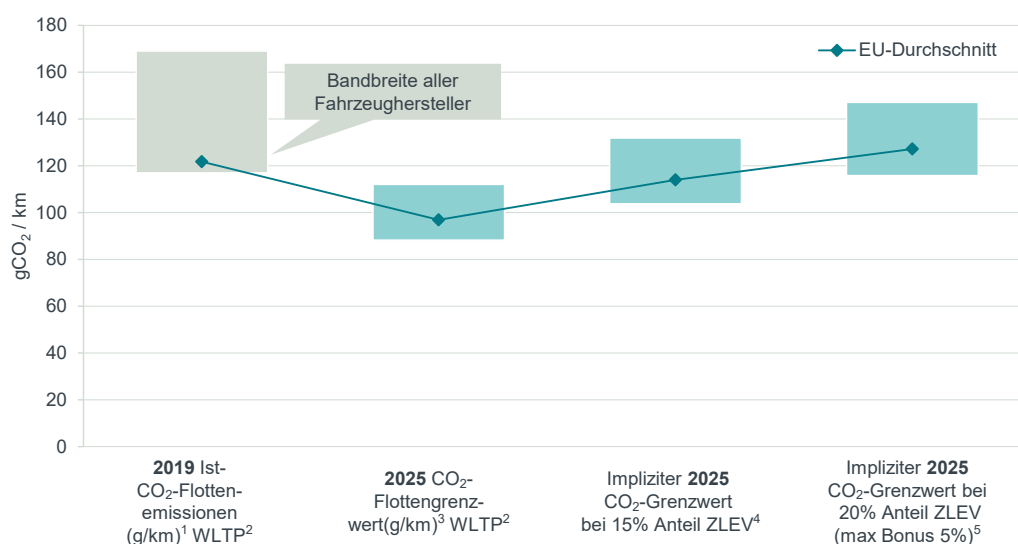
³⁶ Wir rechnen dabei approximativ von NEFZ = Neuer Europäischer Fahrzyklus)-Grenzwerten auf WLTP (= Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure)-Grenzwerte um.

³⁷ In der Regulierung ist von ZLEV (= Zero and Low Emission Vehicles) die Rede.

³⁸ Dabei wurde nicht berücksichtigt, dass es zusätzliche Anreize für BEV in kleinen Märkten (u.a. Polen oder Tschechien) gibt, weil hier dann BEV mit einem Anteil von 1.85 eingehen (BMU 2020).

durchschnittlichen CO₂-Emissionen der verkauften Fahrzeuge handelt, aber nicht für die durchschnittlichen Emissionen der gesamten Fahrzeugflotte geschweige denn der Emissionen durch den realen Verbrauch. Für die durchschnittlichen Emission der gesamten Fahrzeugflotte ist zu berücksichtigen, in welchem Umfang BEV herkömmliche Fahrzeuge bzw. Fahrzeug-Käufe substituieren. Je nachdem in welchem Maße die verkauften BEV „zusätzlich“ sind, d.h. keine Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor innerhalb der Neukäufe verdrängen bzw. gleichzeitig BEV innerhalb der bestehenden Fahrzeugflotte vor allem Kleinfahrzeuge mit niedrigen Emissionen substituieren, sinken die durchschnittlichen Emissionen der Flotte deutlich langsamer als durch die Absenkung des Flottengrenzwerts vorgesehen. Dieser Effekt wird weiter verstärkt, wenn man mögliche unterschiedliche Nutzenprofile der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und BEV berücksichtigt.

Abbildung 12 Implizite Flottengrenzwerte in 2025 durch Berücksichtigung von ZLEV



Quelle: IfW

1 Werte übernommen aus JATO Pressemitteilung (März 2020).

2 Ab 2021 wird vom NEFZ- auf das WLTP-Verfahren umgestellt, wodurch die Istwerte um etwa 20 % ansteigen und entsprechend die Flottengrenzwerte ebenfalls angepasst werden. Der endgültige Wert wird aber erst in 2021, basierend auf dem Verhältnis von altem zu neuem Prüfverfahren in 2020, bekannt gegeben (BMU 2020).

3 Die spezifischen CO₂-Flottengrenzwerte wurden nach der genannten Formel unter Anhang I. Teil A der VERORDNUNG (EU) 2019/631 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 17. April 2019 berechnet.

4 Hier wird ein Anteil von Zero- and Low Emission Vehicles (ZLEV) von 15 % bei den verkauften Fahrzeugen unterstellt. Unter ZLEV werden reine Batterie- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge mit 0 g CO₂/km beziehungsweise extern aufladbare Plug-In Hybridfahrzeuge (sofern sie CO₂-Emissionen von unter 50 g CO₂/km aufweisen) zusammengefasst (BMU 2020).

5 Hier wird unterstellt, dass die Hersteller den maximalen Bonus für die Absenkung des Flottengrenzwertes erreichen, indem sie einen Anteil von ZLEV von 20% erreichen.

Im Extremfall, in dem durch die bestehenden Flottengrenzwerte durch zusätzliche BEV nicht Verbrenner substituiert, sondern mehr Fahrzeuge, beziehungsweise solche mit höheren Emissionen, verkauft werden, kann eine Situation eintreten, in der die Emissionen im Verkehrssektor steigen (unter Ausblendung zusätzlicher Instrumente). Wenn zusätzlich die durch einen höheren Anteil von E-Fahrzeugen möglichen Verbrenner auch noch mit einer höheren Fahrleistung genutzt werden,

ist dieser Effekt umso stärker. Hinzu kommt, dass in diesen Überlegungen die physischen Emissionen der BEV nicht berücksichtigt sind, die anders als bei der Berechnung der Flottengrenzwerte nicht null sind. Das verstärkt den Effekt noch einmal. Grundsätzlich gilt, dass mit jedem zusätzlichen Fahrzeug, auch wenn die durchschnittlichen Flottenemissionen unverändert bleiben, die Emissionen durch Neufahrzeuge steigen. Unter der Berücksichtigung der physischen anstatt der faktischen Emissionen ist dieser Effekt bei BEV überproportional.

Allerdings muss man deutlich sagen, dass es sich hier nicht um einen „Nachteil“ von BEV im eigentlichen Sinne handelt, sondern sich dieser Effekt aus dem Instrument der Flottengrenzwerte und der Berücksichtigung von BEV als Nullemissionsfahrzeug ergibt. Aus diesen Überlegungen folgt einmal mehr, dass überlappende Instrumente unbeabsichtigte Folgen haben können.

4.2 Tatsächlicher THG-Minderungsbeitrag von synthetischen Kraftstoffen aufgrund strenger regulatorischer Vorgaben der RED II höher als bei Elektrifizierung

Die Vorgaben der Ende 2018 in Kraft getretenen europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie („RED II“) müssen bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Zum aktuellen Zeitpunkt sind viele Details noch unklar, allerdings enthält die RED II bereits wichtige Hinweise und Vorgaben mit Blick auf synthetische Kraftstoffe, die sich dann auch im deutschen Bundesimmissionschutzrecht (BImSchV) wiederfinden werden.

