

ENTWICKLUNG DES STRASSENVERKEHRS UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95%THG- KLIMAZIELSZENARIEN

Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT
ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des
Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung
des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und
langfristige Klimaziele

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ENTWICKLUNG DES STRASSENVERKEHRS UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95% THG- KLIMAZIELSZENARIEN

Teilbericht

Norman Gerhardt (Projektleiter, Fraunhofer IEE)

Dr. Mareike Jentsch, Michael von Bonin, Dr. Sarah Becker, Dr. Diana Böttger (Fraunhofer IEE)

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Fördergeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
Förderkennzeichen: 16EM3007
Förderprogramm Erneuerbar Mobil

Veröffentlichung im Juni 2018

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	4
1 Einleitung.....	7
2 Ziel und Methodik.....	9
2.1 Ziel.....	9
2.2 Methodik und Modelle	9
3 Szenariorahmen und Eingangsdaten	14
3.1 Rahmendaten eines Zielszenarios 2030 und 2050	14
3.1.1 Klimaziel, Brennstoffkosten, Biomasse.....	14
3.1.2 Rahmenbedingungen außerhalb des Verkehrs	18
3.1.3 Rahmendaten Verkehrsaufkommen	21
3.1.4 Lernkurven Batterien und technisch-ökonomische Annahmen im Verkehrsbereich	24
3.2 Zwischenergebnis – TCO-basierte Markthochläufe für Pkw und LNF in Anhängigkeit des regulatorischen Rahmens	29
3.2.1 Untergrenze Marktentwicklung E-Mobilität.....	30
3.2.2 Obergrenze Marktentwicklung E-Mobilität.....	32
3.3 Inputdaten für den Verkehr im Fundamentalmodell	34
4 Ergebnisse.....	41
4.1 Rückkopplung Verkehr und Energiesystem - Szenario 2050	41
4.1.1 Europäischer Rahmen.....	41
4.1.2 Basisszenario (hohe Flexibilität, Oberleitungsinfrastruktur).....	43
4.1.3 Vergleich von Sensitivitäten zur Ausprägung des Verkehrs	45
4.2 Rückkopplung Verkehr und Energiesystem - Szenario 2030	50
4.2.1 Europäischer Rahmen.....	50
4.2.2 Basisszenario (hohe Flexibilität, Oberleitungsinfrastruktur).....	51
4.2.3 Vergleich von Sensitivitäten zur Ausprägung des Verkehrs	53
4.3 Betrachtungen zum Entwicklungspfad	57
4.3.1 Internationale Bereitstellung von PtX.....	57
4.3.2 EE-Ausbau	58
4.4 Autarke Versorgung des Verkehr - Szenario 2050	60
4.4.1 Basisszenario (hohe Flexibilität, Oberleitungsinfrastruktur).....	60
4.4.2 Vergleich von Sensitivitäten zur Ausprägung des Verkehrs	64
5 Schlussfolgerungen.....	68
6 Literaturverzeichnis	71

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1: Klimaziele 2050 und 2030	7
Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE.....	11
Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Fahrzeugbestandsmodell des IEE für Pkw/LNF.....	12
Abbildung 3-1: Treibhausgasemissionen und –ziele in Deutschland	15
Abbildung 3-2: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO ₂ -Preis)	16
Abbildung 3-3: Endenergie Biomasse in Anlehnung an BMU KS 95.....	17
Abbildung 3-4: Kuppelleistungskapazitäten NTC in Europa	19
Abbildung 3-5: Entwicklung Endenergie Gebäudewärme inkl. Hilfsenergie	20
Abbildung 3-6: Industrieprozesswärme zzgl. Industriehallen und GHD-Prozesswärme	21
Abbildung 3-7: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen 2010-2050.....	22
Abbildung 3-8: Verbrauchsentwicklung des exogen abgebildeten Verkehrs 2010-2050	23
Abbildung 3-9: Entwicklung Batteriesystemkosten bei Pouch-Zellen	24
Abbildung 3-10: Entwicklung Endverbraucherpreise – Szenario Untergrenze E-Mobilität	31
Abbildung 3-11: Relative Entwicklung der Fahrzeuganzahl (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Untergrenze E-Mobilität.....	31
Abbildung 3-12: Relative Entwicklung der Fahrleistung (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Untergrenze E-Mobilität.....	32
Abbildung 3-13: Entwicklung von Endenergie (links) und Emissionen ohne Biokraftstoffe/PtL (rechts) 2017-2050 – Szenario Untergrenze E-Mobilität.....	32
Abbildung 3-14: Entwicklung Endverbraucherpreise – Szenario Obergrenze E-Mobilität.....	33
Abbildung 3-15: Relative Entwicklung der Fahrzeuganzahl (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Obergrenze E-Mobilität.....	33
Abbildung 3-16: Relative Entwicklung der Fahrleistung (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Obergrenze E-Mobilität.....	34
Abbildung 3-17: Entwicklung von Endenergie (links) und Emissionen ohne Biokraftstoffe/PtL (rechts) 2017-2050 – Szenario Obergrenze E-Mobilität.....	34
Abbildung 3-18: Berücksichtigte Verteilung der Jahresfahrleistungen nach Größenklassen für Pkw und für LNF	35
Abbildung 3-19: Berücksichtigte maximale elektrische Fahranteile in den Fahrzeugklassen 2050.....	36
Abbildung 3-20: Berücksichtigte maximale elektrische Fahranteile in den Fahrzeugklassen 2030.....	37
Abbildung 3-21: Schematische Modelldarstellung zu Abbildung der Flexibilität im Energiesystemmodell – am Beispiel BEV	40
Abbildung 4-1: Installierte el. Leistungen im europäischen Strommarkt 2050	41
Abbildung 4-2: Energiebilanz Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ) der europäischen Länder im Zielszenario 2050	42
Abbildung 4-3: Stromhandel Deutschland 2050 – Nettostromimport (links) als Jahresverlauf und Jahresdauerlinie (in GW) -	42
Abbildung 4-4: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher im Basisszenario 2050	43
Abbildung 4-5: Strombilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Basisszenario 2050.....	44
Abbildung 4-6: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Basisszenario 2050	44
Abbildung 4-7: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Basisszenario 2050 ohne Potenzialrestriktionen (grüne Wiese).....	45
Abbildung 4-8: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Sensitivitäten 2050	47
Abbildung 4-9: Kraftstoffverbrauch im nationalen Verkehr (Bio, H ₂ , PtL) – außerhalb des Verkehrs PtG-Importe/nationale PtG-Erzeugung– Sensitivitäten 2050	48

Abbildung 4-10: Strombilanz – Sensitivitäten 2050	48
Abbildung 4-11: Strombilanz Differenzmengen – Sensitivitäten 2050.....	49
Abbildung 4-12: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten 2050.....	49
Abbildung 4-13: Differenz Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten 2050.....	50
Abbildung 4-14: Installierte el. Leistungen im europäischen Strommarkt 2030	51
Abbildung 4-15: Energiebilanz Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ) der europäischen Länder im Zielszenario 2050	51
Abbildung 4-16: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher im Basisszenario 2030	52
Abbildung 4-17: Strombilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Basisszenario 2050.....	52
Abbildung 4-18: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Basisszenario 2030	53
Abbildung 4-19: Differenzen der Anteile der Antriebstechnologien der Sensitivitäten 2030 zum Basisszenario, sowie Summe der PtL-Importe.....	54
Abbildung 4-20: Kraftstoffverbrauch im nationalen Verkehr – Sensitivitäten 2030.....	55
Abbildung 4-21: Strombilanz – Sensitivitäten 2030	55
Abbildung 4-22: Änderung Stromerzeugung und –verbrauch – Sensitivitäten 2030	56
Abbildung 4-23: Differenz Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten 2030.....	56
Abbildung 4-24: Schematischer notwendiger Ausbaupfad für die Bereitstellung von PtX im Ausland.....	58
Abbildung 4-25: Bandbreiten der Entwicklung installierter Wind-Onshore-Leistungen in Deutschland 1990 bis 2050	59
Abbildung 4-26: Bandbreiten der Entwicklung installierter Photovoltaik-Leistungen in Deutschland 1990 bis 2050 bei zwischenzeitlicher Überbauung des langfristigen Absatzmarktes um 15%	59
Abbildung 4-27: Entwicklung installierter EE-Leistungen in Deutschland 2010 bis 2050	60
Abbildung 4-28: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher im Basisszenario Autarker Verkehr 2050.....	61
Abbildung 4-29: Strombilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Basisszenario Autarker Verkehr 2050	62
Abbildung 4-30: Stromerzeugung (oben) und –verbrauch (unten) – Jahresverlauf Verkehr autark 2050.....	62
Abbildung 4-31: Stromerzeugung (oben) und –verbrauch (unten) – 2-Wochenverlauf Verkehr autark 2050.....	63
Abbildung 4-32: Stromerzeugung (oben) und –verbrauch (unten) – 2-Wochenverlauf Verkehr im Gesamtsystem 2050.....	64
Abbildung 4-33: Strombilanz – Sensitivitäten Verkehr autark 2050.....	65
Abbildung 4-34: Strombilanz Differenzmengen – Sensitivitäten Verkehr autark 2050.....	65
Abbildung 4-35: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten Verkehr autark 2050	66
Abbildung 4-36: Differenz Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten Verkehr autark 2050.....	66
Abbildung 4-37: Kraftstoffverbrauch im nationalen Verkehr (Bio, H2, PtL) – außerhalb des Verkehrs PtG-Importe/nationale PtG/PtL-Erzeugung– Verkehr autark - Sensitivitäten 2050.....	67

Tabelle 3-1: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen 2010-2050	22
Tabelle 3-2: Modellinput Straßenverkehr - Fahrleistungen 2010-2050	22
Tabelle 3-3: Technische Rahmendaten Pkw/LNF.....	26
Tabelle 3-4: Ökonomische Rahmendaten Pkw/LNF	27
Tabelle 3-5:Technische Rahmendaten SNF.....	27
Tabelle 3-6: Ökonomische Rahmendaten SNF.....	28

Tabelle 3-7: Markthochlauf SNF mit OH LKW	29
Tabelle 3-8: Modellinput – Jahresfahrleistung der Fahrzeugklassen in 2050.....	35
Tabelle 3-9: Modellinput – Jahresfahrleistung der Fahrzeugklassen in 2030.....	36
Tabelle 3-10: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark für Pkw/LNF	38
Tabelle 3-11: Unterteilung Tag- und Nachtstunden	38
Tabelle 3-12: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark für SNF (1)	38
Tabelle 3-13: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark für SNF (2)	38

1 Einleitung

Die Klimaziele Deutschlands in Summe stellen auch hohe Anforderungen an den Verkehrssektor, seinen Beitrag zur Erreichbarkeit zu leisten. Dabei bestehen größere Unsicherheiten, mit welchen Maßnahmen und zu welchen technologischen Anteilen diese Ziele erreicht werden können. In einem immer komplexer werdenden Energiesystem sind die Fragen des Verkehrssektors dabei aber nicht isoliert, sondern immer in Rückkopplung mit der Energieversorgung zu bewerten. Diese Rückkopplung liegt insbesondere in der Stromversorgung unter einer zunehmenden Durchdringung wetterabhängiger Wind- und PV-Stromerzeugung einerseits und PtX-Importoptionen andererseits.

Im Klimaschutzplan 2050 verpflichtet sich die Bundesregierung bis 2050 zu einem nahezu treibhausgasneutralen Deutschland (BMUB 2016). In diesem Sinne wird das obere Klimaziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung mit einer Reduktion der Treibhausgase um 95% gegenüber 1990 verstanden, bzw. dies als ein 2°C-Ziel aber nicht als ein 1,5°C-Ziel in Bezug auf COP21 interpretiert. In Hinblick auf die nicht-vermeidbaren Emissionen vor allem im Bereich Industrieprozesse und Landwirtschaft bedeutet dies für die Energieversorgung und den Verkehr eine vollständige Dekarbonisierung. Im Klimaschutzplan und im Koalitionsvertrag der Bundesregierung (CDU et al. 2018) werden zudem die Sektorziele 2030 verbindlich festgelegt – unter anderem auch die zulässigen Emissionen des Verkehrs. Dabei weist der Verkehrssektor im nationalen nach Kyoto-Protokoll relevanten Bereich seit 1990 eine Stagnation der Emissionen auf. Im Bereich des internationalen Verkehrs, welcher nicht vom Sektorziel erfasst wird, kommt zusätzlich eine deutliche Steigerung der Emissionen hinzu.

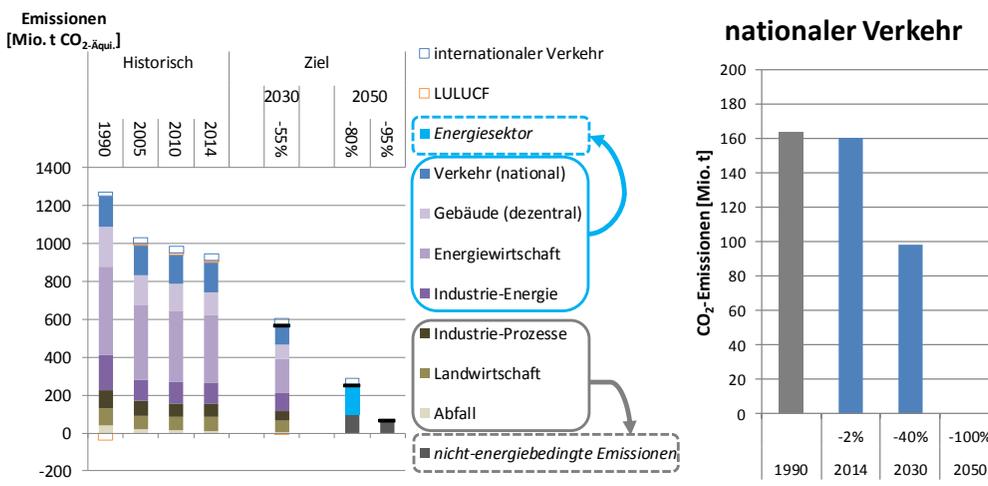


Abbildung 1-1: Klimaziele 2050 und 2030

Quelle: eigene Darstellung

Das BMVI legt mit der Verkehrsverflechtungsprognose (BMVI 2014) eine Entwicklung vor, die von einem weiter steigenden Verkehrsaufkommen ausgeht. Die Erreichung der Klimaziele des Verkehrs mit -40% bis 2030 und einer vollständigen Dekarbonisierung bis 2050 stellt in der Kombination mit einem steigenden Verkehrsaufkommen und in der Vergangenheit ständig wachsenden Anteilen an größeren und schwereren Fahrzeugen eine besondere Herausforderung dar.

In Hinblick auf die zentrale Option der Elektrifizierung stellt sich immer die Frage der Nutzbarkeit der fluktuierenden Einspeisung von den wetterabhängigen Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik einerseits und der Flexibilität im Strombezug der E-Mobilität andererseits. Diese Stromnutzung ist langfristig insbesondere dann vorteilhaft, wenn EE-Strom zu sehr hohen Anteilen direkt ohne Gaskraftwerke und der damit verbundenen Umwandlung von EE-Strom in Power-to-Gas nutzbar ist. Aufgrund der teilweise nicht weiteren Nutzungsmöglichkeit von EE-Strom kann in Deutschland

oder Europa die Erzeugung von PtX (Power-to-Liquid, Power-to-Hydrogen, Power-to-Gas) auf Basis von „Überschussstrom“ oder auf Basis von zusätzlich ausgebauten EE-Anlagen möglich sein. Von größerer Bedeutung wird aber aufgrund der Kosten und der Akzeptanz für einen nationalen EE-Ausbau, der Anteil von PtX-Importen aus Weltregionen mit sehr guten Wind- und Solarressourcen bewertet.

Das Fraunhofer IEE hat vor diesem Hintergrund im Rahmen des Projektes „Klimawirksamkeit Elektromobilität“ bereits zwei Studien veröffentlicht:

- Analyse der Versorgungssicherheit in Klimazielszenarien über 7 historische Wetterjahre (Fraunhofer IWES 2017a) - Hierbei wurde deutlich, dass das energiepolitisch meist als Hemmnis diskutierte Phänomen der kalten Dunkelflaute zwar auftritt, aber unter Einbindung in den europäischen Strommarkt und der hohen Bedeutung flexibler und hybrider Stromnachfrager im technischen und ökonomischen Ausmaß begrenzt ist und eine wind- und solarstrombasierte Energieversorgung versorgungssicher ist.
- Bewertung von PtX-Importoption (PtL und LH2) (Fraunhofer IWES 2017b) – Hierbei wurde deutlich, dass die aus heutiger Sicht erwartbaren technologischen Entwicklungen und Lernkurven im Bereich Elektrolyse, Fischer-Tropsch, CO₂-Abscheidung aus der Luft und EE-Stromgestehungskosten in Weltregionen an Küsten mit sowohl hohem Wind- und Solarangebot langfristig relativ günstige PtX-Importkosten möglich erscheinen lassen. Aus heutiger Sicht lassen die Ergebnisse jedoch auch vermuten, dass der starke Verbrauchsanstieg aus dem globalen Luft- und Seeverkehr einen möglichen Markthochlauf von PtL bei weitem übersteigen würde. Deswegen müssen theoretische Simulationsergebnisse mit hohem PtL-Bedarf auch immer in der Interpretation hinterfragt werden, ob PtL dann noch für andere Sektoren (insbesondere Straßen- und Individualverkehr welcher grundsätzlich auch elektrifizierbar ist) auch wirklich noch zur Verfügung stehen kann.

Basierend auf diesen Erkenntnissen soll nun die Dekarbonisierung des Verkehrs in Hinblick auf die Rückkopplung mit dem gesamten Energieversorgungssystem integriert bewertet werden.

2 Ziel und Methodik

2.1 Ziel

Folgende Untersuchungsziele sind für diese wissenschaftliche Studie voran gestellt:

- Im Fokus der Untersuchungen steht die modellendogene Rückkopplung zwischen der Entwicklung des Straßenverkehrs, der Entwicklung des Energieversorgungssystems und der Rolle von PtX-Importen.
- Dabei wird unterstellt, dass dem Klimaschutz im Verkehr besondere Herausforderungen entgegen stehen. Diese bestehen in einem mittelfristigen Wegfalls von Tanktourismus, der Entwicklung der letzten Jahre zu größeren Fahrzeugen, dem Rückgang des Dieselsatzmarktes und dem weiter ansteigenden Straßenverkehrs (entsprechend der Verkehrsverflechtungsprognose). Dabei **werden keine weiteren Maßnahmen im Bereich Verkehrsverlagerung oder Verkehrsvermeidung bewertet, sondern nur die äußerst anspruchsvolle technische Dekarbonisierung des Straßenverkehrs auf Basis der verschiedenen Antriebstechnologien und notwendiger Infrastrukturen** (Elektromobilität in verschiedenen Ausführungen, H₂-Brennstoffzellen, Einsatz von PtL, Einsatz von Erdgas bzw. PtG).
- Es wird ein **kostenminimales Zielszenario für die Stützjahre 2050 und 2030** unter Gewährleistung der Konsistenz im Markthochlauf ermittelt, das dem 2°C-Ziel einer EE-Vollversorgung in 2050 und dem nationalen Klimaziel 2030 gerecht wird.
- Dabei werden **für 2030 die Sektorziele des Klimaschutzplanes berücksichtigt**, neben dem nationalen Verkehrssektor insbesondere auch für den dezentralen Gebäudereich. Die Emissionen aus Energiewirtschaft und Industrie lassen sich insbesondere im Fall der KWK nur schwer trennen und werden zusammen betrachtet.
- **In Sensitivitätsrechnungen wird der Einfluss der Flexibilität der Elektromobilität beim Laden, der Option der Rückspeisung (V2G) und der Verfügbarkeit einer Oberleitungsinfrastruktur** auf die Ausprägung der Antriebstechnologien in den verschiedenen Segmenten des Straßenverkehrs und den notwendigen Ausbaubedarf im Stromsektor **bewertet**.
- Dabei ist die Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom zu berücksichtigen. Hierbei wird unterstellt, dass **Europa das gleiche Klimaziel in 2050 (EE-Vollversorgung)** und ein vergleichbares Ambitionsniveau in 2030 wie Deutschland (und damit **mehr als das gegenwärtige EU-Klimaziel**) erreichen muss.
- Zusätzlich wird für das Stützjahr **2050 eine autarke erneuerbare Versorgung des Verkehrs** (ohne andere Stromverbraucher und ohne den Austausch mit Europa, aber mit der PtX-Importoption abgebildet).
- Abschließend werden die Ergebnisse analysiert und visualisiert.

2.2 Methodik und Modelle

Im Rahmen der Modellierung werden als Randbedingung folgende Emissionsgrenzwerte und indirekte Wirkungen in der Optimierung abgebildet:

- 2030 - Sektorziel Verkehr (national) 95 –98 Mio.t CO₂ → 98 Mio.t (ohne Strom, ohne Verkehr für Militär, Bau-, Forst- und Landwirtschaft, ohne internationalen Flug- und Schifffverkehr),
- 2030 - Sektorziel dezentrale Gebäudewärme 70 – 72 Mio.t CO₂ → 72 Mio.t (ohne Strom, ohne Fernwärme, ohne Industriegebäude) auf Basis der Arbeiten

des ifeu im Projekt der Agora Energiewende „Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ (IFEU et al. 2018) abgebildet durch das Szenario Effizienz².

- Der Einsatz Biomasse und PtX in den Sektoren erlaubt 2030 eine gewisse Verschiebung zwischen den Ambitionsniveaus. Hierbei wird ein restriktives nationales Biomassepotenzial gemäß des BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt, und im Bereich Gebäudewärme 2030 kein PtG. Im Verkehrsbereich ist die Option PtL/LH₂ einzusetzen modellendogen abgebildet und Teil der Optimierung.
- 2050 wird eine vollständige Dekarbonisierung des internationalen Verkehrs auf Basis von PtL unterstellt. Dabei wird der Anteil der deutschen Volkswirtschaft am globalen Seehandel unterstellt und damit deutlich mehr als die in Deutschland gebunkerten Mengen.
- 2050 wird ein -95% THG-Ziel interpretiert als eine EE-Vollversorgung des Energiesystems. CCS spielt, wenn überhaupt, dann nur eine untergeordnete Rolle im Bereich Industrie-Prozessemissionen und wird nicht weiter konkretisiert.
- Grundsätzlich werden für modellexogene Emissionsbereiche (z.B. Emissionen aus Müll, Gichtgas, Abfall, flüchtige Emissionen u.a. für 2030 die Annahmen aus dem BMU-Klimaschutzszenario 80 und für 2050 aus dem BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt.
- Im Verkehr wird sowohl 2030 als auch 2050 ein Anstieg des nationalen Verbrauchs durch Wegfall des Tanktourismus (aufgrund einer unterstellten europäischen Angleichung der Energiebesteuerung und Zunahme Elektromobilität) unterstellt.

Um die oben genannten Forschungsfragen adressieren zu können, wird im ersten Schritt ein Zielszenario für 2050 bestimmt. Danach werden in einem zweiten Schritt Bandbreiten (Ober- und Untergrenzen) für einen konsistenten Markthochlauf bestimmter Technologien (Wind, PV, KWK – für jedes Land Europas) für das Stützjahr 2030 abgeleitet und auch das Zielszenario 2030 unter diesen Randbedingungen und noch vorhandenen Bestandskraftwerken bestimmt. Dazu wird mittels der **sektorübergreifenden Ausbau- und Einsatzoptimierung SCOPE** (Fraunhofer IWES 2016) ein kostenminimales Gesamtenergieversorgungssystem bestimmt, welches das Klimaziel einhält und die Versorgungssicherheit bzw. permanente Deckung der Nachfrage in allen Anwendungen und Sektoren gewährleistet (siehe auch Abbildung 1-1). Hierbei handelt es sich um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Modell, welches im Rahmen des vorliegenden Projektes um die modellendogene Abbildung des Straßenverkehrs erweitert wurde (Böttger et al. 2018). Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz und rationale Investitionsentscheidungen auf Basis perfekter Voraussicht nachbilden. Dabei wird vom regulatorischen Rahmen abstrahiert. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und des Energiesystems bildet Europa abzgl. Balkan und Baltikum ab. Grundsätzliche Annahmen zu Eingangsdaten und eine Modellbeschreibung finden sich im Anhang der Vorgängerstudie (Fraunhofer IWES 2017a) sowie in verschiedenen Arbeiten, auf welchen das Modell beruht (Härtel und Korpås 2017, Fraunhofer IWES/IBP 2015, Fraunhofer IWES et al. 2014 Jentsch 2014, Oehsen 2012).

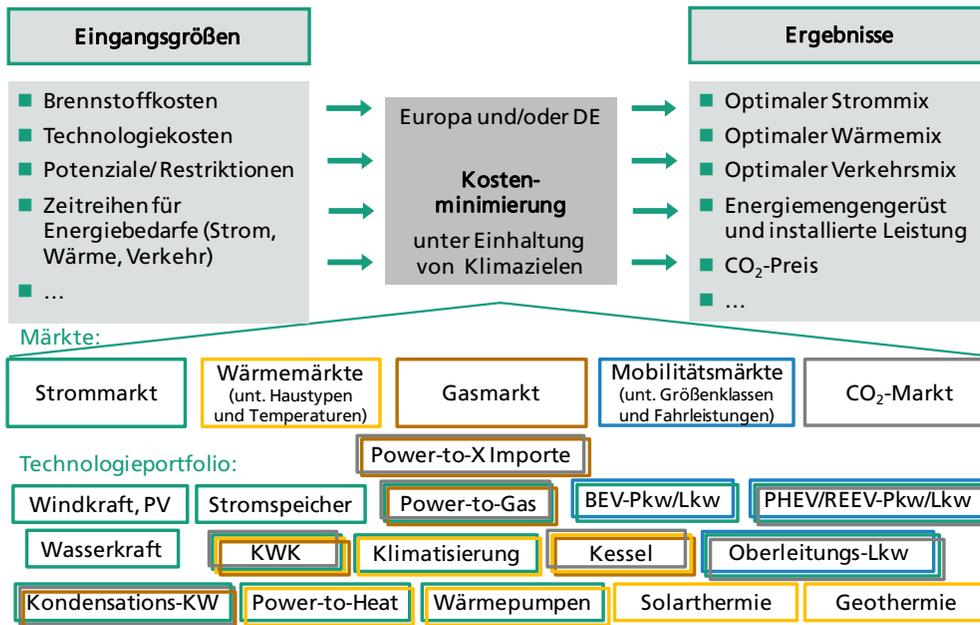


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE

Quelle: eigene Darstellung

Ziel ist es die Rückkopplungen von Sensitivitäten im Bereich des Verkehrs mit dem Energiesystem modellendogen als kostenminimales System auf Basis volkswirtschaftlicher Kosten unter den Randbedingungen CO₂-Ziel und Deckung der Endenergienachfrage zu bewerten. Der Verkehr wird dabei aus Gründen einer besseren ökonomischen Differenzierbarkeit in Größenklassen und im Bereich Pkw/LNF nach Jahresfahrleistung in Teilmärkten aufgeteilt.

- Optimierung Investitionsentscheidung und Anlageneinsatzplanung auf Basis Annuitätischer Kosten (IEE-Energiesystemmodell SCOPE)
 - Stromversorgung
 - Versorgung Fernwärme und Industriewärme in den Bereichen Warmwasser, Dampfnetze und Thermoöl
 - Vereinfachte Abbildung des dezentralen Gebäudebereiches für ein aggregiertes Gebäude auf Basis (IFEU et al. 2018) (nur Einsatzplanung) konform zum Sektorziel 2030
 - Straßenverkehr in 15 Klassen
 - Pkw-Klein, Pkw-Mittel, Pkw-Groß, LNF a 3 Klassen von Jahresfahrleistungen (<7.000 km/a, 7.000-14.000 km/a, >14.000 km/a)
 - SNF Lkw 3,5-12t (N2), Lkw 12-28t (N3I), Last- und Sattelzüge (N3s)
- Simulation eines mittleren historischen Wetterjahres (2011) in stündlicher Auflösung
- Modellendogene Entscheidung synthetische erneuerbare Kraftstoffe (LH₂, PtL, PtG) von außerhalb Europas zu importieren oder national zu erzeugen
- Keine innerdeutschen Restriktionen des Übertragungs- oder Verteilnetzes
- Ober- und Untergrenzen für den Markthochlauf von Pkw/LNF auf Basis eines detaillierten Modells (IEE-Fahrzeugbestandsmodell) zur Marktentwicklung unter regulatorischen Rahmenbedingungen
- Literaturrecherche zu Rahmendaten und Markthochlauf von SNF
- Fahrprofile Pkw/LNF und SNF auf Basis MiD/KiD

Das **IEE-Fahrzeugbestandsmodell zur Simulation und Analyse zukünftiger Marktdurchdringungen alternativer Fahrzeugantriebe und Kraftstoffe** basiert im Wesentlichen auf der Arbeit von Trost (2016), dessen prinzipieller Aufbau in folgender Abbildung dargestellt ist und auf aktuelle Entwicklungen zum historischen Absatzmarkt,

Batteriegrößen und -kosten und regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst wurde. Grundsätzlich ermöglicht das Bottom-up Modell, das auf einem disaggregierten Nachfragemodell und einem dynamischen Stock-Flow-Ansatz basiert, die jährlichen Entwicklungen des Fahrzeugbestands in Deutschland zu simulieren und darzustellen. Insgesamt werden im Rahmen der Simulationen pro Fahrzeuggrößenklasse (klein, mittel, groß und leichte Nutzfahrzeuge) 19 mögliche Antriebs-Kraftstoff-Kombinationen erfasst, sodass insgesamt 76 Optionen betrachtet werden. Die Fahrzeughalter werden sehr kleinteilig auf die Bandbreiten der Jahresfahrleistungen und damit korrelierten elektrischen Fahranteilen differenziert. Dieser hohe Detaillierungsgrad ermöglicht umfassende und aussagekräftige Analysen zukünftiger Marktanteilsentwicklungen im motorisierten Individualverkehr. Eine Modellbeschreibung findet sich im Anhang der Vorgängerstudie (Fraunhofer IWES 2017a) sowie in (Trost 2016).

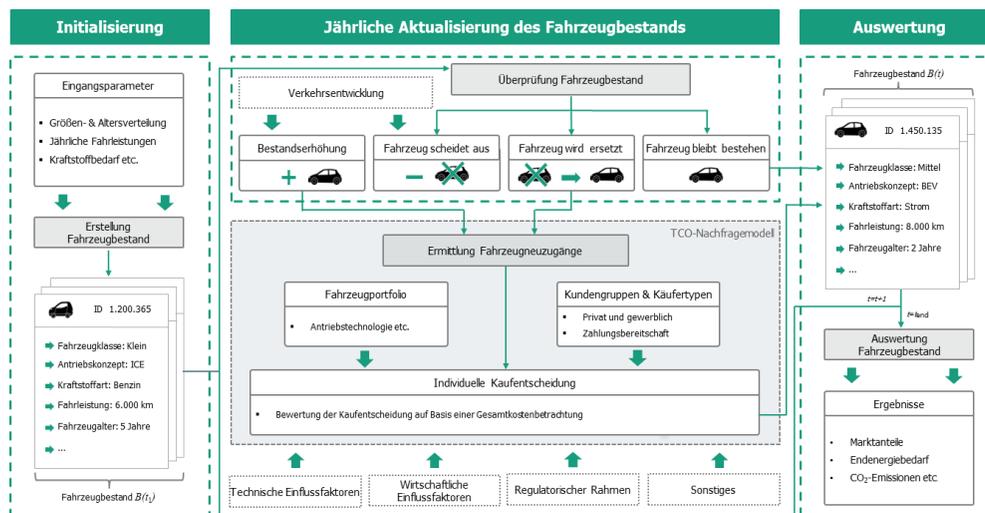


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Fahrzeugbestandsmodell des IEE für Pkw/LNF

Quelle: (Trost 2016)

Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung (Emissionsniveau, Nachfrageentwicklung für Strom, Industrie-Prozesswärme, Gebäudewärme und Verkehr) wie für Deutschland unterstellt.

- Dies bedeutet für das Jahr 2050 ebenfalls eine EE-Vollversorgung der Energieversorgung.
- Für 2030 wirkt das nationale Klimaziel von -55% restriktiver als das europäische Ziel von -40%. Um dennoch eine konsistente Einbindung Deutschlands in Europa zu gewährleisten wird neben dem nationalen Ziel aber zusätzlich auch ein ambitionierteres europäisches Ziel von -45% unterstellt und in den Simulationen abgebildet.
- Für Europa wird aus Gründen der Rechenzeit die Deckung der Verkehrsnachfrage nicht modellendogen optimiert, sondern ein Szenario mit hohen Anteilen Elektromobilität und OH-Lkw nur im Anlageneinsatz aber nicht als Investitionsentscheidung abgebildet.
- Der Netzausbau zwischen den europäischen Ländern des Jahres 2050 berücksichtigt die Pläne des Netzentwicklungsplanes und der entso-e des Jahres 2035 aber ohne Restriktionen durch Ringflüsse. Der Netzausbau für 2030 entspricht auch den europäischen Szenarien für 2030.
- Für das Basisszenario des Straßenverkehrs (hohe Flexibilität der Elektromobilität, Verfügbarkeit Oberleitungsinfrastruktur, aber keine Rückspeisung) wird ein kostenoptimales europäisches Gesamtsystem ermittelt. Die Strom-Import-Export-Lastflüsse für Deutschland werden dann als feste Zeitreihen für alle Sensitivitäten des Straßenverkehrs abgebildet, um Rückwirkungen des Verkehrs mit dem Stromsektor nicht auf das Ausland zu

verlagern, sondern einen Vergleich auf Basis der deutschen Energie- und Leistungsbilanzen durchführen zu können.

Auf Basis dieser Methodik werden die folgenden Szenarien und Sensitivitäten berechnet. Da im gesamten Energieversorgungssystem der Anteil an Energieinfrastruktur, der für den Verkehr aufgebaut werden muss, nicht separierbar ist, wird eine zusätzliche abstrakte Simulation einer autarken Energieversorgung für den Verkehr als Indikator durchgeführt, wobei davon auszugehen ist, dass der vom Verkehrssektor zu verantwortende Anteil zwischen dem Strommix im Gesamtsystem und dem Strommix im autarken System liegt.