Referentenentwurf zur Umsetzung der RED II mit wichtigen Änderungen und ambitionierteren Ziele für Deutschland

Mit Blick auf die Treibhausgaswirkung von synthetischen Kraftstoffen im Vergleich zur Elektromobilität sind insbesondere die folgenden Vorgaben relevant:

- **EE-Quote von 28% im Verkehrssektor** – Jeder Mitgliedsstaat ist verpflichtet, bis zum Jahr 2030 mindestens eine Quote von 14% (des Endenergieverbrauchs) an Erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (Straßen- und Schienenverkehr) zu erreichen. Zu diesem Zweck entwickeln die Mitgliedsstaaten eine Quotenvorgabe für die Kraftstoffinverkehrbringer in ihrem Mitgliedstaat. In Deutschland wurde dies als eine Treibhausgas-minderungsquote für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen als Verpflichtete ausgestaltet. Aktuell liegt der Zielwert auf minus 6% ggü. einem Referenzemissionswert für einen Referenzkraftstoff (aktuell z.B. Referenzwert 95,1 gCO_{2-eq}/MJ Dieselkraftstoff). Dieser Wert soll nach ersten Entwürfen des BMU auf von -10% in 2026 auf -22% bis zum Jahr 2030 verschärft werden. Dies entspräche nach BMU Berechnungen dann einem EE-Anteil im Verkehrssektor im Jahr 2030 von 28%.³⁹

³⁹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2020): Umsetzung der RED II im Verkehr – Eckpunkte zur nationalen Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001; Präsentation 18.12.2020.

- **Ungleiche Mehrfahranrechnung für Ladestrom und synthetische Kraftstoffe** – „Zugelassene“ Kraftstoffe zum Erreichen der 14% EE-Kraftstoffquote in den Mitgliedsstaaten, bzw. 28% in Deutschland, sind Ladestrom (Elektromobilität), verschiedene Biokraftstoffe sowie synthetische Kraftstoffe (sog. „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ oder auf Englisch: RFNBO „Renewable fuels of non-biological origin“). Zusätzlich zur 14%-Vorgabe gibt es noch Multiplikatoren und Mindest- bzw. Maximalgrenzen für bestimmte Biokraftstoffe. In Deutschland war beispielsweise zunächst ein Multiplikator von „4“ für Ladestrom im Straßenverkehr geplant⁴⁰; dieser Multiplikator wurde in den letzten Beratungen jedoch auf „3“ abgesenkt. Für Wasserstoff oder RFNBO sieht der aktuelle Entwurf eine „zweifache“ Anrechnung für Raffinerien und im Straßenverkehr vor.
- **Im Jahr 2021 geht 1 kWh Netz-Ladestrom wie 1,26 kWh grüner Kraftstoff in die Quote ein** – Die Bewertung des Ladestroms, der aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen wird, erfolgt anhand der EE-Quote der öffentlichen Stromversorgung aus dem Zeitraum von zwei Jahren vor dem Bezugsjahr.⁴¹ Für Deutschland würde dies beispielsweise bedeuten: Ladestrom, der im Jahr 2021 verbraucht wird, wird mit einem EE-Anteil aus dem Jahr 2019 (42%) bewertet (ggf. noch erhöhte Prozentwerte, wenn EE-Direktverbindungen angerechnet werden). Im Zusammenwirken mit dem Multiplikator „3“ für 1 kWh EE-Ladestrom im Straßenverkehr also als $3 \times 42\% \times 1 \text{ kWh} = 1.26 \text{ kWh}$ grüner Kraftstoff in die Quotenberechnung eingehen können, sofern der Mitgliedstaat diese Multiplikatoren für die Berechnung seiner Zielerreichung der EE-Quote so anwendet.
- **Derzeit zahlt aus dem Netz bezogener Ladestrom mit 550 gCO₂/kWh auf die THG-Minderung ein** – Mit Blick auf THG-Minderungsquote (aktuell minus 6%, ansteigend auf minus 22%), die für die Kraftstoffinverkehrbringer in Deutschland gilt, wird der Beitrag zur CO₂-Minderung von Ladestrom bei Stromnetzbezug (also Strommix, keine Direktanbindung einer EE-Anlage an eine Ladesäule) nach folgender Logik berechnet (Regelungen im Detail sind derzeit noch in Abstimmung auf europäischer und nationaler Ebene):
 - Startwert für die Berechnung der THG-Minderung ist die physische CO₂-Emissionsintensität des Strommixes des Mitgliedsstaates zwei Jahre vor dem Ladevorgang (also für 2021 dann das Jahr 2019). Nehmen wir an ca. $400 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{Strom}}$.
 - Für Ladestrom für E-Autos wird der Anpassungsfaktor für Antriebseffizienz von 0,4 angewendet – d.h. die CO₂-Intensität des Ladestroms wäre dann $400 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{Strom}} \times 0,4 = 160 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{Strom}}$.

⁴⁰ Unterrichtung durch die Bundesregierung: Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/203/1920364.pdf>, S.50.

⁴¹ Siehe RED II, Artikel 27 Satz 3ff: „Bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Elektrizität an der für Straßen- und Schienenfahrzeuge bereitgestellten Elektrizität [für die EE-Mindestquote von 14% im Jahr 2030] verweisen die Mitgliedstaaten jeweils auf den Zeitraum von zwei Jahren vor dem Jahr, in dem die Elektrizität in ihrem Hoheitsgebiet bereitgestellt wurde. Des Weiteren kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird, bei der Bestimmung des Anteils der Elektrizität in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden“.

- Die THG Minderung ggü. dem Referenzwert (hier Diesel) läge dann bei rund 180 gCO_{2eq}/kWh_{Strom} (Referenzwert von 342 gCO_{2eq}/kWh_{Diesel} (entspricht den 95 gCO_{2eq}/MJ) – 160 gCO_{2eq}/kWh_{Strom}.)
- Zu guter Letzt soll sowohl bei der Zielerreichung ggü. der EE-Quote für den Mitgliedsstaat als auch bei der nationalen THG-Quote für die Kraftstoffinverkehrbringer in Deutschland der Multiplikator „3“ für Ladestrom angewendet werden. In Summe erreicht somit eine kWh (grauer) Ladestrom aus dem Netz im Jahr 2021 auf dem Papier eine THG-Minderung ggü. dem Referenzwert von ca. 550 gCO_{2eq}/kWh_{Strom}.







„Zusätzlichkeitsanforderung“ grüner Kraftstoffe vs. Nachhaltigkeit von Ladestrom mit Netzbezug

Um als zugelassener Kraftstoff im Sinne der RED II zu gelten, muss mit einem Kraftstoff ein Mindestmaß an THG-Reduktion im Vergleich zu einem konventionellen Referenzkraftstoff erreichbar sein („Nachhaltigkeitskriterium“/“Sustainability Check“).

- **Auch aus dem Netz bezogener Ladestrom per Definition „nachhaltig“** – Ladestrom erfüllt per Definition diesen Nachhaltigkeitscheck - auch wenn er de facto aus Kohlestrom käme und - wie oben dargestellt - in der Mittelfrist noch erhebliche Emissionen mit sich brächte.
- **RFNBO mit strenger Vorgabe von 70% niedrigerer CO₂-Intensität** – Für die RFNBO im Verkehrssektor gilt eine Verbesserung von mindestens 70% ggü. einer CO₂-Intensität einer fossilen Referenz in Höhe von 94 gCO_{2eq}/MJ Otto-Kraftstoff (bzw. 95,1 gCO_{2eq}/MJ bei Dieselmotorkraftstoffen).
- **Strenge Vorgaben der RED II stellen tatsächlichen CO₂-Minderungsbeitrag von RFNBO sicher** – Im Gegensatz zum Ladestrom für BEV gelten für den Strom, der zur Herstellung von RFNBO verwendet wird, zudem zusätzliche Regeln:
 - Additionalität (Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung);
 - Zeitliche Korrelation (zwischen EE-Einspeisung und Elektrolyseurbetrieb);
 - Geographische Korrelation (zwischen EE-Einspeisung und Elektrolyseurbetrieb).