1. Markthochlauf von Pkw/LNF unter regulatorischen Rahmenbedingungen

- Zielszenario bei niedrigen Kraftstoffkosten und kontinuierlich steigenden CO₂-Preisen = Obergrenze E-Mobilität
- Defizitszenario bei hohen Kraftstoffkosten = Untergrenze E-Mobilität

→ siehe Abschnitt 3.2

2. Klimaziele 2050 (SCOPE)

- Basisszenario Straßenverkehr
- -Flex → eingeschränkte Flexibilität von E-Pkw/LNF (BEV, PHEV, REEV) und E-Lkw (BEV, PHEV)
- -OH-Lkw → keine Verfügbarkeit einer Oberleitungsinfrastruktur
- -OH-Lkw-Flex → kein OH-Lkw / eingeschränkte Flexibilität
- +V2G (Rückspeisung im Bereich Pkw/LNF)

→ siehe Abschnitt 4.1

3. Klimaziele 2030 (SCOPE)

- Basisszenario Straßenverkehr
- -Flex2 → keine Flexibilität von E-Pkw/LNF (BEV, PHEV, REEV) und E-Lkw (BEV, PHEV) da eine reduzierte Flexibilität zu geringe Effekte hätte
- -OH-Lkw → keine Verfügbarkeit einer Oberleitungsinfrastruktur
- -OH-Lkw-Flex2 → kein OH-Lkw / keine Flexibilität
- -LNG-Lkw → keine Verfügbarkeit einer LNG-Tankstelleninfrastruktur

→ siehe Abschnitt 4.2

4. Autarke Versorgung Verkehr 2050 (SCOPE) ohne europäischen Austausch auf Basis der ermittelten Ausprägungen des Verkehrs in Punkt 2. „Klimaziele 2050 (SCOPE)“

- Basisszenario Straßenverkehr
- -Flex → eingeschränkte Flexibilität von E-Pkw/LNF (BEV, PHEV, REEV) und E-Lkw (BEV, PHEV)
- -OH-Lkw → keine Verfügbarkeit einer Oberleitungsinfrastruktur
- -OH-Lkw-Flex → kein OH-Lkw / eingeschränkte Flexibilität
- +V2G (Rückspeisung im Bereich Pkw/LNF)

→ siehe Abschnitt 4.4

Das Energiesystem wird anhand folgender Daten verglichen:

- Ausprägung des Straßenverkehrs
 - Anteile an den Teilmärkten bezogen auf die Anzahl der Fahrzeuge
- Jahresbilanz Stromsystem
 - Erzeugung
 - Verbrauch
- Leistungsbilanzen
 - Installierte Leistungen EE-Anlagen, thermische Kraftwerke, Speicher und Power-to-Gas
- PtX-Importe

3 Szenariorahmen und Eingangsdaten

3.1 Rahmendaten eines Zielszenarios 2030 und 2050

3.1.1 Klimaziel, Brennstoffkosten, Biomasse

Es wird das europäische Ziel einer **Reduktion der THG-Emission bis 2050 um 95% CO_{2,Äqui.}** in Bezug auf 1990 betrachtet. Hierbei wird unterstellt, dass noch 5% Emissionen im Bereich der Landwirtschaft und Nicht-CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen im nichtenergetischen Bereich verbleiben (siehe grauer Balken in Abbildung 3-1) und dass dies **für den Energiebereich eine Klimaneutralität und erneuerbare Vollversorgung bedingt.**

Für das **Szenariojahr 2030** besteht für Deutschland zudem das **nationale Klimaziel**, die Emissionen in Summe um **-55%** bezogen auf 1990 zu reduzieren und im Rahmen des Klimaschutzplanes feste Emissionsbudgets für die einzelnen Energiesektoren festzulegen (BMUB 2016). Die Definition für die Sektorenziele ist insbesondere bei der Industrie-Energieversorgung (vor allem KWK-Anlagen) als Teil des Sektorziels Industrie schwierig. Die statistische Erfassung der Emissionen (immer gemeinsam für Strom- und Wärmeerzeugung) hängt von der individuellen Meldung der Unternehmen von kompletten Kraftwerksblöcken in einen der beiden Kategorien Industrie oder öffentliche Versorgung ab. Hieraus entstehen teilweise Abweichungen zu den konkreten Deckungen der Endenergienachfragen. Aufgrund dieser Heterogenität zwischen Statistik und Modellierung werden in der Studie die modellendogenen Ergebnisse 2030 nicht auf die beiden Sektorziele Industrie und Energiewirtschaft aufgeteilt. Stattdessen werden die Emissionen der Strom- und Prozesswärmeerzeugung sowie für Fernwärme und Industriegebäude immer zusammen betrachtet. Der andere Teil des Sektorziels Industrie (Emissionen aus Industrie-Prozessen) wird auf Basis der Klimaschuttszenarien KS 80 für 2030 (und KS 95 für 2050) abgebildet (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015). Das **Sektorziel für dezentrale Gebäudewärme mit 72 Mio. t CO₂** (ohne Strom, ohne Fernwärme, ohne Industriegebäude) wird vereinfacht auf Basis der Arbeiten des ifeu im Projekt der Agora Energiewende „Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ (IFEU et al. 2018) abgebildet durch das Szenario Effizienz².

Grundsätzlich bestehen auch **Inkonsistenzen der politischen Ziele**. Auf der anderen Seite gibt es von europäischer Seite Vorgaben, die Emissionen bis 2030 in Summe nur um **-40%** bezogen auf 1990 zu reduzieren¹. Letztlich ist die **Vereinbarkeit von nationalem Ziel und europäischem Ziel eine Frage der Stromhandelsbilanz**. Gerade für das europäische Ziel zeigt sich aber, dass wenn in allen Energiesektoren ein mittelfristig vergleichbarer und notwendiger struktureller Wandel unterstellt wird, um ein langfristiges **-95%**-Ziel nicht auszuschließen (Effizienz, EE-Ausbau, Transformation Verkehrs- und Wärmesektor), dieses **-40%**-Ziel für 2030 zu gering ist.

Für die Deutsche Emissionsbilanz 2030 wirkt das nationale Klimaziel von **-55%** ggü. 1990 restriktiver als das europäische Ziel von **-40%**, weshalb als Kompromiss das

¹ Im Bereich des Emissionshandels (ETS) müssten die berücksichtigten Wirtschaftszweige ihre Emissionen bis 2030 um 43% gegenüber dem Stand von 2005 senken. Es gibt hier kein nationales Ziel. Die nicht unter den Emissionshandel fallenden Wirtschaftszweige müssen ihre Emissionen um 30% gegenüber dem Stand von 2005 senken. Für Deutschland bedeutet das national ein Ziel von **-38%** im Lastenausgleich (EDS).

Ambitionsniveau für Europa auf **-45% etwas erhöht** wird². Hierdurch werden dem deutschen Klimaziel vergleichbare relative Anforderungen für Europa vorgegeben, was zudem eine **ausgeglichene Stromhandelsbilanz für Deutschland** ermöglicht. Für Deutschland wird zudem nach dem Agora-Kohlekonsenspfad ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040 unterstellt mit entsprechend reduzierten Leistungen in 2030 (Agora Energiewende 2016). Im Koalitionsvertrag 2018 der Bundesregierung (CDU et al. 2018) wird ein **EE-Ausbauziel von 65% am Bruttostromverbrauch in 2030** definiert. Der dafür notwendige EE-Ausbau in Verbindung mit der **Einhaltung der Sektorziele außerhalb des Stromsektors** und ein **Teilausstieg aus der Kohleverstromung**, die unterstellte vollständige Integration der **Industrie-KWK** in den Strommarkt bzw. **der Wegfall der Eigenstromerzeugung** sowie ein Rückgang der Stromexporte würde zu einer **Übererfüllung** des nationalen Klimaziels führen. In den Simulationsrechnungen wird **deshalb das nationale Klimaziel von -55% unter Berücksichtigung der Sektorziele in den Fokus gesetzt**. Dabei steht die **Erreichbarkeit des Sektorziels Verkehr im Vordergrund** der Analysen in **Rückkopplung** mit dem Gesamtsystem, aber weniger die installierten absoluten Leistungen für Windkraft und Photovoltaik in 2030.

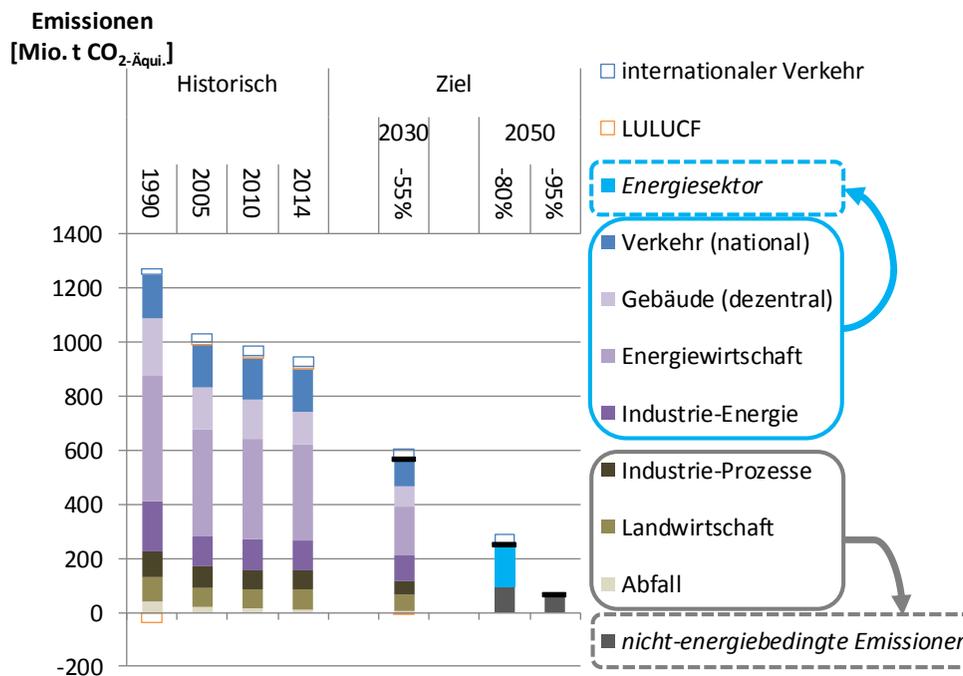


Abbildung 3-1: Treibhausgasemissionen und -ziele in Deutschland

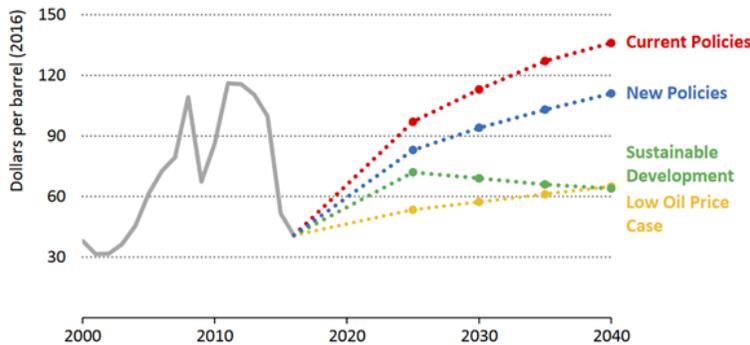
Die Emissionen im Bereich **internationaler Verkehr** (Flug- und Seeverkehr) sind gemäß dem Kyoto-Protokoll nicht national anzurechnen, bedingen jedoch Kompensationsmaßnahmen durch Effizienz und den Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen (PtL). Des Weiteren verursacht der **nichtenergetische Verbrauch** (insbesondere Mineralöl für die chemische Industrie) indirekte Emissionen, welche

² Aktuell beabsichtigt die EU-Kommission den CO₂-Reduktionsbeitrag der EU im Rahmen des Pariser Klimaabkommens zu erhöhen von -40% auf -45% bis 2030 gegenüber 1990. Das ist die Konsequenz aus der bereits beschlossenen Neufassung der Energieeffizienz-Richtlinie (legt ein Energie-Einsparziel von mindestens 32,5% gegenüber dem Trend fest, vorher war es 27%) und der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (das Ziel für den Ausbau der Erneuerbaren am Gesamtenergieverbrauch für 2030 wird auf 32% angehoben, vorher war es 27%). Entsprechend ist auch eine Neufassung des europäischen Klimaziels notwendig um konsistent zu den Teilzielen zu sein.

zeitversetzt vor allem im Rahmen der Müllverbrennung wieder frei werden. Auch hier wird langfristig der **Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen** notwendig.

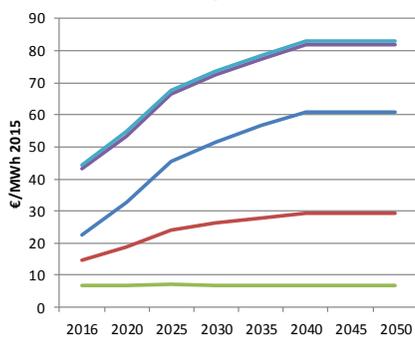
Brennstoffkosten

Die **Kosten für fossile Energieträger** basieren auf dem World Energy Outlook 2017 (IEA 2017). Langfristig wird in den Klimazielszenarien (Preisfad „Sustainable Development“) davon ausgegangen, dass im Sinne einer globalen Klimaschutzstrategie fossile Brennstoffe nicht mehr ausgebeutet werden und die Kosten dafür eher den Grenzkosten der Förderung entsprechen und gering bleiben. In den Pkw/LNF-Markthochläufen für das Fahrzeugbestandsmodell wird zusätzlich für die Ermittlung der Untergrenze der Elektromobilität davon ausgegangen, dass die Preise wieder ansteigen (Preisfad „New Policies“) dies aber in Hinblick auf das Klimaziel Defizitszenarien sind.



Preisfad „New Policies“

Defizitszenario = Untergrenze E-Mobilität



Preisfad „Sustainable Development“

Klimazielszenario = Obergrenze E-Mobilität

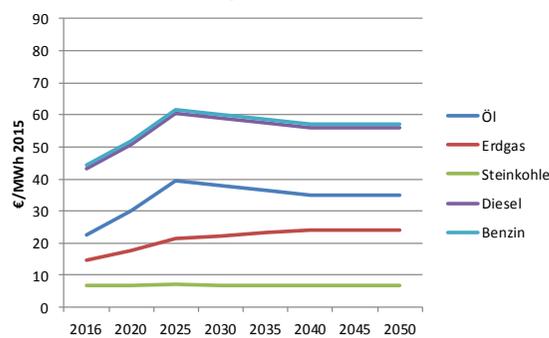


Abbildung 3-2: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO₂-Preis)

Quelle: eigene Annahmen nach IEA (2017)

Die CO₂-Vermeidungskosten und damit die Gesamtkosten für Brennstoffe bzw. die resultierende Gutschriften für eine PtG-Erzeugung werden durch das Energiesystemmodell SCOPE endogen bestimmt bzw. berücksichtigt. Sie sind also bewusst keine exogene Szenarioannahme, sondern ergeben sich aus den Grenzkosten, um die letzten Emissionen im Energieversorgungssystem im Jahr 2050 zu vermeiden. In Rückkopplung mit langfristig niedrigen Brennstoffpreisen ergeben sich im Modell höhere CO₂-Preise als in anderen Klimaschutzszenarien (z.B. in Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015).

Biomasseszenario

Der Einsatz von Biomasse in den Sektoren erlaubt 2030 eine gewisse Verschiebung zwischen den Ambitionsniveaus zur Erreichung der jeweiligen Sektorziele. Hierbei wird ein restriktives nationales Biomassepotenzial gemäß des BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt.

Derzeit (2017) beträgt der Einsatz von Biokraftstoffen 30 TWh. Für das Sektorziel 2030 werden Biokraftstoffe mit 24,7 TWh eingesetzt. Zusätzlich sind in 2030 4,9 TWh aus

der Stromerzeugung frei werdendes Biogas als Biomethan im Kraftstoffbereich angerechnet. In 2050 machen Biokraftstoffe im nationalen Verkehr 30,3 TWh und im internationalen Verkehr 16,1 TWh aus. Die Annahmen entsprechen auch der momentan laufenden Diskussion um **die Fortschreibung der Renewable Energy Directive (RED II)** einen Biokraftstoffanteil im Jahr 2030 in Höhe von 6,8 Prozent anzustreben (Agora Verkehrswende et al. 2018). Im **Basisszenario entsprechen 29,6 TWh Biokraftstoffe inkl. Biomethan 6,6% am nationalen Verkehr (Kyoto-Protokoll)** inkl. GHD-Mineralölverbrauch.

Holz wird teilweise auch in Holzheizungen gemäß (IFEU et al. 2018) abgebildet. Bei einem steigenden Anteil von Holzheizungen im Bereich Haushalte und Gewerbe von derzeit (2017) 74 TWh auf 104 TWh in 2030 zur Erreichung des Sektorziels. Langfristig sinkt die absolute Bedeutung aufgrund der Gebäudedämmung mit 72 TWh in 2050.

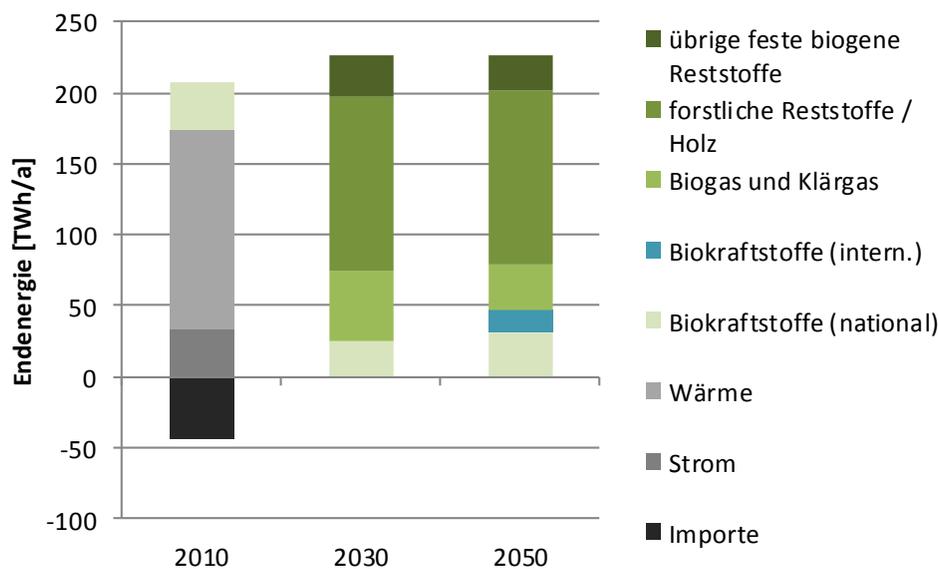


Abbildung 3-3: Endenergie Biomasse in Anlehnung an BMU KS 95

Quelle: eigene Annahmen nach BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015)

Neben den Annahmen in den einzelnen Sektoren ist Biomasse ein übergreifender Energieträger, der für einzelne Anwendungen in unterschiedlichen Konversionspfaden flexibel eingesetzt werden kann. Hier wird der Einsatz von Biomasse auf 2 Mio. ha (Status Quo) Anbaubiomasse bzw. nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) begrenzt und keine Biomasseimporte zugelassen. Es wird eine Fokussierung auf eine kombinierte Nutzung von **Biokraftstoffen** und Vergärung von Koppelprodukten bei Einspeisung als **Biomethan** unterstellt, was eine flexible Verwertung aus dem Erdgasnetz ermöglicht. Für das nach dem Gebäudebedarf verbleibende Reststoffpotenzial wird eine Fokussierung auf Hochtemperaturanwendungen in der Industrie und Heizwerken im Bereich der Fernwärme unterstellt. Für die europäischen Potenziale wird auf Potenzialstudien (Kaltschmitt et al. 2003)], Daten zu Abfallverbrennung und Klärgas (BMUB 2013) und eigenen Auswertungen zu Corine-Landnutzungsdaten (Umweltbundesamt GmbH 2017) zurückgegriffen und eine homogene Entwicklung in Europa angenommen. Im Jahr 2030 bestehen in der Stromerzeugung noch Bestandsanlagen von Holzheizkraftwerke und Biogasanlagen, wobei beide Anlagentypen in Wärmenetze einspeisen und Biogasanlagen zum Großteil flexibel Strom erzeugen.