Die genaue Umsetzung dieser Vorgaben in Deutschland ist aktuell noch nicht bekannt, allerdings gibt es mit Blick auf die Zusätzlichkeit der EE grundsätzlich in der RED II bereits drei vorgezeichnete mögliche Wege, die in Abbildung 13 kurz dargestellt sind und hinter die die nationalen Umsetzungen nicht zurückfallen können.

Abbildung 13 Zusätzlichkeit von erneuerbarem Strom zur Herstellung von RFNBO

Fall 1: Direktanbindung EE-Anlage	Fall 2: Netzbezug EE-Strom	Fall 3: Netzbezug „Graustrom“
 <ul style="list-style-type: none"> PtL-Anlage ist direkt an eine EE-Anlage angeschlossen EE-Anteil 100% (RED II, Art. 27 (3)) Additionalität gefordert: EE-Anlage darf erst <u>nach</u> PtL-Anlage in Betrieb gehen Nachweis, dass kein zusätzlicher Netzbezug 	 <ul style="list-style-type: none"> PtL bezieht EE-Strom aus öffentlichem Stromnetz Nachweis EE-Anteil von 100% Nachweis über Additionalität Nachweis über zeitliche und geographische Korrelation zwischen Erzeugung & Verbrauch Unklar sind noch: <ul style="list-style-type: none"> Rolle von EE-Überschussstrom & Bestandsanlagen bei Förderende Wir strikt werden Anforderungen formuliert (ggf. Übergangsphase) 	 <ul style="list-style-type: none"> PtL Anlage ist an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und bezieht „Graustrom“ aus dem Netz EE-Anteil basierend auf dem durchschnittlichen EE-Anteil am Strommix 2 Jahre zuvor (RED II, Art. 27 (3)) GHG-Einsparung muss bei > 70% liegen, um als RFNBO nach RED II anerkannt zu werden (RED II, Art. 25 (2))
<p>RED II-kompatibel, <u>aber</u> </p> <ul style="list-style-type: none"> nur geringe Auslastung möglich zusätzliche Hürde in der Umsetzung (zusätzliche Errichtung neuer EE-Anlage am gleichen Standort) 	<p></p> <p>Anforderung werden erst bis 31.12.2021 Rechtsakt der EC spezifiziert (RED II, Art. 37 (3))</p>	<p></p> <p>In DE absehbar nicht erreichbar (EE-Ziel 2030: 65%, §1 (2) EEG 2017)</p>

Quelle: Frontier Economics basierend auf RED II

Hinweis: Detailausgestaltung des „Delegierten Rechtsakts“ wird derzeit in Europa noch diskutiert

- Für in Deutschland produzierten synthetischen Kraftstoff kommt nur 100%-EE-Anteil in Frage** – Der Fall 3 “Netzbezug mit (teilweisem) Graustrom“ fällt für RFNBO-Produktion in Deutschland vermutlich weg, da das 70%-Kriterium bei Netzbezug aus deutschem Strommix nicht erfüllt wäre. Damit können zugelassene RFNBO in Deutschland nur zu 100% mit zusätzlichem erneuerbarem Strom produziert werden. In Mitgliedsstaaten mit „saubereren“ Stromsystemen, wie Österreich oder Skandinavien, könnte auch ein Mix aus EE-Strom und wenig Graustrom erfolgen. Aber selbst in diesen aus Umweltsicht im Vergleich zur zusätzlichen Neuanlage eher ungünstigeren Kombinationen, ist ein zugelassener RFNBO-Kraftstoff am Ende immer mindestens 70% sauberer als die fossile Referenz: d.h. maximal 30% von 94 gCO_{2eq}/MJ. Dies entspricht dann ca. 27 CO_{2eq}/MJ oder ca. 100 gCO_{2eq}/kWh Kraftstoff. Bei einem Verbrauch eines mit einem RFNBO betriebenen Dieselfahrzeugs von 5l/100 km entspricht dies einer „Well-to-Wheel“-Emission von ca. 50 gCO_{2eq}/km. In Deutschland ist 100%-EE-RFNBO-Herstellung (also entweder Fall 1 oder Fall 2 in obiger Abbildung) aufgrund des aktuellen Strommixes bei einheimischer Erzeugung angesichts des Nachhaltigkeitskriteriums die einzig gangbare Variante. In diesem Fall wären die „Well-to-Wheel“-Emissionen des RFNBO-betriebenen Fahrzeugs tatsächlich Null.
- Nachhaltigkeit der Kohlenstoffquelle für RFNBO zu gewährleisten** – Wichtig ist auch, dass zur Produktion von RFNBO neben Strom in der Regel auch eine Kohlenstoffquelle notwendig ist – auch hierbei ist darauf zu achten, dass es durch die Produktion von RFNBO nicht zu zusätzlichen CO₂-Emissionen kommt, d.h. es wird entweder mit CO₂-Abscheidung aus der Luft bzw. biogenem CO₂ gearbeitet oder es werden Emissionen aus Prozessen z.B. innerhalb des EU ETS verwendet, die aber auch nicht doppelt verrechnet

werden dürfen. Dies bedeutet, dass ein RFNBO in Verbindung mit Industrieprozessen nur als nachhaltig angesehen werden kann, wenn die verwendete CO₂-Emission dort auch im EU ETS „bezahlt“ (also ein EUA gelöscht) worden ist.

Ladestrom aus dem Netz mit höherem CO₂-Anteil als gerade noch zugelassener RFNBO

In diesem Abschnitt zeigen wir auf Basis der Ergebnisse unserer Analysen in Abschnitt 3 und den oben beschriebenen Anforderungen an die Zulassung von RFNBO, dass der Klimaschutzbeitrag alternativer grüner Kraftstoffe im Jahr 2030 größer ist als der eines BEV mit Netzbezug.

- **Trotz dämpfender Wirkung des EU ETS fallen bei einem BEV im Jahr 2030 ca. 29 gCO₂/km an** – Ohne Berücksichtigung der dämpfenden Wirkung des EU ETS liegen die *physischen Emissionen* eines mit deutschem oder europäischem Strom beladen BEV bei ca. 40 bis 130 gCO₂/km – in unserem Zentralen Szenario bei 68 gCO₂/km (siehe **Abschnitt 2**). Berücksichtigt man den dämpfenden Effekt aus dem EU-ETS liegen die *faktischen Emissionen* des netzbezogenen Ladestroms bei rund 19 – 80 gCO₂/km – in unserem Zentralen Szenario bei rund 29 gCO₂/km.
- **Beitrag zum Klimaschutz von RFNBO größer als von Elektromobilität** – 1 kWh Ladestrom im Straßenverkehr zählt bei Faktor 3 und ca. 65% EE-Anteil im deutschen Strommix im Jahr 2030 als 1,95 kWh grüner Kraftstoff in der Quotenberechnung für die EE-Quote der Mitgliedsstaaten. Nimmt man die Umweltnachteile aus den Multiplikatoren noch mit in die Betrachtung des Ladestroms auf, läge der Vergleich der Umweltwirkung sogar bei 68 gCO₂/km x 1,95 = 132 gCO₂/km, bzw. **57 gCO₂/km** bei Anwendung der faktischen Emissionen nach Berücksichtigung der dämpfenden Wirkung des EU ETS.

Ein Verbrenner mit einem Verbrauch von 5l/100 km und einem RFNBO, der gerade noch die 70% THG-Reduktion erfüllt, kommt hingegen nur auf **50 gCO₂eq/km**. Wird der RFNBO (wie in Deutschland) durch zusätzliche EE-Erzeugung hergestellt, sinken die RFNBO-Emissionen entsprechend.

Kritisch kann die Anwendung der unserem Verständnis nach geplanten Regeln in der 38.BImSchV für die THG-Minderungsquote in Deutschland werden, wenn „Multiplikator“ und „Anpassungsfaktor für die Antriebseffizienz“ im Zusammenwirken dem grauen Ladestrom mit einer faktischen CO₂-Intensität von 29 gCO₂/km (physisch 68 gCO₂/km) eine THG-Minderung von rund 550 gCO₂/kWh bescheinigen. Bei einem Stromverbrauch eines Elektrofahrzeuges von 20 kWh/100km würde dies also einer angerechneten Minderung durch den Ladestrom von ca. 110 gCO₂/km entsprechen – zum Vergleich: der Zielwert aus der Flottenregulierung für Neuzulassungen liegt aktuell bei 95 gCO₂/km. Eine so großzügige Anrechnung von Ladestrom senkt die Anreize für die Kraftstoffinverkehrbringer im Rahmen der THG-Quote in Deutschland deutlich, sodass andere Vermeidungsoptionen nicht gezogen werden und die tatsächliche CO₂-Minderung in der Realität deutlich unterhalb des Wertes der THG-Quote (perspektivisch -22% im Jahr 2030) auf dem Papier liegen wird.

Fazit: Klimaschutzbeitrag von synthetischen Kraftstoffen auf absehbare Zeit größer als der von am Netz geladenen BEV

Aufgrund der Tatsache, dass das sog. „Sustainability Criteria“ der RED II für einheimisch produzierte synthetische Kraftstoffe gilt, dieses Kriterium aber für einheimischen (deutschen oder europäischen) Ladestrom nicht vorgeschrieben ist, liegen die physischen Emissionen eines zugelassenen synthetischen Kraftstoffes (im Übrigen auch die eines zugelassenen Biokraftstoffes) aktuell und in der Mittelfrist deutlich unterhalb der physischen Emissionen aus der europäischen Stromerzeugung für den Ladestrom von BEV.

Hierbei sind ggf. noch anfallende Verzerrungen aus Multiplikatoren noch nicht berücksichtigt – sollten diese – wie es sich andeutet – zugunsten des Ladestroms von BEV ausgelegt werden – vergrößert sich dieser Umweltnachteil noch deutlich.

ANHANG A LITERATURVERZEICHNIS

- 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019.
- ATO Pressemitteilung (März 2020), New car CO₂ emissions hit the highest average in Europe since 2014.
- Böhringer, C., E.J. Balistreri, T.F. Rutherford (2018), Embodied Carbon Tariffs, *Scandinavian Journal of Economics* 120(1): 183–210, DOI:10.1111/sjoe.12211.
- BMU (2018): Die Reform des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode (2021-2030), https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Emissionshandel/eu-emissionshandel_reform_bf.pdf, S. 4.
- BMU (2020). Das System der CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge. <https://www.bmu.de/gesetz/die-eu-verordnungen-zur-verminderung-der-co2-emissionen-von-strassenfahrzeugen/>
- Branger, F. and P. Quirion (2013), Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies, *Ecological Economics* 99: 29-39, <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.12.010>. J
- European Network of Transmission System Operators Electricity (ENTSOE) and Gas (ENTSOG) (2019): TYNDP 2020 Scenario Methodology Report.
- European Network of Transmission System Operators Electricity (ENTSOE) and Gas (ENTSOG) (2019): TYNDP 2020 Scenario Report.
- European Commission (2018): In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication COM(2018)773 “A Clean Planet For All – A European Long-Term Strategic Vision for a prosperous, Modern, Competitive and Climate-Neutral Economy”, Brussels, 28 November 2018.
- European Central Bank (2020): Alternative scenarios for the impact of the COVID-19 pandemic on economic activity in the euro area; ECB Economic Bulletin, Issue 3/2020.
- Frontier Economics (2020), Cradle-to-Grave-Lebenszyklusanalyse im Mobilitätssektor; Metastudie zur CO₂-Bilanz alternativer Fahrzeugantriebe, Studie die Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.
- International Energy Agency (2020): World Energy Outlook 2019.
- IPCC (2018), Special Report – Global Warming of 1.5°C.
- Joanneum Research (2019): Geschätzte Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch in der Lebenszyklusanalyse von PKW-basierten Verkehrssystemen. Studie im Auftrag des ADAC.
- Perino, G. (2018), New EU ETS Phase 4 rules temporarily puncture waterbed, *Nature Climate Change* 8 (4): 262–264, <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0120-2>.

- Rosendahl, K. E. (2019), EU ETS and the waterbed effect, *Nature Climate Change* 9(10): 734-735, <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0579-5>.
- SMARD, SMARD - Strommarktdaten für Deutschland, Bundesnetzagentur. www.smard.de. Abgerufen am 01.10.2020.

ANHANG B STROMMARKTMODELLIERUNG

In dieser Studie nutzen wir das Strommarktmodell von Frontier Economics, um die CO₂-Intensität des Ladestroms zu bewerten. Im Folgenden beschreiben wir die Eigenschaften des Strommarktmodells sowie die wesentlichen Szenarioannahmen, die in dieser Analyse zur Anwendung kommen.

Modelleigenschaften

Unser europäisches Strommarktmodell, das wir zur Beantwortung der hier aufgeworfenen Fragen anwenden, kann wie folgt beschrieben werden:

- **Zielfunktion** – Als Zielfunktion ist die „Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa („Barwert heute)“ formuliert. Als wichtigste Nebenbedingungen der Optimierung enthalten sind u.a.
 - die Deckung der stündlichen Energiebilanz in jeder Region (mit der Möglichkeit zu Versorgungseinschränkung);
 - die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen; und
 - die technischen und ökonomischen Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher, Erneuerbare Energien und Demand Side Management (DSM).
- **Integriertes Investitions- und Dispatchmodell** – Das Modell ist ein integriertes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Somit ist der Optimierungszeitraum an der Lebensdauer von Kraftwerken orientiert (Modell optimiert unter Verwendung von Stichjahren bis zum Jahr 2040), die zeitliche Auflösung beträgt 4032 Stunden pro Stichjahr. In dieser Stufe werden auf Basis aggregierter Kraftwerksblöcke Zubauten und Rückbauten im Europäischen Kraftwerkspark, auch unter Berücksichtigung von Kapazitätsmärkten, modelliert. Zudem ist das Modell geeignet, Knappheitsrenten auf Erzeugungsseite für jene Modellperioden (Stichjahre) zu bestimmen, in denen das Kapazitätsangebot in Stunden mit hoher Residualnachfrage knapp ist. Diese Information wird bei der Bestimmung der stündlichen Strompreise modellendogen berücksichtigt.
- Das Modell ist als **lineares Optimierungsproblem in GAMS** formuliert. Inputs und Outputs werden über Microsoft Access und Excel eingelesen. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.
- **Modellergebnisse** sind zum Beispiel stündliche Strompreise auf Basis kurzfristiger Grenzkosten für 4.032 Stunden pro Stichjahr. Daneben können unter anderem die detaillierten Fahrweisen der Kraftwerke, Abrufe von Lastflexibilität, Stromaustausche zwischen Modellregionen und weitere Ergebnisse aus dem Modell generiert werden. Diese Informationen dienen im vorliegenden Projekt der Plausibilisierung und Erklärung der Strompreiskurven. Zudem generieren wir in diesem Arbeitsschritt durch Interpolation die Strompreise (mit entsprechender Strompreisvolatilität) für die Jahre, die keine Stichjahre darstellen („Zwischenjahre“).