3.1.2 Rahmenbedingungen außerhalb des Verkehrs

Rahmenbedingungen Strom

Die veröffentlichten historischen Stromprofile der einzelnen Länder (ENTSO-E 2018a, 2018b, 2018c) werden um den Teil des historischen Stromverbrauchs von direkten Stromheizungen (Nachtspeicherheizungen u. a.) (Enerdata 2016) auf Basis der Methodik in (Universität Oldenburg et al. 2015) bereinigt, da langfristig davon auszugehen ist, dass diese ineffizienten Anwendungen durch effiziente Wärmepumpenwendungen oder Wärmenetze in ganz Europa ersetzt werden. Dies führt zu einer Reduktion der Spitzenlasten der einzelnen Länder in Europa.

Bei der **Höhe des Stromverbrauchs** muss zwischen herkömmlichem Verbrauch und neuen Verbrauchern der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung der anderen Energiesektoren unterschieden werden. Für den herkömmlichen Stromverbrauch wird die Effizienzentwicklung gemäß dem BMU-Klimaschutzszenario 80 für 2030 und 95 für 2050 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt und das historische (um Nachtspeicherheizungen bereinigte) Stromverbrauchsprofil des Jahres 2011 verwendet. Hierbei ist aber festzustellen, dass es in den Szenarien unterschiedliche Einschätzungen zur Entwicklung des Stromverbrauchs für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung und der langfristigen Rolle der elektrischen Trinkwarmwasserbereitung (Durchlauferhitzer) gibt. Basierend auf dem Szenario Effizienz² in „Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ (IFEU et al. 2018) wird hierbei dieser Stromverbrauch aus dem Gebäudebereich zusätzlich zu dem herkömmlichen Verbrauch der BMU-Klimaschutzszenarien interpretiert. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung unterstellt. Neue Stromverbraucher (E-Pkw/LNF, E-Lkw, dezentrale Wärmepumpen, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, Power-to-Gas) werden durch das Modell in Hinblick auf die Erreichbarkeit des Klimaziels generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet.

Die **installierten EE-Leistungen** für das Szenariojahr 2050, welche notwendig sind um das Klimaziel zu erreichen, werden durch die Ausbau- und Einsatzplanung SCOPE für jedes europäische Land kostenminimal bestimmt. Aus dem langfristigen Ausbauziel für 2050 jedes Landes und dem historischen Zubau der letzten Jahre wird für jedes Land ein Mindestausbaupfad unter Berücksichtigung des notwendigen Repowering von Altanlagen und einem maximalen jährlichen Absatzmarkt bestimmt. Dadurch wird eine Konsistenz des Pfades sichergestellt, und entsprechend der oben genannten Problematik der mittelfristig zu geringen europäischen Klimaziele auch 2030 ein Mindestzubau von EE-Leistungen in jedem Land gewährleistet.

Des Weiteren wird unterstellt, dass im Jahr 2050 noch **Kernkraftwerke** in Betrieb sind. Hier werden 50 Jahre Lebensdauer angenommen und damit die ab 2000 in Betrieb genommen Anlagen berücksichtigt (Frankreich, Finnland, Slowakei, Tschechien). Bei einer gesamten Kernkraftwerksleistung von 12,4 GW liegt das Erzeugungspotenzial bei 99,1 TWh³. In der Einsatzoptimierung wird dieses Potenzial aber teilweise durch kostengünstigere Erzeugung (Grenzkosten) von Wind- und Solaranlagen eingeschränkt. Komplexer ist die Frage nach der Reduktion der Kernenergie bis zum Szenariojahr 2030. Hierbei gibt insbesondere der Szenariorahmen der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E 2015) für Frankreich Bandbreiten von 40 GW in Szenarien mit progressiven EE-Ausbau bis 56 GW in Szenarien mit konservativen EE-Ausbau vor. Auf der anderen Seite besteht das politische Ziel in Frankreich bis 2030/35 (vorher Zieljahr 2025) den

³ Annahme – Verfügbarkeit von 91,2% für Kernkraft

Anteil der Kernkraft am Strommix auf 50% durch eine Abschaltung von 24 Reaktoren zu reduzieren, was einer verbleibenden Leistung von 45 GW entspricht. Diese Leistung wird auf das Szenariojahr 2030 bezogen. Im Rest von Europa wird analog zur EE-Leistung der Szenariorahmen Vision 4 des SO&AF 2014-2030, auch die installierte Kernkraftwerksleistung übernommen.

Für das Szenariojahr 2030 müssen Annahmen zu **Lebensdauer heute bestehender fossiler Kraftwerke** getroffen werden. Dabei werden pauschale Lebensdauern von 45 Jahren für Erdgas und 50 Jahren für Stein- und Braunkohle unterstellt. Für Deutschland wird zudem nach dem Agora-Kohlekonsenspfad ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040 unterstellt mit entsprechend reduzierten Leistungen in 2030 (Agora Energiewende 2016). Öl-KWK-Kraftwerke sind mittelfristig bei den unterstellten Brennstoffpreisentwicklungen nicht mehr wirtschaftlich einsetzbar und werden als stillgelegt unterstellt.

Für den **europäischen Netzausbau** wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes für 2035 übernommen (BNetzA 2016). Für den Rest Europas wurde auf das Projekt E-Highway2050 zurückgegriffen (Startnetz 2030 und geplante Interkonnektoren) (dena et. al. 2013). Da der Ausbau von Stromnetzen mit Akzeptanzfragen verbunden ist, wird als konservativer Ansatz dieses Zielnetz 2035 ebenfalls für das Jahr 2050 angenommen. Es wird unterstellt, dass die Unterschiede zwischen Übertragungskapazitäten in der Lastflussrichtung - welche sich derzeit aus der Lage insbesondere konventioneller Kraftwerke und saisonal bedingter europäischer Last- und Ringflüsse ergeben - langfristig durch entsprechende Netzbetriebsmittel zu Lastflusssteuerung nicht mehr auftreten. Deshalb wird 2050 immer der Maximalwert aus BNetzA 2016 und dena et. al. 2013 verwendet (Abbildung 3-4). Für das Jahr 2030 wurde das Szenario des Netzentwicklungsplanes für 2030 übernommen (BNetzA 2016) und die Beschränkungen durch die Lastflussrichtung berücksichtigt. Für die Anbindung Deutschlands erhöhen sich die Interkonnektoren von 21,2 GW in 2010 sehr stark auf 36,6 bis 39,6 GW in 2030 und dann nur noch gering auf 42,6 GW in 2050.

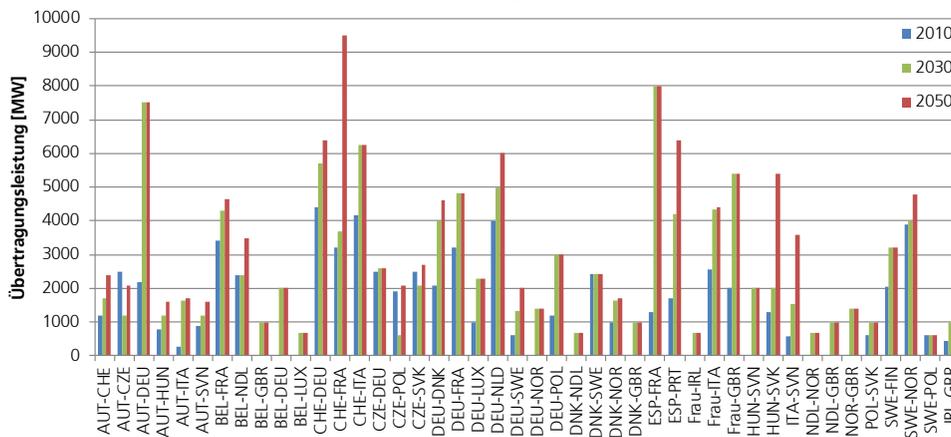


Abbildung 3-4: Kuppelleistungskapazitäten NTC in Europa

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von dena et. al. (2013) und BNetzA (2016)

Dekarbonisierung der Gebäudewärme

Die Entwicklung der Gebäudewärme basiert auf den Arbeiten des ifeu im Projekt der Agora Energiewende „Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ (ifeu et al. 2018) abgebildet durch das Szenario Effizienz², welches eine **hohe Steigerung der Sanierungsrate** und eine entsprechend starke Reduktion des Endenergiebedarfs unterstellt. Das Szenario unterstellt, wie bereits genannt, noch **relativ hohe Anteile an dezentraler Biomasse**. Den größten Anteil der Wärmeenerzeugung stellen aber Wärmepumpen. Das Sektorziel Gebäude in 2030 für dezentrale Emissionen mit 72 Mio. t CO₂ wird eingehalten. In 2050 werden im Szenario der Agora Energiewende mit einem Reduktionsziel von -87,5% CO₂ die Gaskessel als Hybridkessel

mit 50% Heizstäben und 50% Luftwärmepumpen unterstellt (als PtH bezeichnet). In Abweichung dazu und im Sinne eines noch effizienteren -95%-Szenarios werden in dieser vorliegenden Studie alle Gas-Kessel als Hybrid-Wärmepumpen (Gas+Luftwärmepumpe) abgebildet.

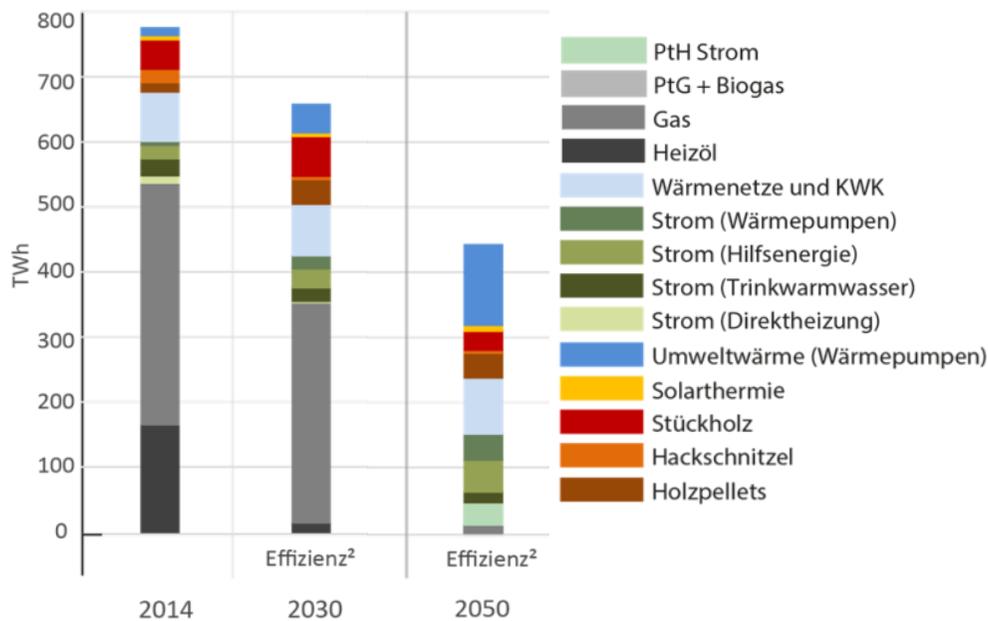


Abbildung 3-5: Entwicklung Endenergie Gebäudewärme inkl. Hilfsenergie

Quelle: IFEU et al. 2018

Auch der Bereich der Industriegebäude wird auf Basis von (IFEU et al. 2018) fest vorgegeben abgebildet, auch wenn die damit zusammenhängenden Emissionen nicht Teil des Sektorziels 2030 für Gebäude sind. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung auf Basis der derzeitigen statistischen Endenergieverbräuche (Enerdata 2016) und Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung unterstellt.

Dekarbonisierung der Industrie-Prozesswärme

Im Bereich der Industrieprozesswärme wird die Endenergienachfrage des BMU-Klimaschutzszenario **KS 95 für 2050 und KS 80 für 2030** nach Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015)] unterstellt. Dabei wird der Bereich der Verfahren mit Temperaturniveau > 500°C hinsichtlich der Brennstoffeinsätze und Emissionen das BMU-Klimaschutzszenario übernommen. Im Bereich des Bedarfs für Warmwasser, Prozessdampf oder Thermoöl < 500°C wird dagegen die Deckung der Energienachfrage endogen optimiert. Dabei wird ein Potenzial durch die Versorgung durch KWK + Elektrodenkessel von 2/3 (Prognos et al. 2014) unterstellt. Kleinere Leistungsbereiche können dagegen nur mit Heizkessel + Elektrodenkessel versorgt werden. Im Bereich < 100°C wird zusätzlich eine direkte Versorgung durch Abwärmenutzung oder in Kombination mit Groß-Wärmepumpen unterstellt. Anteilig werden auch Systeme bestehend aus Großwärmepumpen mit Gasturbinen vom Energiesystemmodell ausgeprägt. In diesem Bereich wird zusätzlich noch der Bereich GHD-Prozesswärme aus dem Gewerbebereich erfasst und im Modell entsprechend der Temperaturniveaus abgebildet. Für 2030 wird analog zur Fernwärme auch die Wärmelastdeckung durch Bestands-KWK-Anlagen im Rahmen der Einsatzplanung berücksichtigt.

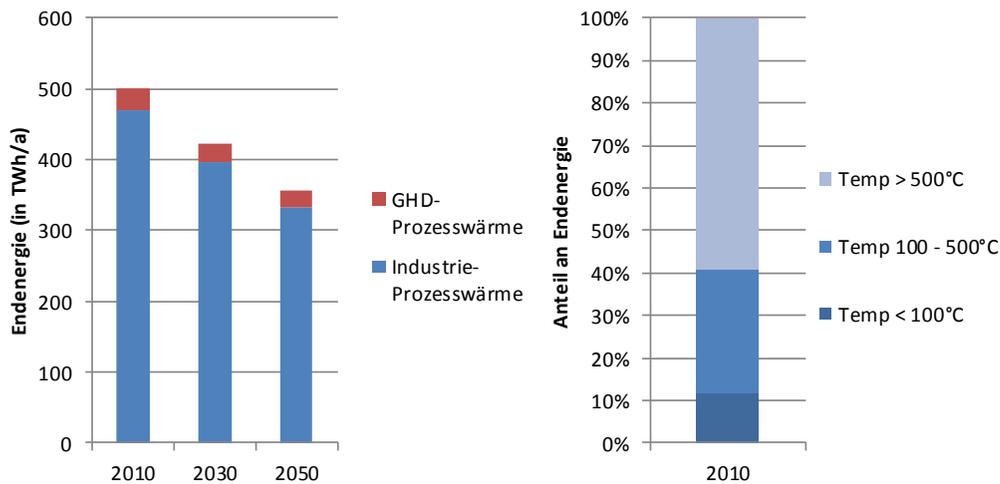


Abbildung 3-6: Industrieprozesswärme zzgl. Industriehallen und GHD-Prozesswärme

Quelle: Anpassungen der Datenbasis in Fraunhofer IWES/IBP (2015) an Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015)

Analog zu den Annahmen in Deutschland wird unter Nutzung der europäischen Datenbasis zu den jeweiligen Temperaturniveaus und der Höhe des Industriewärmeverbrauchs (Blesl et al. 2012) für Europa eine vergleichbare Entwicklung unterstellt.

3.1.3 Rahmendaten Verkehrsaufkommen

Verkehrsaufkommen

Für die Entwicklung des Verkehrsaufkommens wird ein Szenario unterstellt, welches zwar ein **geringes Maß an Verkehrsverlagerung** annimmt, **aber keine Verkehrsvermeidung**. Es wurde die aktuelle **Verkehrsverflechtungsprognose 2030 des (BMVI 2014)** unterstellt, die auch die Basis für das Trendszenario der Studie „Klimaschutzbeitrag des Verkehr bis 2050“ (IFEU et al. 2016) im Auftrag des Umweltbundesamtes ist, und dort bis 2050 fortgeschrieben wurde.

Auf Basis der Entwicklungen der Fahrleistungen werden entsprechend der spezifischen Verbräuche modellendogen die Emissionen ermittelt. Dabei wird **unterstellt, dass es keinen Tanktourismus mehr gibt der derzeit ca. 10% des Straßenverkehrs ausmacht**. Entsprechend ist die generelle Anforderung an das Klimaziel und besonders an das Sektorziel 2030 höher. Im Bereich der **Binnenschifffahrt** muss zwischen den relativ geringen Tankmengen in Deutschland und der dem Verkehrsaufkommen entsprechenden Verbrauch unterschieden werden (Betankung vor allem in den Niederlanden). Der **internationale Flugverkehr und der internationale Seeverkehr** sind nicht Teil des Kyoto-Bilanzrahmens, sie werden aber im Rahmen der Studie mit ihren Verbräuchen dennoch erfasst. Basis des internationalen Flugverkehrs sind die abgehenden Verkehre (Tankprinzip). Beim Seeverkehr muss ebenfalls zwischen den Tankmengen (Hochseebunkerung) und dem Anteil Deutschlands am weltweiten Seeverkehr gemäß dem Anteil an der Weltwirtschaft unterschieden werden.

Für die Szenarien sind die Entwicklungen der Verkehrsleistungen getrennt für Personen- und Güterverkehr (ohne Seeverkehr) im Folgenden dargestellt.

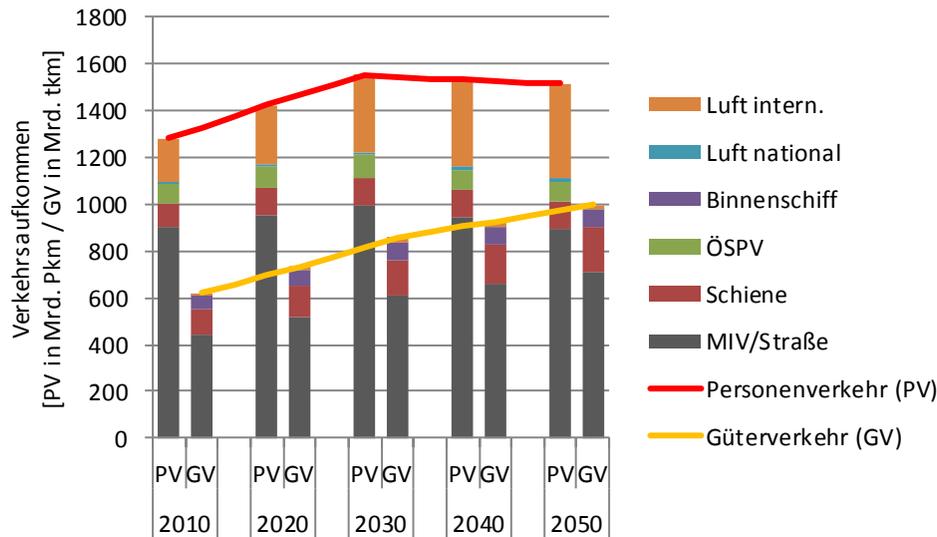


Abbildung 3-7: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen 2010-2050

Quelle: eigene Darstellung nach BMVI 2014 und IFEU et al. 2016

Personenverkehr		2010	2020	2030	2040	2050
MIV	Mrd. Pkm	902,4	956,2	992,0	945,1	898,2
- Pkw	Mrd. Pkm	885,1	938,3	974,1	928,8	882,6
- Motorisierte Zweiräder	Mrd. Pkm	16,3	17,9	17,9	16,3	15,6
Eisenbahn	Mrd. Pkm	100,2	110,2	117,0	113,2	109,5
ÖSPV	Mrd. Pkm	84,3	94,8	99,6	90,7	87,4
Luftverkehr - Standortprinzip	Mrd. Pkm	193,7	264,4	344,8	382,5	420,2
- inländisch (Kyoto)	Mrd. Pkm	10,5	10,8	12,4	12,8	13,2
- international	Mrd. Pkm	183,2	253,9	332,4	369,7	407,0
Transportleistung		2010	2020	2030	2040	2050
Straße	Mrd. tkm	440,6	518,3	607,4	660,9	714,3
Schiene	Mrd. tkm	107,6	130,7	153,7	170,0	186,2
Binnenschiff	Mrd. tkm	62,3	69,4	76,5	75,5	74,4
Luft national	Mrd. tkm	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Luft international	Mrd. tkm	10,7	14,6	19,2	21,3	23,4

Tabelle 3-1: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen 2010-2050

Quelle: BMVI 2014 und IFEU et al. 2016

In den beiden Modellen des Fraunhofer IEE – dem Fahrzeugbestandsmodell und dem Energiesystemmodell SCOPE – werden Simulationen auf Basis der Anzahl der Fahrzeuge und der Fahrzeugkilometer durchgeführt. Neben der Studie „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050“ (IFEU et al. 2016) basieren die Annahmen auch auf dem Projekt RTD des Umweltbundesamts (veröffentlicht in „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ (Günther et al. 2017)), wobei die Verkehrsleistungen auf das Trendszenario skaliert wurden. Sonderverkehr auf der Straße wie Busse, Motorräder, Wohnwagen oder Baufahrzeuge werden dabei exogen vorgegeben und sind nicht Teil der Simulation.

Straßenverkehr ohne Sonderverkehre		2010	2020	2030	2040	2050
Pkw/LNF	Mio. Fahrzeuge	43,9	46,4	48	46,1	44,2
	Mrd. Fzkm	633,1	676,8	707,3	682,9	658,6
SNF	Tsd. Fahrzeuge	855	901	942	987	1033
	Mrd. Fzkm	55,3	59,1	65,1	66,7	68,2

Tabelle 3-2: Modellinput Straßenverkehr - Fahrleistungen 2010-2050

Quelle: eigene Annahmen auf Basis von BMVI 2014, IFEU et al. 2016 und Günther et al. 2017

Entwicklung des Nicht-Straßenverkehrs und des Sonderverkehrs

Der Nichtstraßenverkehr, Busse und anderer Sonderverkehr auf der Straße (Motorräder, Wohnwagen, Baufahrzeuge) sowie der Kraftstoffverbrauch außerhalb des Verkehrssektors (bilanziert im GHD-Bereich für Land-, Forst- und Bauwirtschaft sowie Militär) werden exogen über ihre Verbräuche und den damit zusammenhängenden Emissionen (aber 2030 ohne Anrechnung der Emissionen aus dem internationalen Verkehr auf das Klimaziel) fest vorgegeben. Die oben definierten Biokraftstoffmengen und der exogen modellierte Import von PtL werden dabei zu Erreichung der Klimaziele eingesetzt.

Gemäß den Analysen der Studien von IFEU et al. (2016) und Günther et al. (2017) ist ein Teil des Busverkehrs auch elektrifizierbar und wird über ein Standardlastprofil des ÖPNV abgebildet. Der Bahnverkehr wird über ein typisches Wochenprofil nach Fraunhofer IWES et al. (2011) abgebildet.

Im Folgenden ist die Verbrauchsentwicklung getrennt nach Kraftstoff und Strom dargestellt.

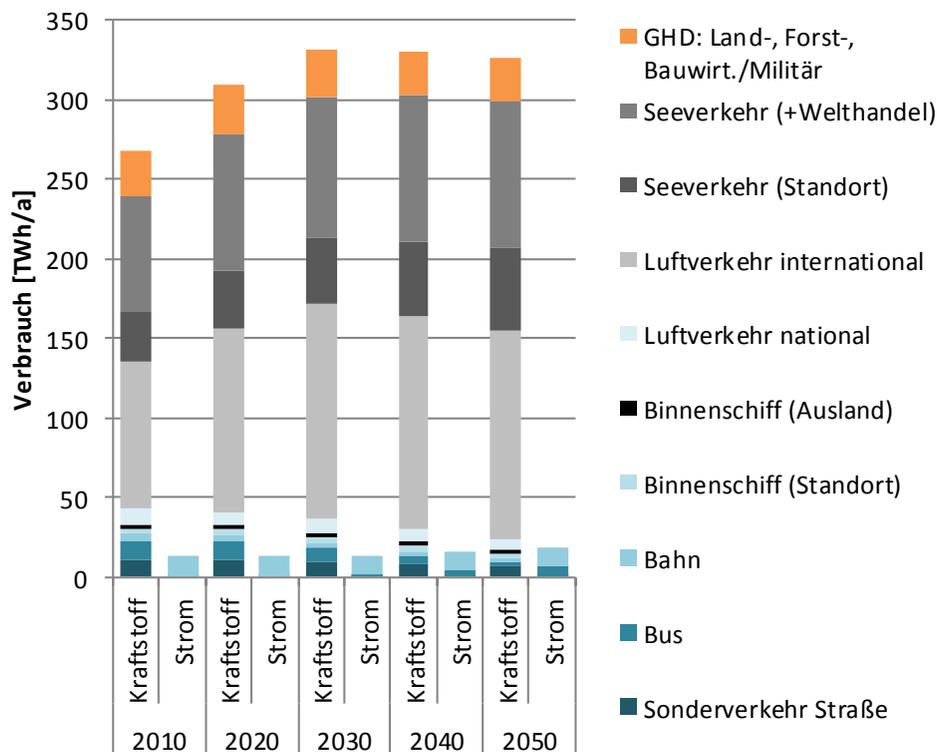


Abbildung 3-8:
Verbrauchsentwicklung des
exogen abgebildeten
Verkehrs 2010-2050

Quelle: eigene Annahmen auf
Basis von IFEU et al. (2016) und
Günther et al. (2017)

Dabei wird deutlich, dass trotz einer theoretisch technisch maximalen Elektrifizierung des Straßenverkehrs ein großer Kraftstoffverbrauch insbesondere für den internationalen Flug- und Schiffsverkehr verbleiben würde. In Summe wären für die vollständige Dekarbonisierung mittels PtL-Importe ca. 650 TWh EE-Strom für deren Herstellung für den Verkehr ohne Pkw/LNF und SNF notwendig.

3.1.4 Lernkurven Batterien und technisch-ökonomische Annahmen im Verkehrsbereich

Die detaillierten Annahmen zu Kosten- und Effizienzentwicklung der berücksichtigten Fahrzeuge und Infrastrukturkosten sowie zu den Potenzialen im Markthochlauf für SNF werden im Folgenden dargestellt. Dabei stellt die Entwicklung der Batteriekosten die Basis für einheitliche Annahmen über alle Fahrzeugtypen im Bereich Pkw/LNF und SNF dar. Entsprechend wurden auch Angaben in der Literatur zu Fahrzeugkosten auf eine gleiche Bezugsbasis umgerechnet. Des Weiteren bildet die Batteriekostenentwicklung auch über die Second-Life-Nutzung die Basis für stationäre Speicher im Strommarkt.

Lernkurven Batterien

Basis für die Annahmen zur Kostenentwicklung bildet eine Annahme zur Entwicklung des globalen Absatzmarktes. Laut „EV Outlook 2017“, (IEA und OECD 2017) wird hier als maximales Szenario eine Bestandsprognose auf 200 Mio. E-Pkw kumuliert bis 2030 gesehen. Neben den Steigerungen der Verkaufszahlen für E-Pkw wird bis 2030 auch von einer Verdoppelung des gesamten Pkw-Marktes ausgegangen. Der gegenwärtige Absatzmarkt in Deutschland macht ca. 5% des globalen Absatzmarktes für E-Fahrzeuge aus. Wenn man unterstellt, dass Deutschland auch im Jahr 2030 5% des Absatzmarktes für E-Pkw ausmacht, würde dies einen kumulierten Bestand von 10 Mio. E-Pkw bedeuten und Deutschland würde zu einem der globalen Leitmärkte für E-Mobilität werden, was es heute nicht ist.

Die Lernkurve beschreibt sich wie folgt, wobei diese auf den Startwert von $K_0 = 4.200$ €/kWh bei eine Anzahl von $x_0 = 2$ Mio und einem Degressionsfaktor von $\alpha = 0,21$ kalibriert wurde.

$$K(x_t | \alpha) = K_0 \left(\sum_{t=1}^T x_t \right)^{-\alpha}$$

Diese Lernkurve ist im Fahrzeugbestandsmodell integriert und die Kostendegression ergibt sich modellendogen. **Bei 10 Mio. E-Pkw in 2030 (=200 Mio. Fahrzeuge global) und eine entsprechende Fortschreibung würden demnach eine weitere Fortführung der enormen Kostendegression von heute ca. 180 €/kWh Batteriesystemkosten auf 75 €/kWh in 2030 und langfristig 65 €/kWh bedeuten.** Diese Preise sind als Basiswerte für die einheitliche Umrechnung der Lkw-Fahrzeugkosten im Literaturvergleich und zur Bestimmung der Kosten für stationäre Speicher unterstellt.

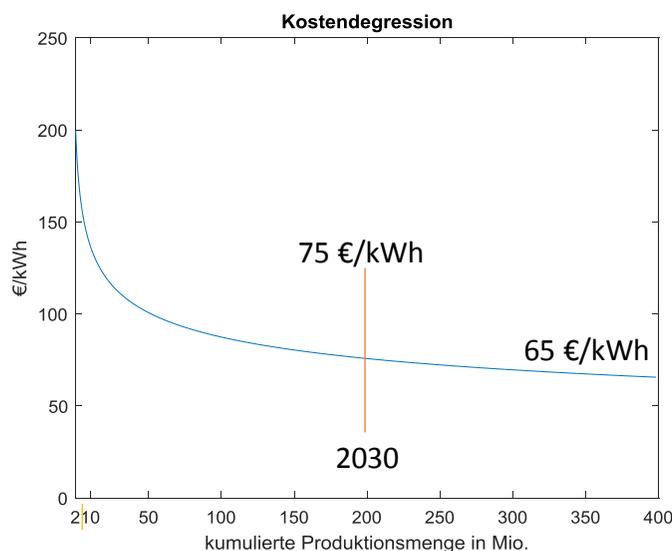


Abbildung 3-9: Entwicklung Batteriesystemkosten bei Pouch-Zellen

Quelle: eigene Annahmen

Die Ergebnisse decken sich auch mit anderen Studien, wie der Energiespeicher-Roadmap (Thielmann et al. 2017). Während es derzeit noch Kostendifferenzen zwischen zylindrischen Zellen (insbesondere Tesla) und den hier unterstellten Pouch-Zellen (die meisten Hersteller) gibt, nähern sich diese bis 2030 auf vergleichbare Kosten an. Hinsichtlich der Kosten wird dabei nicht weiter zwischen Lithium-Ionen-Speicher (kurz- bis mittelfristig) und Feststoff-Speicher (mittel- bis langfristig) unterschieden, bzw. ein vergleichbares Niveau unterstellt.

Für **stationäre Batteriespeicher** gibt es hinsichtlich der Frage neue Batterien zu verwenden oder einer Second-Life-Nutzung eine hohe Unsicherheit bei den Wiederaufbereitungskosten der Fahrzeugbatterien. Während diese derzeit 111 €/kWh betragen, werden hier langfristig Kosten von 11 €/kWh angenommen (FfE. und TUM 2016) und dieser Zielwert auf 2050 bezogen. Für 2030 wird der Mittelwert der Bandbreiten unterstellt mit 61 €/kWh. Die Kosten für **second-life sind 2050 billiger** als first-live. Im Jahr **2030 sind dagegen first-life Lithium-Ionen-Batterien noch billiger**. Aufgrund der Kostendegression durch den Pkw-Absatzmarkt sind stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeicher auch billiger als Batteriespeicher auf Basis von PbS oder NaS.

Nach (FfE. und TUM 2016) werden die Kosten für second-live-Speicher nach 8 Jahren Erstnutzung $K_{SLB,t}$ auf Basis der ursprünglichen Kosten vor der Erstnutzung K_{t-8} wie folgt bestimmt:

$$K_{SLB,t} = K_{t-8} \times \xi_{Health} \times \xi_{used} + K_{Aufbereitung}$$

Der Gesundheitsfaktor (ξ_{Health}) ergibt sich wie folgt:

$$\xi_{Health} = \frac{SOH - EO2L}{1 - EO2L}$$

„(State of Health“ (SoH), „End of second life“ (Eo2L))

Dabei wird eine noch verfügbare Speicherkapazität von 80% nach dem Ende der Erstnutzung im Fahrzeug nach 8 Jahren (SoH) und von 40% nach dem Ende der Second-Life-Speichernutzung (Eo2L) unterstellt.

Hinzu kommt ein Abschlagsfaktor für ein gebrauchtes Produkt:

$$\xi_{used} = 0,75$$

und die genannten Kosten für die Wiederaufbereitung.

$$K_{Aufbereitung} = 11 - 111\text{€/kWh}$$

Im Energiesystemmodell SCOPE werden Batteriespeicher für den übergeordneten Strommarkt (aber nicht für PV-Eigenstrom) eingesetzt. Dabei werden zwei Auslegungsoptionen abgebildet, mit einem Verhältnis von Wechselrichterleistung zu Batteriekapazität von 4 Stunden und von 6 Stunden Ausspeicherdauer.

In 2030 setzen sich die Kosten eines First-Life-Batteriespeichers aus 75 €/kWh für die Batteriekapazität und 65 €/kW durch 4-6h für die Wechselrichterleistung zusammen.

In 2050 setzen sich die Kosten eines Second-Life-Batteriespeichers aus 45 €/kWh für die Batteriekapazität und 35 €/kW durch 4-6h für die Wechselrichterleistung zusammen.