Szenariorahmen für die Strommarktanalyse

Für ein konsistentes und umfassendes Markt- und Umfeldszenario, das vollständig definiert und in sich geschlossen ist, sind Annahmen zur zukünftigen Entwicklung bezüglich einer Reihe von Parametern zu treffen. Wir verfolgen in dieser Studie den Ansatz, dass

- die Annahmen möglichst aus **öffentlich zugänglichen und bekannten Quellen** stammen sollten;
- die Annahmen **neueste Entwicklungen widerspiegeln** sollten, wie zum Beispiel in Bezug auf Sektorkopplung, KWK-Zielen, EE-Ausbau oder Technologieentwicklungen; und
- in der Öffentlichkeit auf **größtmögliche Akzeptanz** stoßen sollen.

Wir bedienen uns hierzu

- Einschlägiger **verfügbarer Prognosen und Einschätzungen** anerkannter Quellen (IEA, EIA, EU Kommission, ENTSO-E etc.) wie zum Beispiel
 - Ten-Year-Network-Development Plan und Scenario Outlook and Adequacy Forecast des ENTSO-E; oder
 - International Energy Agency: World Energy Outlook;
- **Daten aus einschlägigen Datenbanken** (BNetzA-Kraftwerksliste, Platts-Datenbank für Kraftwerke, ENTSO-E Daten für Grenzübergangskapazitäten, nationale Statistiken etc.);
- **Gesetzestexten und politischen Programmen** (in Deutschland Ziele und Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende, Energie- und Klimapakete der EU etc.).

Im Folgenden beschreiben wir die Annahmen der Kernparameter

Szenarioannahmen – Brennstoffpreise

- **Kurzfristig (bis 2024) Future-Preise:** Die Preise für Erdgas und Steinkohle in der Periode von 2021 bis 2024 basieren auf Futures für das jeweilige Jahr, die an der EEX gehandelt werden⁴².
- **Mittelfristige Interpolierung auf IEA World Energy Outlook:** Die mittelfristigen Brennstoffpreise für Steinkohle und Gas für 2025 bis 2032 basieren auf einer Interpolation der Preise der Futures (bis 2024) und der Prognose des Stated Policies Szenarios des World Energy Outlook der IEA (2019).⁴³
- **Langfristige Orientierung an WEO (Stated Policies Scenario):** Im weiteren Verlauf bis 2040 verwenden wir ebenfalls die Prognose des Stated Policies Szenarios des World Energy Outlook der IEA (2019) und interpolieren die Zwischenjahre.

⁴² Handelstag 15.09.2019..

⁴³ Die Umrechnung erfolgt anhand eines angenommenen Wechselkurses von 1,18 USD/EUR.

Für die Energieträger Gas und Steinkohle ergeben sich die folgenden Preisannahmen:

- **Erdgas:** In der nahen Zukunft, basierend auf Preisen der gehandelten Futures, sinkt der Erdgaspreis leicht auf 15 €(real 2017)/MWh bis ins Jahr 2024. Mittel- und langfristig wird eine Erholung des Erdgaspreises auf 25 €(real 2017)/MWh erwartet.
- **Steinkohle:** Bei der Steinkohle erwarten wir eine Erholung der niedrigen Brennstoffpreise (2020: <6 €(real 2017)/MWh) auf mittel- und langfristig rund 9 €(real 2017)/MWh.

Konsistent mit den übrigen Brennstoff- und Commodity-Preisen nehmen wir Anstieg der CO₂ Preise in Anlehnung an den World-Energy Outlook 2019 von 25 €(real 2017)/tCO₂ im Jahr 2019 auf ca. 30 €(real 2017)/tCO₂ im Jahr 2030 an.

Szenarioannahmen – Regulatorische Rahmen

Die Marktumfeldannahmen reflektieren eine aus unserer Sicht wahrscheinliche Entwicklung der wesentlichen Einflussgrößen im Strommarkt und berücksichtigen, neben den politischen Zielsetzungen in Deutschland, auch den aktuellen Stand der Gesetzgebung in den Nachbarländern:⁴⁴

- **Langfristiger Anstieg der Stromnachfrage durch Sektorkopplung** – Wir nehmen an, dass die Stromnachfrage in Deutschland in den Jahren bis 2030 nahezu konstant bleibt. Mit zunehmender Versorgung der Sektoren Verkehr und Gebäude (Wärme) durch Strom steigt die Nachfrage (netto) langfristig jedoch deutlich von 538 TWh im Jahr 2018 auf 775 TWh im Jahr 2040 an. In den übrigen modellierten Regionen kommt es ebenfalls zu einem Anstieg der Nachfrage (+17 % von 2018 bis 2040). Dieser ist jedoch weniger stark ausgeprägt als der Anstieg in Deutschland.
- **Moderater Anstieg der Brennstoffpreise** – Die Brennstoffe Kohle und Erdgas sind derzeit durch ein niedriges Preisniveau auf den relevanten Märkten gekennzeichnet. Wir nehmen an, dass dieses geringe Preisniveau (entsprechend aktuell gehandelter Future Preise) bis in die 2020er Jahre anhält und erst mittelfristig eine Erhöhung stattfindet. Die Brennstoffpreise bleiben jedoch auch langfristig unter den historisch beobachteten Niveaus zurück (im Jahr 2040 Erdgas: ca. 27 €/MWh_{th}; Steinkohle ca. 9 €/MWh_{th}).⁴⁵
- **Langfristiger Anstieg der CO₂-Preise** – Der Preis für den Ausstoß von CO₂ bildet sich im europäischen Emissionshandel (EU Emission Trading System, EU ETS). Der sich im Markt auf Grundlage der aktuellen Regelungen einstellende Preis wird im Strommarktmodell anhand eines vorgegebenen Preispfads berücksichtigt. Für die Jahre bis 2025 nutzen wir die Preise aktuell gehandelter Futures. Langfristig steigen die CO₂-Preise real auf ca. 35 €/tCO₂ im Jahr 2040 an.⁴⁶

⁴⁴ Bei der Interpretation der Ergebnisse sowie der Annahmen ist zu beachten, dass die Modellierung vereinfacht in Form von ausgewählten Stichjahren erfolgt, d. h. eine „Kraftwerksstilllegung bis 2025“ erfolgt im Intervall 2020 bis einschließlich 2024.

⁴⁵ IEA 2020, Stated Policies Scenario. Preise real, 2017.

⁴⁶ Ebd.