Verbräuche sowie Fahrzeug- und Infrastrukturkosten im Verkehrsbereich

Während im Pkw/LNF-Bereich das Fahrzeugbestandsmodell jahresscharf die Kostenentwicklung berücksichtigt, werden im Energiesystemmodell SCOPE für das Szenariojahr 2030 die Kosten aus 1/3 2020 und 2/3 2030 (entspricht vereinfacht einem linearen Markthochlauf als konservative Annahme) gebildet. Entsprechend ergeben sich in der Optimierung des Jahres 2030 höhere Anschaffungskosten als sie nur für den

letzten Teil des Markthochlaufs (innerhalb des Jahres 2030) notwendig wären. Die Annahmen basieren auf der oben dargestellten Batterielernkurve und Batteriegrößenentwicklungen und den Einzelkomponentenannahmen nach Trost (2016).

technische Rahmendaten PKW/LNF		Effizienz Elektromotor [kWh/km]		Effizienz ICE [kWh/km]	
Segment	Antrieb	2030	2050	2030	2050
Klein	BEV	0,17	0,15	-	-
	PHEV	0,17	0,14	0,46	0,38
	REEV	0,17	0,15	0,47	0,38
	Diesel	-	-	0,37	0,31
	Benzin	-	-	0,44	0,37
	Erdgasfahrzeug	-	-	0,46	0,38
	H2	-	-	0,28	0,23
Mittel	BEV	0,21	0,18	-	-
	PHEV	0,21	0,18	0,56	0,46
	REEV	0,21	0,18	0,57	0,47
	Diesel	-	-	0,46	0,38
	Benzin	-	-	0,54	0,45
	Erdgasfahrzeug	-	-	0,56	0,47
	H2	-	-	0,48	0,28
Groß	BEV	0,27	0,23	-	-
	PHEV	0,27	0,23	0,73	0,59
	REEV	0,27	0,23	0,74	0,60
	Diesel	-	-	0,59	0,49
	Benzin	-	-	0,70	0,58
	Erdgasfahrzeug	-	-	0,72	0,60
	H2	-	-	0,44	0,36
LNF	BEV	0,29	0,25	-	-
	PHEV	0,29	0,25	0,79	0,65
	REEV	0,29	0,25	0,80	0,66
	Diesel	-	-	0,64	0,53
	Benzin	-	-	0,76	0,63
	Erdgasfahrzeug	-	-	0,79	0,65
	H2	-	-	0,48	0,39

Tabelle 3-3: Technische Rahmendaten Pkw/LNF

Quelle: Trost 2016

Ökonomische Rahmendaten PKW/LNF		Anschaffungskosten [€]		Betriebskosten [€/a]		Betriebskosten [€/km]	
Segment	Antrieb	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Klein	BEV	15088	14945	37	37	0,026	0,024
	PHEV	13936	13778	26	26	0,029	0,026
	REEV	13957	13513	26	26	0,027	0,024
	Diesel	12289	12791	124	124	0,028	0,027
	Benzin	11289	11791	26	26	0,059	0,058
	Erdgasfahrzeug	13417	13210	26	26	0,028	0,027
	H2	20870	14949	26	26	0,027	0,026
Mittel	BEV	24710	24477	45	45	0,042	0,039
	PHEV	23589	23362	34	34	0,046	0,043
	REEV	23440	22813	34	34	0,043	0,040
	Diesel	21596	22314	162	162	0,046	0,045
	Benzin	19996	20714	61	61	0,046	0,045
	Erdgasfahrzeug	22372	22872	34	34	0,046	0,045
	H2	35329	25798	34	34	0,045	0,044
Groß	BEV	42256	41749	56	56	0,066	0,062
	PHEV	38037	37446	48	48	0,060	0,068
	REEV	38455	37030	48	48	0,067	0,063
	Diesel	35043	35982	274	274	0,074	0,072
	Benzin	32443	33382	137	137	0,074	0,072
	Erdgasfahrzeug	35620	36267	79	79	0,074	0,072
	H2	57057	41481	48	48	0,071	0,070
LNF	BEV	24066	23859	161	161	0,055	0,051
	PHEV	22410	22187	161	161	0,031	0,056
	REEV	22398	21732	161	161	0,056	0,052
	Diesel	19999	20858	161	161	0,060	0,059
	Benzin	18399	19258	161	161	0,060	0,059
	Erdgasfahrzeug	21576	22143	161	161	0,060	0,059
	H2	35101	25331	161	161	0,058	0,057

Tabelle 3-4: Ökonomische Rahmendaten Pkw/LNF

Quelle: Aktualisierung der Datenbasis nach Trost (2016)

Für das Jahr 2030 gewichtete Kosten des Markthochlaufes 2020-2030

Im Bereich SNF basieren die Inputdaten auf verschiedenen Studien und unter einer Kostenumrechnung auf einheitliche Annahmen zu Batteriepreisen. Teilweise gibt es auch unterschiedliche Auffassungen zu Kostensteigerungen im Bereich Diesel in Hinblick auf NOx-Emissionen, welche ebenfalls auf eine einheitliche mittlere Vergleichsbasis gebracht wurden. Die Anschaffungskosten in 2030 sind Mittelwerte zwischen den Studien „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (Fraunhofer IWES/IBP 2015) und „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ (Fraunhofer ISI et al. 2017) mit Preisanpassung der Batterien und für 2050 der Kostendegression aus „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (Fraunhofer IWES/IBP 2015).

Technische Rahmendaten LKW		Effizienz Elektromotor [kWh/km]		Effizienz ICE [kWh/km]		Quelle
		2030	2050	2030	2050	
Diesel	3,5-12t	-	-	1,19	1,01	IFEU et al. 2016
	12-28t	-	-	2,07	1,56	IFEU et al. 2016
	LZ/SZ	-	-	2,67	2,51	IFEU et al. 2016
Hybrid	3,5-12t	0,97	0,87	1,65	1,31	IFEU et al. 2016
	12-28t	1,23	1,12	2,08	1,76	IFEU et al. 2016
	LZ/SZ	1,60	1,48	2,64	2,29	IFEU et al. 2016
CNG	3,5-12t	-	-	1,27	1,10	IFEU et al. 2016 und Fraunhofer ISI et al. 2017
	12-28t	-	-	2,14	1,86	Fraunhofer ISI et al. 2017
LNG	LZ/SZ	-	-	2,78	2,42	Fraunhofer ISI et al. 2017
	3,5-12t	1,12	0,97	-	-	Fraunhofer ISI et al. 2017
FCEV	12-28t	1,73	1,50	-	-	Fraunhofer ISI et al. 2017
	LZ/SZ	2,25	1,96	-	-	Fraunhofer ISI et al. 2017
	12-28t	1,20	1,09	2,14	1,81	Fraunhofer ISI et al. 2017 und Günther et al. 2017
Oberleitungs-LKW	LZ/SZ	1,57	1,47	2,77	2,43	
	BEV	3,5-12t	0,70	0,65	0,00	0,00

Tabelle 3-5: Technische Rahmendaten SNF

Quelle: siehe Tabelle

ökonomische Rahmendaten LKW		2030			2050			Quelle
Größenklasse		3,5-12t	12-28t	LZ/SZ	3,5-12t	12-28t	LZ/SZ	
Diesel	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	51653	78250	117437	51653	78250	117437	Fraunhofer ISI et al. 2017 und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	2991,6	4577,5	6537	2992	4578	6537	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	0,30	0,29	0,28	0,30	0,29	0,28	Fraunhofer ISI et al. 2017
BEV	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	75309	-	-	74009	-	-	Fraunhofer ISI et al. 2017 und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	3969,4	-	-	3904	-	-	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	0,15	-	-	0,14	-	-	BMF 2018
PHEV	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	61424	85973	121657	60474	84573	119857	Fraunhofer ISI et al. 2017 und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	3480,2	4953,7	6738	3433	4884	6648	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	0,30	0,32	0,33	0,29	0,31	0,32	Tröst 2016
CNG	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	51653	-	-	48396	-	-	Fraunhofer ISI et al. 2017 MKS und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	2991,6	-	-	2829	-	-	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	0,26	-	-	0,26	-	-	Tröst 2016
LNG	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	-	81119	115975	-	81119	115975	Fraunhofer ISI et al. 2017 und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	-	4711	6454	-	4711	6454	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	-	0,25	0,24	-	0,25	0,23	DLR et al. 2015
FCEV	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	-	-	-	58561	89388	129932	Fraunhofer ISI et al. 2017 und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	-	-	-	3132	5124	7152	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	-	-	-	0,23	0,29	0,33	Infrastruktur: Tröst 2016 und Dennis Krieg 2012
Oberleitungs-LKW	<i>Anschaffungskosten [€]</i>	-	96863	145520	-	90863	139520	Fraunhofer ISI et al. 2017 MKS und Fraunhofer IWES/IBP 2015
	<i>Betriebskosten pro Jahr [€/a]</i>	-	5498,2	7941	-	5198	7641	BMF 2018
	<i>Betriebskosten pro km [€/km]</i>	-	0,33	0,30	-	0,30	0,28	Infrastruktur: Fraunhofer IWES/IBP 2015 und Fraunhofer ISI et al. 2017

Tabelle 3-6: Ökonomische Rahmendaten SNF

Quelle: siehe Tabelle

Sowohl für Pkw/LNF und SNF wurden einheitliche Annahmen zur Infrastruktur getroffen. Die Infrastrukturkosten bei CNG entsprechen Gasnetzentgelte zuzüglich Fixkostenfaktor basierend auf historischen CNG-Preisen nach Tröst (2016). Die Infrastruktur für LNG basiert auf der Studie „Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung“ (DLR et al. 2015). Die Infrastrukturkosten bei FCEV wurden mit Hilfe von Daten des Forschungszentrums Juelich (Dennis Krieg 2012) und Tröst (2016) erstellt. Steuern entstammen einer Publikation der Bundesfinanzministeriums (BMF) und Versicherungen werden pauschal berücksichtigt.

Des Weiteren wurde eine Vielzahl von Studien bewertet und daraufhin die eigenen Annahmen reflektiert, ohne dass die Studien jedoch direkt als Annahmen eingeflossen sind.

Markthochlaufpotenziale im Bereich SNF

Während sich die Markthochlaufpotenziale für Pkw/LNF aus dem Fahrzeugbestandsmodell ergeben, basieren die Annahmen für SNF aus der Literatur. Auch hier sind PtL und PtG je nach ökonomischer Wirksamkeit als möglicher Teil aller Verbrennungsmotoren zu sehen. Als Obergrenze für die Summe alternativer Antriebe wird vereinfacht die Summe der elektrischen Antriebe (BEV, PHEV, OH-Lkw) gesetzt. Damit konkurrieren die anderen Alternativen (CNG, LNG, H₂) mit den elektrischen Antrieben und untereinander im Rahmen dieser Obergrenze für den Markthochlauf alternativer Antriebe generell. Die Annahmen basieren für 2030 auf der Studie

„Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ (Fraunhofer ISI et al. 2017) und für 2050 auf dem höheren Wert aus der Studie „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ (Günther et al. 2017) und „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ (Fraunhofer ISI et al. 2017).

Markthochlauf SNF mit OH LKW		Minimaler Anteil		Maximaler Anteil	
		2030	2050	2030	2050
Diesel	3,5-12t	0,75	0,23	1,00	1,00
	12-28t	0,82	0,29	1,00	1,00
	LZ/SZ	0,69	0,05	1,00	1,00
BEV	3,5-12t			0,25	0,63
PHEV	3,5-12t			0,07	0,19
	12-28t			0,12	0,31
	LZ/SZ			0,16	0,25
CNG	3,5-12t			0,10	1,00
LNG	12-28t			0,09	1,00
	LZ/SZ			0,18	1,00
				0,07	1,00
FCEV	3,5-12t			0,00	1,00
	12-28t			0,00	1,00
	LZ/SZ			0,00	1,00
Oberleitungs-LKW	12-28t			0,12	0,44
	LZ/SZ			0,22	0,75

Tabelle 3-7: Markthochlauf SNF mit OH LKW

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von (Fraunhofer ISI et al. 2017) und (Günther et al. 2017)

Andere Studien die einen höhern Anteil und schnelleren Markthochlauf von elektrischen Lkw und insbesondere von Oberleitungs-Lkw ermitteln, sind derzeit noch in Bearbeitung und lagen zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Studie nur als vorläufiger Diskussionsimpuls vor und konnten nicht berücksichtigt werden

Für die Sensitivität einer Nichtverfügbarkeit der Oberleitungsinfrastruktur werden die anderen alternativen Antriebstechnologien vereinfacht hochgesetzt um die Lücke zu schließen. ⁴

3.2 Zwischenergebnis – TCO-basierte Markthochläufe für Pkw und LNF in Anhängigkeit des regulatorischen Rahmens

Unter Anwendung des Fahrzeugbestandsmodells wurden mit einer detaillierten Modellierung für Pkw und LNF ein minimaler und ein maximaler Markthochlauf für Elektromobilität ermittelt. Wesentliche Parametrisierungen für die Modellläufe waren:

- Berücksichtigung **aktueller technischer Trends von 400 km Normreichweite für BEV, welche langfristig auf 500 km gesteigert wird,**
- Berücksichtigung der aktuellen und geplanten Fahrzeugkonfigurationen im Bereich PHEV und REEV,
- Berücksichtigung der aktuellen Zulassungszahlen bis Ende 2016 inkl. hoher Marktzuwächse im Bereich SUV,
- Trennung der Zulassung zwischen Gewerbe und Privat im Anteil 50/50%,
- **Beibehaltung der gegenwärtigen Kfz- und Energiesteuern, auch der Steuervergünstigungen für Diesel,**

⁴ Erhöhung der Obergrenzen - 2030: Erhöhung LNG Anteil von 9% auf 10% N3I und von 18 auf 22% bei N3s; LKW Diesel sind in beiden Varianten bis 100% offen.

2050: Erhöhung Hybrid-LKW Obergrenze von 31 auf 53% bei N3I und von 25% auf 63% bei N3I. Hier sind Diesel und LNG Varianten bis 100% offen.

- Bestehende **zeitlich begrenzte Kaufprämien für E-Pkw** sowie eine anfängliche Mehrzahlungsbereitschaft für E-Pkw getrennt nach sozialen Gruppen,
- Zentrales Steuerungsinstrument für den Markthochlauf ist die zusätzliche Einführung eines **CO₂-Preises**.

Nicht berücksichtigt wird dagegen die europäische Flottengrenzwertregelung bzw. mögliche Subventionierung von E-Fahrzeugen von Seiten der Hersteller um Strafzahlungen zu vermeiden. Laut der Studie „Die Fortschreibung der Pkw-CO₂-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr“ (Agora Verkehrswende et al. 2018) vermindert die von der EU-Kommission vorgeschlagene Flottengrenzwertregelung für die Zeit zwischen 2021 und 2030 allein, ohne weitere zusätzliche Maßnahmen, die CO₂-Emissionen von Pkw gegenüber der Referenzentwicklung lediglich um etwa 3,5 Millionen Tonnen. Es verbleibt im Verkehrssektor eine Lücke zum Emissionsziel von 44,7 Millionen Tonnen. Die Zahl der Elektrofahrzeuge (BEV und PHEV) im Bestand des Jahres 2030 läge ohne zusätzliche Maßnahmen bei rund 3,4 Millionen Fahrzeugen.

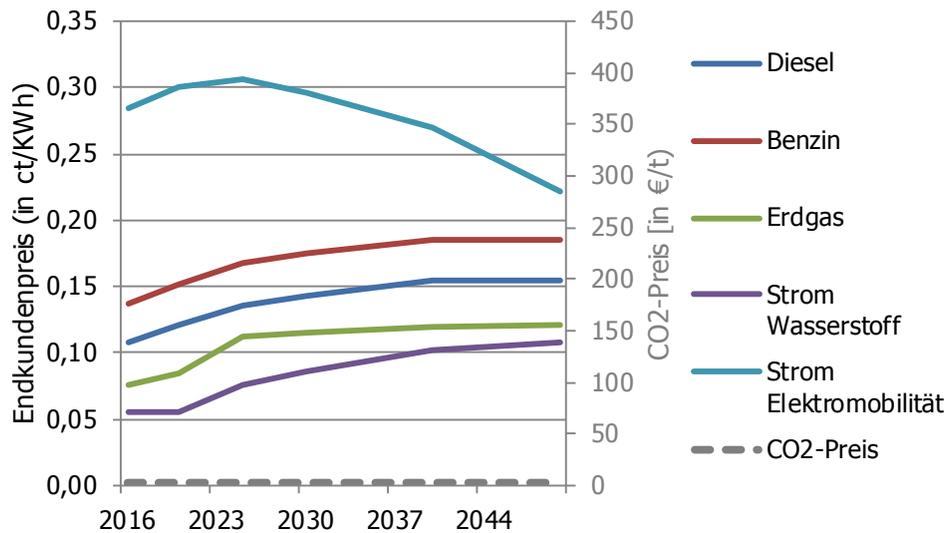
Da im Simulationslauf höhere Absatzmarktzahlen auf Basis der CO₂- und Brennstoffpreise sowie der modellendogenen Lernkurven für Batterien erzielt werden, wären Flottengrenzwerte nicht weiter wirksam. Eine Kombination aus strengeren Flottengrenzwerten mit einem geringeren Anstieg der CO₂-Preise wurde dagegen nicht bewertet.

Des Weiteren wurde eine weitergehende Nutzerdifferenzierung in BEV-Zweitwagen im Bereich Klein-Pkw mit geringerer Batteriegröße als einer 400-500 km Reichweite im Modell nicht berücksichtigt. In der Konsequenz werden diese Nutzer im Modell aus ökonomischen Gründen als konv. Fahrzeuge oder PHEV/REEV adressiert. Nicht berücksichtigt wurden außerdem weitergehende Auswirkungen der NOx-Emissionen von Dieselfahrzeugen und die Diskussion um Fahrverbote.

Das **derzeitige Verkehrsverhalten wird als konstant unterstellt**. Aufgrund von Car-Sharing und autonomen Fahren kann es aber dazu kommen, dass der Anteil der Fahrzeughalter mit sehr geringen Jahresfahrleistungen, für die die Anschaffung eines E-Fahrzeugs weniger wirtschaftlich ist, deutlich abnimmt. Dies muss in der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden.

3.2.1 Untergrenze Marktentwicklung E-Mobilität

Grundlage für die Marktentwicklung ohne zusätzliche CO₂-Besteuerung sind steigende fossile Preise auf Basis des Preispfades „New Policies“ nach World Energy Outlook 2017 (IEA 2017) (siehe auch Abbildung 3-2), und den in Nieschen und auf Basis der Kaufprämie möglichen initialen Markthochlauf.



Szenariorahmen und Eingangsdaten

Abbildung 3-10: Entwicklung Endverbraucherpreise – Szenario Untergrenze E-Mobilität

Quelle: Eigene Annahmen, basierend auf „New Policies“ nach IEA (2017)

Im Ergebnis zeigt sich auch unter bestehenden Maßnahmen eine Wirtschaftlichkeit der Elektromobilität mit einer **Anzahl von 0,4 Mio E-Kfz in 2020, 5,0 Mio E-Kfz in 2030 und 29,5 Mio. E-Kfz in 2050**. Zudem zeigt sich eine höhere Bedeutung von Erdgas-Fahrzeugen und hierbei insbesondere hybridisierte Fahrzeuge. Es kommt zu einem relativ starken Rückgang von Diesel-Fahrzeugen trotz Beibehaltung des Dieselprivilegs. Die Bedeutung von Benzin- Hybridfahrzeugen ist relativ gering.

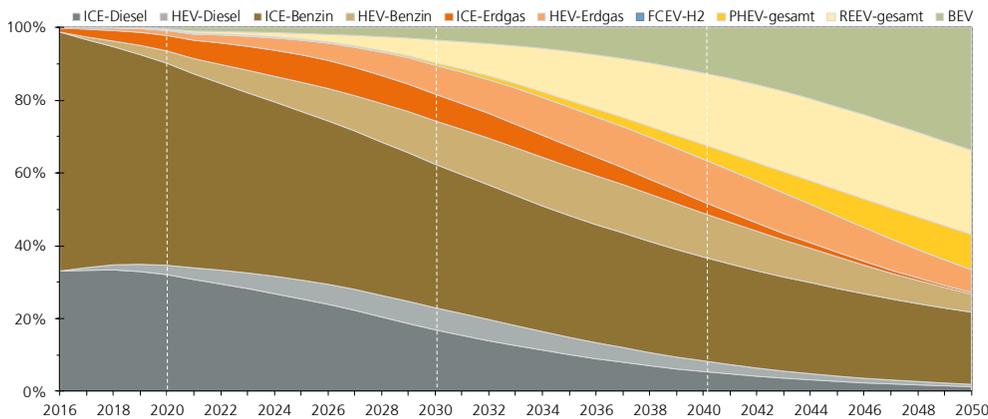


Abbildung 3-11: Relative Entwicklung der Fahrzeuganzahl (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Untergrenze E-Mobilität

Quelle: Ergebnis auf Basis des Fahrzeugbestandsmodell nach Trost (2016)

Mit Blick auf die Fahrleistungsanteile nach Technologien wird deutlich, dass E-Fahrzeuge, und hierbei insbesondere BEV, deutlich höhere Fahrleistungen pro Jahr aufweisen als Benzin-Fahrzeuge.

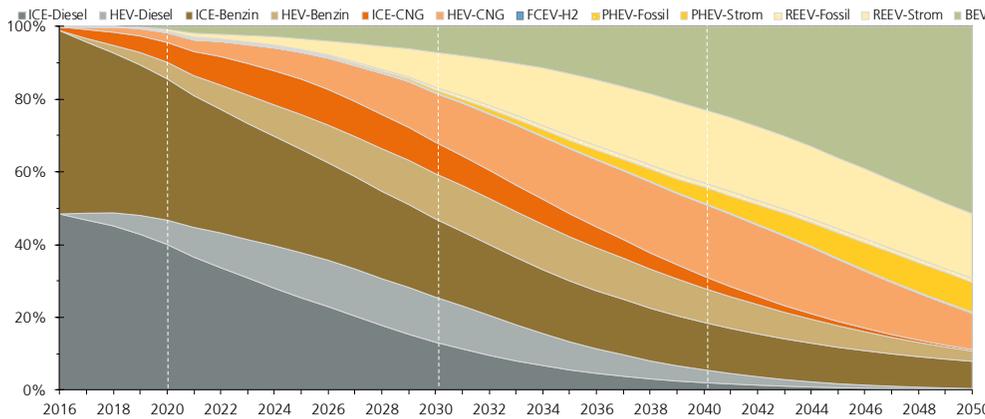


Abbildung 3-12: Relative Entwicklung der Fahrleistung (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Untergrenze E-Mobilität

Quelle: Ergebnis auf Basis des Fahrzeugbestandsmodell nach Trost (2016)

Bezogen auf den Endenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen zeigt sich eine deutliche Reduktion. Insbesondere für das Klimaziel 2030 ist dies aber mit 331 TWh und 75 Mio.t CO₂ (ohne Anrechnung von Biokraftstoffen oder PtL) zu wenig.

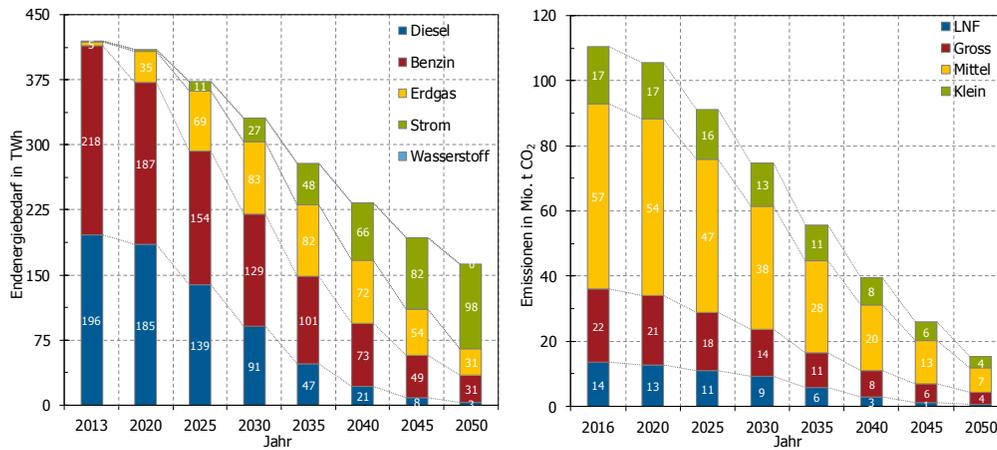
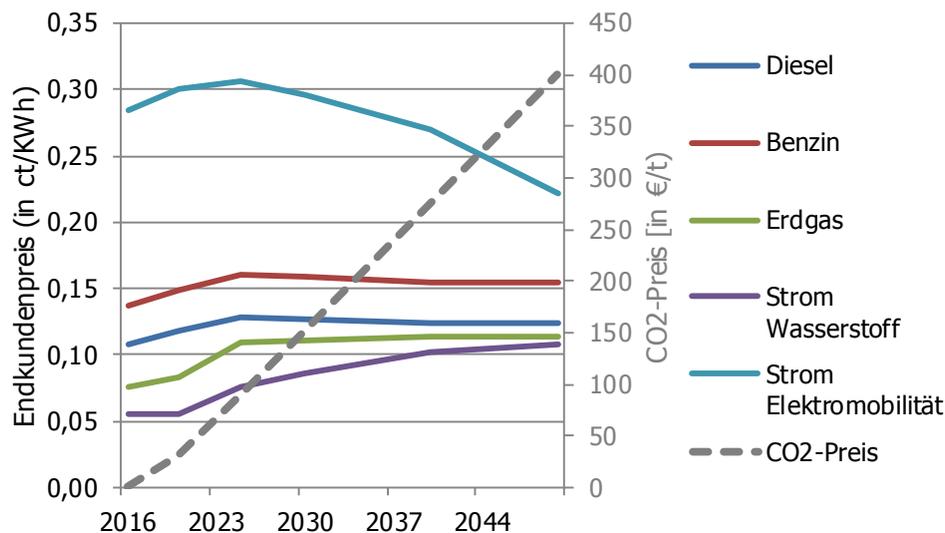


Abbildung 3-13: Entwicklung von Endenergie (links) und Emissionen ohne Biokraftstoffe/PtL (rechts) 2017-2050 – Szenario Untergrenze E-Mobilität

Quelle: Ergebnis auf Basis des Fahrzeugbestandsmodell nach Trost (2016)

3.2.2 Obergrenze Marktentwicklung E-Mobilität

Für das Szenario Obergrenze E-Mobilität werden analog zur Energiesystemmodellierung in Kapitel 4 niedrige fossile Preise auf Basis des Preispfades "Sustainable Development" nach World Energy Outlook 2017 (IEA 2017) (siehe auch Abbildung 3-2) unterstellt. Zusätzlich wird von einer kontinuierlich steigenden zusätzlichen CO₂-Besteuerung ausgegangen auf einen Zielwert von 400 €/t, was näherungsweise den CO₂-Grenzvermeidungskosten im Energiesystemmodell SCOPE entspricht.



Szenariorahmen und Eingangsdaten

Abbildung 3-14: Entwicklung Endverbraucherpreise – Szenario Obergrenze E-Mobilität

Quelle: Eigene Annahmen, basierend auf „Sustainable Development“ nach IEA (2017)

Im Ergebnis zeigt sich durch den CO₂-Preis eine deutlich verbesserte Wirtschaftlichkeit der Elektromobilität mit einer **Anzahl von 0,8 Mio E-Kfz in 2020**, aber immer noch unter dem Ziel der Bundesregierung mit 1 Mio. Dagegen sind es **im Jahr 2030 schon 12,3 Mio. E-Fahrzeuge** und damit doppelt so viele wie das Ausbauziel der Bundesregierung von 6 Mio. **In 2050 steigt der Anteil auf 40,2 Mio. E-Fahrzeuge von 44,2 Mio. Fahrzeugen in Summe** (siehe Tabelle 3-2). Erdgas weist jetzt nur noch eine geringe Bedeutung im Pfad auf und kann sich langfristig wirtschaftlich nicht mehr behaupten.

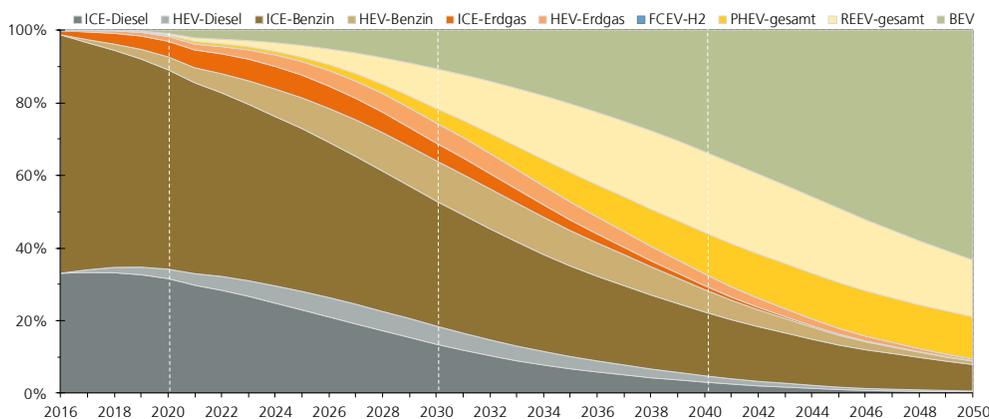
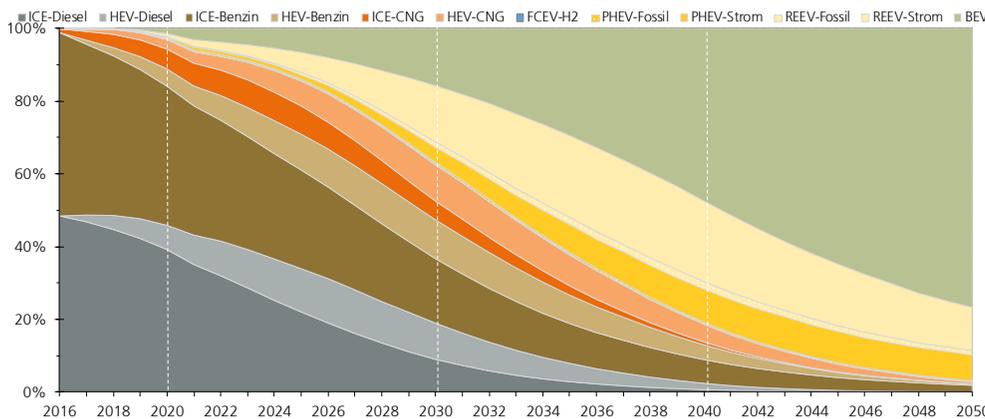


Abbildung 3-15: Relative Entwicklung der Fahrzeuganzahl (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Obergrenze E-Mobilität

Quelle: Ergebnis auf Basis des Fahrzeugbestandsmodell nach Trost (2016)

Der Blick auf die Fahrleistungsanteile nach Technologien macht wieder die höheren Jahresfahrleistungen der E-Fahrzeuge deutlich, so dass die langfristigen 4 Mio. konv. Fahrzeuge nur noch im Bereich äußerst geringer Jahresfahrleistungen anzutreffen sind. Für diese Nutzer könnte aber auch der vollständige Verzicht auf ein eigenes Fahrzeug eine Option sein. Deswegen kann das Szenario auch näherungsweise als ein langfristiges 100%iges E-Mobilitätsszenario interpretiert werden. Neben BEV sind aufgrund der Kostendegression für Batterien REEV (serieller Hybridantrieb mit größerer Batterie und kleinem Verbrennungs-Motor und höherem elektrischen Fahranteil) gegenüber PHEV (paralleler Hybridantrieb mit kleinerer Batterie) deutlich dominanter.



Szenariorahmen und Eingangsdaten

Abbildung 3-16: Relative Entwicklung der Fahrleistung (Pkw/LNF) 2016-2050 – Szenario Obergrenze E-Mobilität

Quelle: Ergebnis auf Basis des Fahrzeugbestandsmodell nach Trost (2016)

Bezogen auf den Endenergieverbrauch zeigt sich eine deutliche Steigerung der Stromnutzung bei gleichzeitiger Reduktion des Gesamtverbrauchs (mit 295 TWh in 2030). Insbesondere für das Klimaziel 2030 ist mit 59 Mio.t CO₂ (ohne Anrechnung von Biokraftstoffen oder PtL) die Grundlage für dessen Erreichbarkeit gelegt (in Abhängigkeit der Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs).

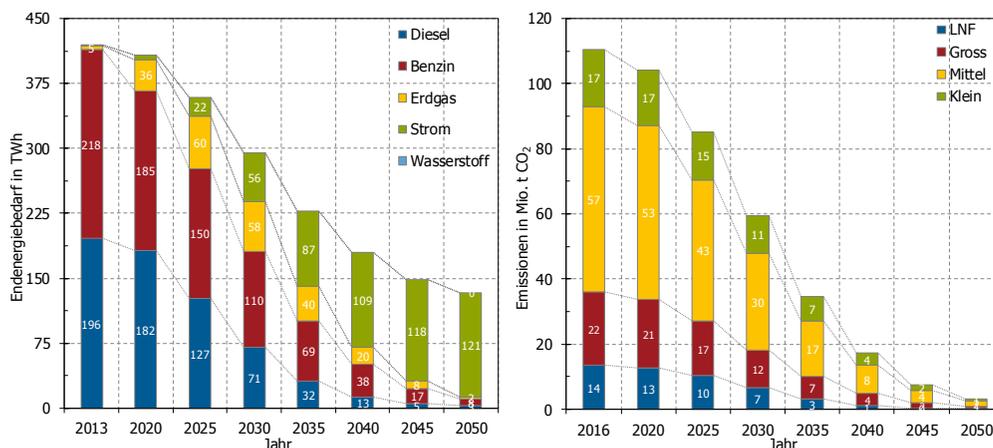


Abbildung 3-17: Entwicklung von Endenergie (links) und Emissionen ohne Biokraftstoffe/PtL (rechts) 2017-2050 – Szenario Obergrenze E-Mobilität

Quelle: Ergebnis auf Basis des Fahrzeugbestandsmodell nach Trost (2016)

3.3 Inputdaten für den Verkehr im Fundamentalmodell

Auf Basis von MiD- und KiD-Daten für Pkw/LNF und SNF, sowie Mautdaten für OH-Lkw werden Fahrprofile und Verfügbarkeiten entsprechender Ladeleistungen für Einzelfahrzeuge generiert. Dabei wird im Pkw/LNF-Bereich die Gewichtung der einzelnen Fahrprofile so kalibriert, dass sich die Verteilung der Jahresfahrleistung entsprechend der heutigen Statistik nach den Größenklassen ergibt, wie folgende Abbildung zeigt. Die **Einzelprofile werden dann jeweils in 3 Fahrleistungsklassen (< 7.000 km/a, 7.000 – 14.000 km, > 14.000 km/a) und nach Größenklassen aggregiert um die ökonomischen unterschiedlichen Anreize im Fahrzeugmarkt abbilden zu können.** Damit wird ein gleichbleibendes relatives Mobilitätsverhalten auch für zukünftige Szenariojahre unterstellt bzw. Effekte wie autonomes Fahren, Roboter-Taxis, Mobilitätsplattformen sind vernachlässigt und werden in der Interpretation der Ergebnisse reflektiert.

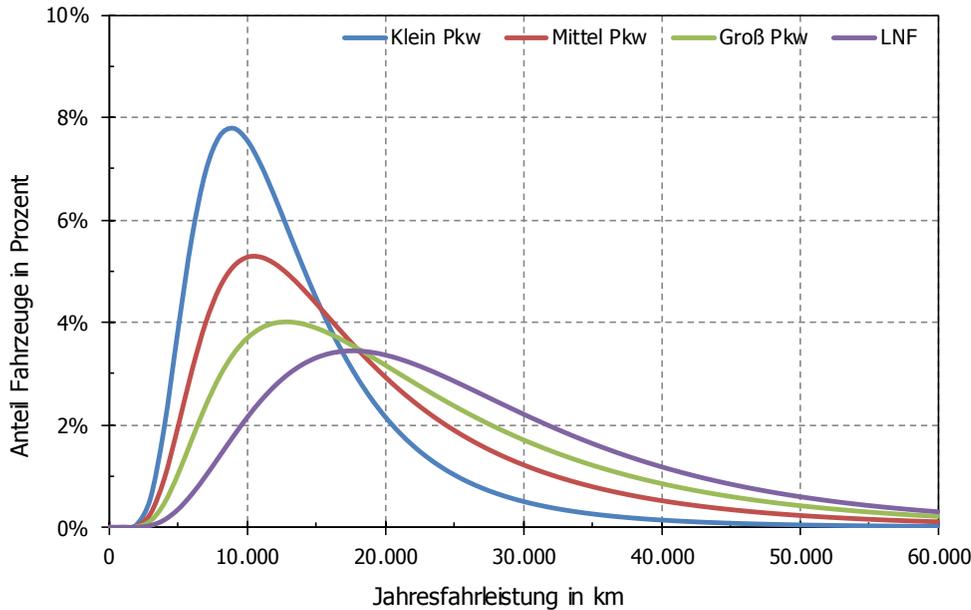


Abbildung 3-18: Berücksichtigte Verteilung der Jahresfahrleistungen nach Größenklassen für Pkw und für LNF

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von DLR und Infas (2010)

Für den Bereich der SNF werden die Einzelfahrprofile der 3 Größenklassen 3,5- 12t, 12- 28t und LZ/SZ nur auf den Mittelwert der Jahresfahrleistung kalibriert. In Summe ergeben sich 15 Fahrzeugklassen, bestehend aus 12 Klassen im Bereich Pkw/LNF und 3 im Bereich SNF.