- **Bestehender Kraftwerkspark in Deutschland auf Basis von BNetzA-Kraftwerksliste** – Die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Kernregion ergibt sich aus den modellendogenen sowie den bereits heute sicher bekannten Zu- und Rückbauten (zum Beispiel Sicherheitsbereitschaft, Kernenergieausstieg).⁴⁷ Für die Herleitung des Startwerts in Deutschland haben wir die BNetzA-Kraftwerksliste herangezogen; die Ausgangswerte der übrigen Länder basieren auf der Platts PowerVision Datenbank bzw. nationalen Kapazitätsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber sowie auf eigenen Recherchen.

Neben den modellendogenen Zu- und Rückbauentscheidungen legen wir wesentliche politische Eckpunkte, wie den Ausstieg aus der Kohleverstromung oder Kernenergieerzeugung auch im Modell fest.

- **Ausbau der Erneuerbaren Energien** – Auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in der Kernregion modellendogen. Zudem unterstellen wir für Deutschland, dass heute gesetzte Ziele durch das EEG (Zielkorridor) mindestens eingehalten werden. Wir nehmen an, dass das Ziel eines Erneuerbare Energien-Anteils von 65 % am Stromverbrauch im Jahr 2030 erreicht wird.

⁴⁷ Die Kraftwerkslaufzeiten berücksichtigen die Laufzeiten und Genehmigungen der jeweils den Kraftwerken zugeordneten Tagebauen. Ein Beispiel hierfür ist z.B. der Tagebau Inden und das angeschlossene Kraftwerk Weisweiler, welches mit erwarteter Auskohlung des angeschlossenen Tagebaus Inden um das Jahr 2030 in Betrieb einstellen wird.

ANHANG C MODELLIERUNG DES EU ETS (FRONTIER ECONOMICS)

Das EU ETS ist das zentrale Instrument auf EU-Ebene, um in den Sektoren „Öffentliche Strom & Wärmeversorgung“ sowie bestimmten energieintensiven Industrien den Ausstoß von klimaschädlichen CO₂ zu regulieren. Über eine festgelegte Angebotsmenge wird gesteuert, wieviel CO₂ jährlich emittiert werden darf. Über einen absinkenden Pfad der Emissionsobergrenze sollen langfristig die EU-Klimaziele erreicht werden.

In unserem EU ETS Modell (Frontier) leiten wir das jährliche Angebots- und Nachfragegleichgewicht, die Eingriffe der Marktstabilitätsreserve, sowie die Löschung von Zertifikaten aus dieser ab. Im Folgenden beschreiben wir

- die Parametrierung der EU ETS Angebotsmenge;
- die Annahmen zur Nachfrage nach Zertifikaten; und
- die Analyse der Ladestrom-induzierten Stromnachfrage.

Modellierung des EU ETS Mengengerüsts unter Berücksichtigung der Klimaziele des EU Green Deal

Für unsere Modellierung des EU ETS gehen wir davon aus, dass die von der Europäischen Kommission im Rahmen des EU Green Deal vorgeschlagenen strengeren Klimaziele zu einer Verschärfung des Caps im Jahre 2030 führen. Der derzeitige Rechtsrahmen sieht eine Verringerung der Emissionsmengen bis 2030 in Höhe von -43% im Vergleich zu 2005 vor. Mit Umsetzung des Green Deals und dem Anheben des EU-weiten 2030er CO₂-Minderungsziels von -40% auf -55% im Vergleich zu 1990 gehen wir von einer Reduktion der Angebotsmenge im EU ETS in Höhe von -62% aus. Dieser Zielwert lässt sich an der aktuellen Aufteilung von Minderungsanstrengungen zwischen ETS und nicht-ETS Sektoren (Effort Sharing Regulation) ableiten. Zur Umsetzung des EU Green Deal im EU ETS kommen bei uns in der Modellierung zwei Szenarien zum Einsatz:

- **Szenario 1:** Anheben des LRF auf von 2,2% auf 4,6% ab dem Jahr 2024; keine Änderungen der Regeln der MSR (d.h. Aufnahme rate sinkt wie bisher vorgesehen ab 2023 von derzeit 24% auf 12% ab).
- **Szenario 2:** Anheben des LRF von 2,2% auf 3,6%; Beibehalten der aktuellen Aufnahme rate der MSR (24%) auch nach 2023.

Beide Szenarien führen in Summe der Maßnahmen LRF / MSR zu vergleichbaren Netto-Angebotsmengen. In Szenario 2 kommt der Löschung von Zertifikaten durch die MSR jedoch eine größere Bedeutung zu als in Szenario 1.

Zertifikatsnachfrage sinkt annahmegemäß durch Dekarbonisierung der Wirtschaft

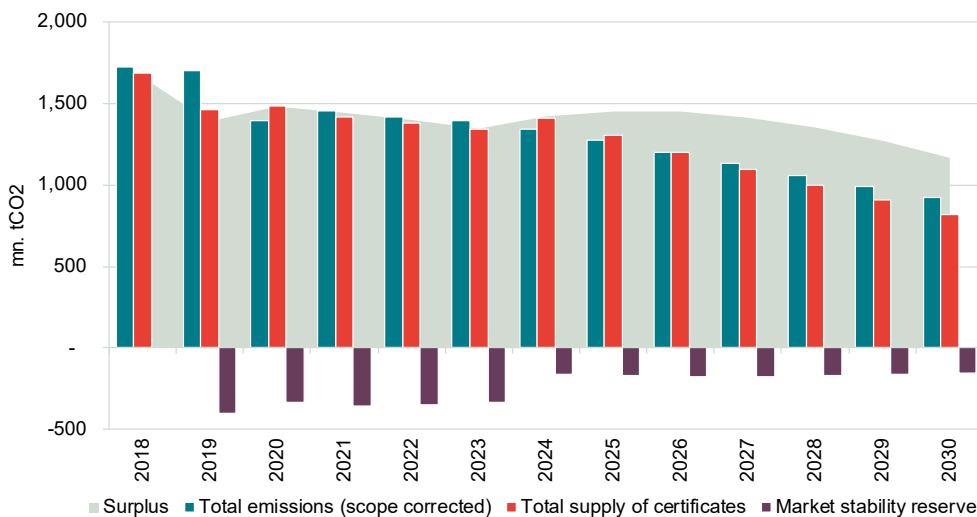
Dem Angebot im EU ETS steht in unserem Modell eine exogen bestimmte Nachfrage gegenüber. Diese berücksichtigt wesentliche Trends der Dekarbonisierung der Sektoren im EU ETS, wobei wir uns an Studien der

Europäischen Kommission⁴⁸ oder des Europäischen Verbands der Stromübertragungsnetzbetreiber orientieren.⁴⁹ In der kurzen Frist modellieren wir zudem einen temporären Nachfragerückgang in Folge der COVID-19 Pandemie.

- **Stromsektor:** Anstieg der Stromerzeugung (EU-28) auf > 3.400 TWh; davon ca. 62% aus Erneuerbaren Energiequellen und ca. 18% aus Kernenergie im Jahr 2030; basierend auf ENTSOE-Szenario „Global Ambitions“. Dekarbonisierung der verbleibenden Stromerzeugung u.a. durch Anstieg der CO₂-Preise oder nationale Beschlüsse wie den Deutschen Ausstieg aus der Kohleverstromung. In Summe sinken die Emissionen aus dem EU-Stromsektor in unserem Szenario um ca. 65% gegenüber 2018.
- **Industriesektoren:** Unser Szenario für die Dekarbonisierung der Industrie orientiert sich am „COMBO“ Szenario der Europäischen Kommission⁵⁰ und sieht einen 30%-Rückgang der Emissionsintensität (tCO₂ / EUR Wertschöpfung) vor. Gleichzeitig gehen wir von einer ca. 15%-igen Steigerung des Outputs aus, sodass die Emissionen der Industriesektoren annahmegemäß bis zum Jahr 2030 um ca. 20% fallen.

Aus dem Verhältnis aus Angebot und Nachfrage in jedem Jahr leiten wir dann die Anzahl an Zertifikaten ab, die in die MSR überführt werden und dann teilweise aus dieser gelöscht werden, wenn der Bestand in der MSR den Auktionsanteil des Vorjahres übersteigt.

Abbildung 14 Beispiel Entwicklung Angebots-Nachfragegleichgewicht EU ETS (LRF: 4,6% nach 2024).



Quelle: Frontier Economics

⁴⁸ European Commission (2018): In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication COM(2018)773 "A CLEAN PLANET FOR ALL – A EUROPEAN LONG-TERM STRATEGIC VISION FOR A PROSPEROUS, MODERN, COMPETITIVE AND CLIMATE-NEUTRAL ECONOMY", Brussels, 28 November 2018.

⁴⁹ European Network of Transmission System Operators Electricity (ENTSOE) (2020).

⁵⁰ European Commission (2018).

Bewertung der Ladestrominduzierten Stromnachfrage

Mit Hilfe unseres Strommarktmodells analysieren wir, welche CO₂-Intensität dem Ladestrom zuzuordnen ist. Dabei berücksichtigen wir die oben beschriebenen Dekarbonisierungstrends in der Stromwirtschaft und weisen eine im Zeitverlauf sinkende CO₂-Intensität aus, die im Jahr 2030 ungefähr dem je kWh in etwa dem Ausstoß eines Gaskraftwerks entspricht.

Mit dem EU ETS Mengenmodell bewerten wir anschließend, welche Auswirkungen die zusätzlichen Emissionen auf die Löschung von Zertifikaten aus der MSR haben. Dabei kombinieren wir die Verbrauchsszenarien „Zentrales Szenario“ und „Niedrige Emissionen“ mit dem ETS Szenario 1 und das Verbrauchsszenario „Hohe Emissionen“ mit dem ETS Szenario 2.

Tabelle 3 ETS-Ergebnisse: Niedrige Emissionen

Niedrige Emissionen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anzahl Fahrzeuge Flotte (Mio. BEV)	1.68	2.47	3.26	4.05	4.84	5.63	6.42	7.21	8.00
Zusatznachfrage durch Ladestrom (Mio. tCO ₂)	1.11	1.67	2.14	2.57	2.83	3.01	3.12	3.16	3.14
physische Emissionen je Fahrzeug und Jahr (10.000 km /a) (gCO₂/km)	65.9	67.8	65.6	63.4	58.4	53.4	48.6	43.8	39.2
Löschung von Zertifikaten aus der MSR ohne ...	0	1,348	364	219	228	232	232	228	221
... und mit Berücksichtigung von zusätzlichem Ladestrom (Mio. tCO ₂)	0	1,348	363	219	228	231	231	227	220
Differenz Löschung = faktische Emissionen (Mio. tCO ₂)	0.00	0.16	0.38	0.34	0.56	0.80	1.04	1.28	1.50
faktische Emissionen je Fahrzeug und Jahr (10.000 km /a) gCO₂/km	0.0	6.6	11.6	8.5	11.6	14.2	16.3	17.7	18.8

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 4 ETS-Ergebnisse: Zentrales Szenario

Niedrige Emissionen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anzahl Fahrzeuge Flotte (Mio. BEV)	1.68	2.47	3.26	4.05	4.84	5.63	6.42	7.21	8.00
Zusatznachfrage durch Ladestrom (Mio. tCO2)	2.69	3.91	4.80	5.52	6.25	6.88	7.41	7.84	8.18
physische Emissionen je Fahrzeug und Jahr (15.000 km /a) (gCO2/km)	106.9	105.7	98.2	90.9	86.2	81.5	77.0	72.5	68.1
Löschung von Zertifikaten aus der MSR ohne ...	0	1,348	364	220	229	233	233	230	223
... und mit Berücksichtigung von zusätzlichem Ladestrom (Mio. tCO2)	0	1,348	363	219	228	231	231	227	220
Differenz Löschung = faktische Emissionen (Mio. tCO2)	0.00	0.42	0.93	0.82	1.30	1.81	2.34	2.89	3.43
faktische Emissionen je Fahrzeug und Jahr (15.000 km /a) gCO2/km	0.0	11.2	19.1	13.6	17.9	21.4	24.3	26.7	28.6

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 5 ETS-Ergebnisse: Hohe Emissionen

Niedrige Emissionen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anzahl Fahrzeuge Flotte (Mio. BEV)	1.68	2.47	3.26	4.05	4.84	5.63	6.42	7.21	8.00
Zusatznachfrage durch Ladestrom (Mio. tCO2)	5.88	8.53	10.91	13.14	15.08	16.82	18.37	19.74	20.93
physische Emissionen je Fahrzeug und Jahr (20.000 km /a) (gCO2/km)	174.9	172.6	167.4	162.3	155.7	149.3	143.1	136.9	130.8
Löschung von Zertifikaten aus der MSR ohne ...	0	1,349	365	364	353	345	341	340	340
... und mit Berücksichtigung von zusätzlichem Ladestrom (Mio. tCO2)	0	1,348	363	361	348	338	332	329	327
Differenz Löschung = faktische Emissionen (Mio. tCO2)	0.00	0.91	2.04	3.59	5.35	7.22	9.11	10.96	12.74
faktische Emissionen je Fahrzeug und Jahr (20.000 km /a) gCO2/km	0.0	18.4	31.2	44.4	55.3	64.1	70.9	76.0	79.6

Quelle: Frontier Economics

ANHANG D MODELLIERUNG VON ERWARTUNGEN UND VERDRÄNGUNGSEFFEKTEN

D.1 Berücksichtigung von Erwartungen im ETS Modell nach Rosendahl (2019)

Rosendahl (2019) argumentiert, dass Nachfrageschocks, die aus für die Zukunft angekündigten Umweltmaßnahmen resultieren, das heutige Handeln der Marktteilnehmer beeinflussen. Dies reduziert die Größe des in Abschnitt 1.4 beschriebenen Löschungseffekts und kann den Effekt in gewissen Fällen sogar umkehren.

Rosendahl stellt diesen Effekt für den Fall einer politikinduzierten geringeren Zertifikatnachfrage durch etwa den deutschen Kohleausstieg dar. Die Argumente lassen sich aber direkt auf den Fall einer höheren Zertifikatnachfrage durch mehr E-Mobilität übertragen. Die Logik ist dann, dass Marktteilnehmer einen späteren Nachfrageschock zum Zeitpunkt X und damit einhergehende erhöhte Zertifikatspreise bereits in ihrem heutigen Verhalten berücksichtigen und deshalb heute mehr Zertifikate kaufen, um diese später zum Zeitpunkt X des Nachfrageschocks zu verwenden. Dieses erhöhte Banking führt dann zu höheren Zertifikatspreisen und einer erhöhten MSR. In dem Fall, dass diese Erhöhung der MSR über der Obergrenze liegt, führt dies außerdem zu einer erhöhten Löschung von Zertifikaten vor Zeitpunkt X. Ab Zeitpunkt X kommt es zwar zu einer erhöhten Nachfrage und damit wieder zu weniger Löschungen. Liegt der Zeitpunkt X aber weit in der Zukunft, kann es passieren, dass es netto sogar zu mehr Löschungen kommt. Das hieße dann, dass die zusätzliche Zertifikatnachfrage durch E-Mobilität sogar zu mehr Emissionseinsparungen führt. Es gäbe also negative Emissionen. Dies ist sicherlich ein Sonderfall, allerdings sorgt die Berücksichtigung der Erwartungen der Marktteilnehmer in jedem Fall dafür, dass die Menge an gelöschten Zertifikaten zunimmt. Die einem Fahrzeug zugerechneten Emissionen sind also geringer als ohne Berücksichtigung dieses Effekts. In diesem Sinne sind die bisherigen Abschätzungen eine obere Grenze.

Um diese Effekte zu simulieren, hat Rosendahl ein stilisiertes Modell des EU ETS entworfen, in dem die Erwartungen der Marktteilnehmer berücksichtigt werden. Dieses Modell wird für diese Studie genutzt, um abzuschätzen, inwiefern die Erwartungen der Marktteilnehmer den Effekt einer Erhöhung von EV auf den EU ETS und die MSR beeinflussen könnten. Rosendahl hat die Nachfragefunktion so kalibriert, dass das Modell den realen Zertifikatspreis für 2019 zum Ergebnis hat. Dabei hat er jedoch die derzeitigen LRF und MSR Raten verwendet.

Um das Modell auch für die Szenarien mit veränderten ETS-Parametern (Höhere LRF, aktuelle MSR Parameter und Moderater LRF, stärkere MSR) nutzen zu können, kalibrieren wir die Emissionsreduktionsparameter aus Rosendahls Nachfragefunktion neu, sodass die resultierenden Zertifikatspreise wieder den realen Zertifikatspreisen entsprechen. Dies hängt damit zusammen, dass bei einer höheren LRF oder einer stärkeren MSR davon auszugehen ist, dass die

Marktteilnehmer ihre Produktionsverfahren dem strikteren EU ETS anpassen werden, um weniger Zertifikate nachfragen zu müssen.

Für die Simulationen ergibt sich dann jeweils bis 2030 eine zusätzliche Nachfrage an Zertifikaten im Umfang der physischen Emissionen in den oben definierten Szenarien. Dies impliziert, dass wir von einem begrenzten Erwartungshorizont bis 2030 ausgehen.

Die folgende Tabelle zeigt die bereits im Text gezeigten Ergebnisse für Deutschland im Vergleich zu den Ergebnissen eines Szenarios, in dem die Anzahl an BEV in der gesamten EU steigt.

D.2 Preis- und Verdrängungseffekte

Um den Anstieg der Zertifikatpreise und die Reduzierung der Nachfrage abzuschätzen wird zum einen das IfW-Rosendahl-Modell herangezogen, zum anderen aus dem IfW-DART Modell (einem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell, das für Klimapolitikanalysen eingesetzt wird) abgeleitete Grenzvermeidungskostenkurven für 2030 für jeweils den EU und den deutschen Strom- und Industriesektor im EU-ETS. Das IfW-Rosendahl-Modell berücksichtigt dabei die Änderungen in der MSR, enthält allerdings nur eine recht grobe, aggregierte Funktion für die Zertifikatabgabe. Die Grenzvermeidungskurven in DART bilden die Vermeidungskosten in den jeweiligen Sektoren ab, können allerdings nicht die Auswirkungen der MSR abbilden. Sie können herangezogen werden, um abzuschätzen, wie die Preis- und Verdrängungseffekte ohne MSR aussehen. Zusammen ergibt sich eine Abschätzung der zu erwartenden Größenordnungen. Alle Werte beziehen sich auf das Jahr 2030.

Wie in den Kernberechnungen werden jeweils Werte für drei-Szenarien berechnet, in diesem Fall auch für die Annahme eines EU-BEV-Szenarios, da hier nicht-lineare Effekte zu erwarten sind.

Für das DART-Grenzkostenkurvenmodell werden für die entsprechenden Szenarien jeweils die schon hergeleiteten Emissionen der zusätzlichen BEV als zusätzliche Nachfrage im EU-ETS angenommen. Da sich die drei Szenarien für das EU-ETS nicht alle übertragen lassen, wird hier für das „Niedrige Emissionen“ Szenario der jetzige Reduktionsfaktor von 2,2% pro Jahr angenommen, für das zentrale Szenario ein Reduktionsfaktor von 3% und für das „Hohe-Emissionen“ Szenario ein Reduktionsfaktor von 4,6%. Dieser Faktor bestimmt die Gesamtreduktion im EU-ETS und umso stärker diese ausfällt, desto steiler wird die Grenzvermeidungskostenkurve und desto teurer wird es für jede zusätzliche BEV-Stromnachfrage die gleichen Ziele zu erreichen.

Für das IfW-Rosendahl-Modell, werden für die physikalischen Emissionsszenarien alle drei EU-ETS /MSR-Szenarien berechnet und jeweils der niedrigste/höchste Wert angegeben. Dieser stammt nicht notwendigerweise aus dem gleichen Szenario des anderen verwendeten MSR-Modells, da die Berücksichtigung von Erwartungen wie schon in Abschnitt 3.3. erläutert zu anderen Reihenfolgen führen kann.

Tabelle 6 fasst die Ergebnisse der Berechnungen zusammen, die in Abschnitten 3.3. und 3.4. diskutiert wurden.

Tabelle 6 Preis- und Verdrängungseffekte im EU ETS

	Low-DEU	Med-DEU	High-DEU	Low-EU	Med-EU	High-EU
Preisanstieg ETS je tCO₂						
DART	0,15 €	0,43 €	1,49€	1,35€	5,96€	18,11€
Rosendahl		0,11€ – 4,08€		4,52€ – 10,95€		
Emissionsredukt. andere Sektoren in Mt CO₂						
DART: EU- Stromsektor	2,94	7,63	19,39	25,82	97,99	210,06
DART: EU- Industrie	0,19	0,53	1,54	1,73	7,09	17,23
DART: DEU-Stromsektor	0,88	2,29	5,87	7,71	29,45	63,72
DART: DEU-Industrie	0,04	0,12	0,35	0,38	1,56	3,90
Rosendahl (% Red EU rel. zu zusätzlicher Nachfrage)	13% – 345%			3% – 52%		
Zus. Nachfrage Zertifikate BEV in Mt CO ₂	3,14	8,18	20,93	27,61	105,26	227,14

Quelle: IfW





Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



FÖRDERGEBER
FUNDING ORGANISATIONS

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy
Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen
Federation of Industrial Research Associations



KOOPERATIONEN
PARTNER ASSOCIATIONS

Forschungskuratorium Maschinenbau
Mechanical Engineering Research Federation
Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
Mechanical Engineering Industry Association





**Forschungsvereinigung
Verbrennungskraftmaschinen e.V.**
Research Association
for Combustion Engines

Lyoner Strasse 18
60528 Frankfurt am Main, Germany

T +49 69 6603 1345

F +49 69 6603 2345

info@fvv-net.de

www.fvv-net.de