Verkehrsszenario 2050

Im Jahr 2050 werden entsprechend der Annahmen in Absatz 3.1.3 für den Bereich Pkw/LNF 44,2 Mio. Fahrzeuge mit in Summe 658,6 Mrd. Fzkm unterstellt. Im Bereich SNF sind dies 68,2 Mrd. Fzkm bei 1033 Tsd. Fahrzeugen. Die **ökonomisch relevante spezifische Jahresfahrleistung in jeder Klasse** ist in folgender Tabelle dargestellt. Für Last- und Sattelzüge im Bereich der SNF wird dabei die sehr hohe Fahrleistung mit 104 Tsd. km/a deutlich, während es im Bereich der Klasse 0 – 7.000 km/a bei Pkw/LNF sehr geringe Fahrleistungen mit ca. 5 Tsd. km/a sind.

Jahresfahrleistungsklasse	Klein-Pkw	Mittel-Pkw	Groß-Pkw	LNF	3,5-12t (N2)	12-28t (N3I)	LZ/SZ (N3s)
0-7.000 km/a	4.823 km/a 3,8 Mio	4.859 km/a 4,9 Mio	4.951 km/a 1,1 Mio	4.838 km/a 1,2 Mio			
7.001-14.000 km/a	9.720 km/a 4,9 Mio	9.811 km/a 8,9 Mio	9.885 km/a 1,9 Mio	10.276 km/a 1,0 Mio	33.000 km/a 411 Tsd.	48.000 km/a 160 Tsd.	104.000km/a 462 Tsd.
>14.000 km/a	26.385 km/a 2,7 Mio	26.814 km/a 9,6 Mio	27.957 km/a 3,2 Mio	34.243 km/a 1,5 Mio			

Tabelle 3-8: Modellinput – Jahresfahrleistung der Fahrzeugklassen in 2050

Quelle: eigene Annahmen auf Basis von DLR und Infas (2010) und DLR (2018)

Ein **weiterer wesentlicher ökonomischer Faktor**, der sich aus den individuellen Fahrprofilen und der Ladeinfrastruktur ergibt, ist der **elektrische Fahranteil bei Hybrid-Fahrzeugen**. Dieser ist als Mittelwert über die Einzelprofile bzw. deren Aggregation in folgender Abbildung dargestellt. Gerade im Bereich der Last- und Sattelzüge sowie im Bereich der Vielfahrer >14.000 km/a werden die teilweise hohen Einschränkungen aufgrund der Fahrprofile, direkt elektrisch fahren zu können, deutlich. LNF weisen ungünstigere Fahrprofile als Pkw auf. REEV (serieller Hybridantrieb) weisen gegenüber PHEV (paralleler Hybridantrieb) höhere elektrische Fahranteile auf. Bei geringen Fahrleistungen < 7.000 km/a weisen BEV kaum noch Vorteile gegenüber Hybrid-Fahrzeugen beim elektrischen Fahranteil auf. Für den OH-Lkw basiert die Annahme

zum elektrischen Fahranteil auf den Analysen der Studie vom Fraunhofer ISI et al. (2017) und Günther et al. (2017) in Hinblick auf Abschätzungen zu logistischen Fragen und möglichen Strecken auf und abseits von Autobahnen.

In der Simulation kann der elektrische Fahranteil etwas geringer ausfallen, wenn es zu zusätzlichen Einschränkungen aus dem Strommarkt heraus bei zeitweise zu geringen Verfügbarkeiten von Wind- und PV-Strom kommt.

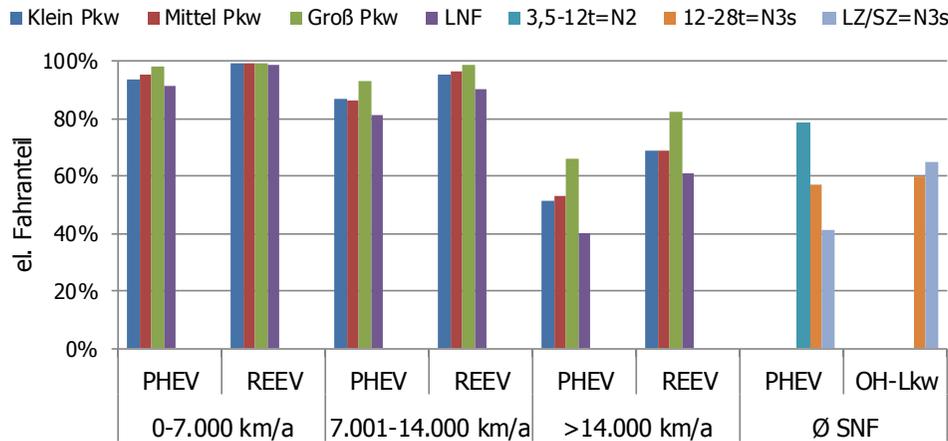


Abbildung 3-19: Berücksichtigte maximale elektrische Fahranteile in den Fahrzeugklassen 2050

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von DLR (2018), DLR und Infas (2010), Fraunhofer ISI et al. (2017) und Günther et al. (2017)

Verkehrsszenario 2030

Im Jahr 2030 werden entsprechend der Annahmen in Absatz 3.1.3 für den Bereich Pkw/LNF 48 Mio. Fahrzeuge mit in Summe 707,3 Mrd. Fzkm unterstellt. Im Bereich SNF sind dies 65,1 Mrd. Fzkm bei 942 Tsd. Fahrzeugen. Die entsprechende spezifische Jahresfahrleistung in jeder Klasse ist in folgender Tabelle dargestellt.

Jahresfahrleistungsklasse	Klein-Pkw	Mittel-Pkw	Groß-Pkw	LNF	3,5-12t (N2)	12-28t (N3)	LZ/SZ (N3s)
0-7.000 km/a	4.674 km/a 4,0 Mio	4.784 km/a 5,5 Mio	4.843 km/a 1,1 Mio	4.874 km/a 1,0 Mio	-	-	-
7.001-14.000 km/a	9.610 km/a 5,6 Mio	9.847 km/a 10,1 Mio	9.914 km/a 2,2 Mio	10.254 km/a 1,1 Mio	33.000 km/a 359 Tsd	48.000 km/a 141 Tsd	104.000 km/a 443 Tsd
>14.000 km/a	26.091 km/a 2,8 Mio	26.288 km/a 9,6 Mio	27.276 km/a 3,3 Mio	31.522 km/a 1,9 Mio	-	-	-

Tabelle 3-9: Modellinput – Jahresfahrleistung der Fahrzeugklassen in 2030

Quelle: eigene Annahmen auf Basis von DLR und Infas (2010) und DLR (2018)

Die Entwicklung der elektrischen Fahranteile in 2030 ist bei gleicher Batteriegröße (zumindest im Bereich der Hybridfahrzeuge nicht aber bei BEV) aber geringerer Effizienz und geringer Ladeinfrastruktur etwas niedriger als in 2050. Dies sind absolut aber nur Änderungen von 1 – 7%.

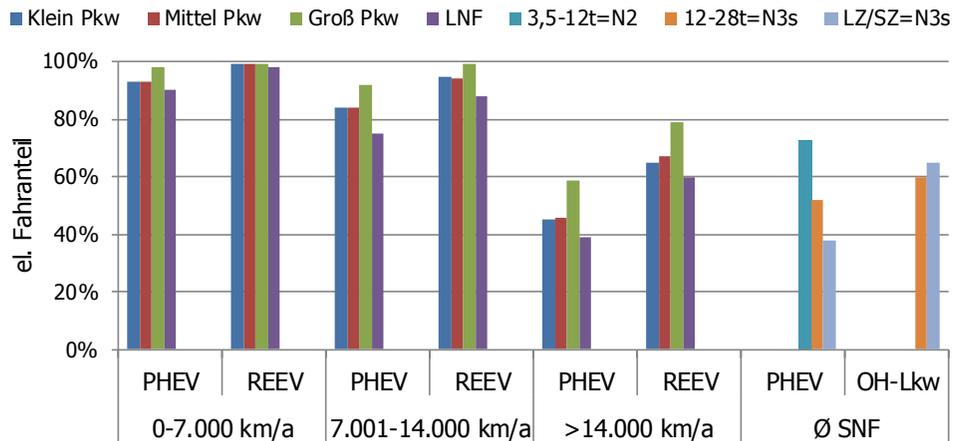


Abbildung 3-20: Berücksichtigte maximale elektrische Fahranteile in den Fahrzeugklassen 2030

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von DLR und Infas (2010), DLR (2018), Fraunhofer ISI et al. (2017) und Günther et al. (2017)

Weitere Rahmendaten zum Verkehr im Energiesystemmodell

Ein wesentlicher Einflussfaktor für das Energiesystemmodell ist die **Option PtX aus globalen EE-Vorzugsstandorten zu importieren**. Dafür müssen Preisannahmen getroffen werden. Grundsätzlich liegen die Analysen zu den Kostenentwicklungen für PtL und LH₂ im Rahmen der detaillierten Untersuchung von 4 Standorten für die Jahre 2030 und 2050 (Fraunhofer IWES 2017b) auf einem vergleichbarem Niveau wie die Analysen der Agora Energie- und Verkehrswende zu PtG und PtL (Agora Verkehrswende et al. 2018; Deutsch 2018).

Da für das Durchschreiten der Lernkurven und der Erreichbarkeit der notwendigen PtL-Mengen alleine für den internationalen Verkehr ein kontinuierlicher Markthochlauf ab 2020 unterstellt wird, müssen auch die Kosten im Markthochlauf von den Endverbrauchern getragen werden. Analog zu den Kosten für Elektromobilität wird deswegen für die Optimierung des Stützjahres 2030 eine Kostengewichtung von 1/3 2020 (189 €/MWh PtL (Agora Verkehrswende et al. 2018)) und 2/3 2030 (142 €/MWh als Mittelwert aus Brasilien und Somalia (Fraunhofer IWES 2017b)) unterstellt. **Für 2030 ergibt sich damit ein Preis von 158 €/MWh PtL.**

Für den **Endzustand 2050** wird der Kostenpunkt für tendenziell schlechtere Standorte (Mittelwert aus Marokko und Ägypten) von **118 €/MWh PtL** unterstellt (Fraunhofer IWES 2017b).

Für PtG-Importe werden die gleichen Kosten unterstellt unter der Annahme dass Wirkungsgrade durch die Verflüssigung von Gas geringer als bei PtL sind, aber die Investitionskosten für den Prozess etwas geringer ausfallen.

Bei den **LH₂-Kosten** werden **2030** eher bessere Standorte mit **134 €/MWh** (Mittelwert aus Brasilien und Somalia)⁵ und **2050** eher schlechtere Standorte **113 €/MWh** (Mittelwert aus Somalia und Ägypten) unterstellt (Fraunhofer IWES 2017b).

Im Energiesystemmodell wird dabei eine Investitionsentscheidung unter den Randbedingungen der ermittelten Marktpotenziale des Fahrzeugbestandsmodells (Ober- und Untergrenzen) bzw. der Literaturangaben im Bereich SNF (Obergrenzen) getroffen. Dabei wird zusätzlich über die Mindestanzahlen von konventionellen Fahrzeuge (ICE Diesel und Benzin) ein begrenztes Potenzial für die Summe aller alternativen Antriebe (E-Mobilität, Erdgasfahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge) in

⁵ Auf einen höheren Kostensatz für den Markthochlauf von LH₂-Importen wurde aufgrund fehlender Datenbasis für 2020 und der ohnehin schwierigen Wettbewerbssituation von Brennstoffzellenfahrzeugen in 2030 vereinfachend verzichtet.

jedem Marktsegment unterstellt. Innerhalb des absoluten Ausbaupotenzials für alternative Antriebe, werden mögliche Widersprüche aufgelöst um ausreichende Freiheitsgrade für die Optimierung zu haben. So wurden im Markthochlauf Pkw/LNF zwar keine Brennstoffzellenfahrzeuge abgesetzt, aber für das Energiesystemmodell SCOPE das Potenzial auf den möglichen Marktanteil von BEV gesetzt.

Flexibilitätsparameter E-Mobilität

Die Annahmen zur **Ladeinfrastruktur der Elektromobilität für Pkw/LNF** basieren zum Großteil auf der Studie „Potenziale der Elektromobilität bis 2050“ (Richter und Lindenberger 2010) Wesentliche Charakteristiken sind das Anschlussverhältnis und die angenommene Ladeleistung, die in Tabelle 3-10 dargestellt sind. Bei den Ladeleistungen wird zwischen normalem Laden mit 3,7 kW bis 22,2 kW, schnellem Laden mit 43,5 kW und zukünftigen Laden mit 132 kW unterschieden.

	2030		2050	
	Tagsüber laden	Nachts laden	Tagsüber laden	Nachts laden
Kein Netzanschluss	62,5%	25,0%	50,0%	25,0%
3,7 kW	24,7%	67,3%	29,5%	64,5%
11,3 kW	3,1%	1,9%	5,0%	2,5%
22,2 kW	3,1%	1,9%	5,0%	2,5%
43,5 kW	6,3%	3,8%	10,0%	5,0%
132 kW	0,3%	0,1%	0,5%	0,5%

Tabelle 3-10: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark für Pkw/LNF

Quelle: In Anlehnung an Richter und Lindenberger (2010)

	Montag bis Freitag	Samstag	Sonn-/Feiertag
Tag	6:00-19:00	9:00-19:00	10:00-19:00
Nacht	19:00-6:00	19:00-9:00	19:00-10:00

Tabelle 3-11: Unterteilung Tag- und Nachtstunden

Quelle: Richter und Lindenberger (2010)

Für den Bereich der batterieelektrischen Lkw wurde die Ladeleistung iterativ so bemessen, dass sie entsprechend der ermittelten Fahrprofile für kleinere SNF (N2) zulässig für eine hohe Anzahl an BEV-Fahrzeugen ist und hohe elektrische Fahranteile im Bereich der mittleren und großen SNF (N3I und N3s) für PHEV-Fahrzeuge ermöglicht. Entsprechend ist nicht die Flexibilität das primäre Kriterium, sondern die Fahrzeugversorgung mit Strom.

Antriebs-art	Größen-klasse	Batterie-kapazitäten kWh	Laden			Reichweite elektrisch [km]	
			Schnellladen kW	Normal kW	Normal h normal	2030	2050
LKW-BEV	N2 (<12 t)	130	130,00	22,20	5,86	186	199
	N2 (<12 t)	95	95,00	22,20	4,28	83	97
LKW-PHEV	N3-I	140	140,00	43,60	3,21	97	110
	N3-s	180	180,00	43,60	4,13	97	107

Tabelle 3-12: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark für SNF (1)

Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Fahrprofile

Wahrscheinlichkeit	Schnellladen	Normalladen	kein Netzanschluss
sonstiges	35%	35%	30%
Öffentl. Straßenraum	25%	0%	75%
Betriebsgelände	0%	100%	
Privatgelände	0%	50%	50%
Parkhaus/Tiefgarage	100%		

Tabelle 3-13: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark für SNF (2)

Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Fahrprofile

Für die **Flexibilität der Elektromobilität** wird das **Basisszenario** mit hoher Flexibilität folgendermaßen parametrisiert:

- Pkw/LNF in 2050 - ungesteuertes Laden im Fall von 20% der BEV (diese verfügen zwar über größere Batterien aber es gibt Restriktionen im Teilbereich der Vielfahrer z.B. Sammeltaxis, CarSharing, ...) und 40% der PHEV/REEV (höhere Restriktionen, um bei kleineren Batterien einen hohen elektrischen Fahranteil zu gewährleisten). Gesteuertes Laden umfasst im Bereich BEV Lastverschiebung und im Bereich PHEV/REEV Lastverschiebung und Lastabruf.
- SNF - Batteriefahrzeuge BEV/PHEV in 2050 – hier wird grundsätzlich vereinfacht eine 100%-ige Teilnahme am Lastmanagement unterstellt.
- SNF - im Fall von OH-Lkw wird bei 100% der Fahrzeuge Lastabwurf aber keine Lastverschiebung als Flexibilitätsoption unterstellt.
- Für das Szenariojahr 2030 werden die gleichen Anteile der Teilnahme am Lastmanagement wie 2050 unterstellt, um im Vergleich der Sensitivitäten gegenüber geringer Flexibilität auch Effekte auswerten zu können⁶. Das Szenario 2030 unterscheidet sich bei der Flexibilität also vor allem durch die Batteriegröße und geringeren Ladeinfrastruktur.
- Grundsätzlich wird unterstellt, dass Schnellladen (Pkw/LNF 43 kW, SNF ab ca. 100 kW) keine Flexibilitätsoption darstellt, sondern aufgrund der höheren Kosten nur zum Nachladen zur Erreichbarkeit der nächsten Strecke dient.

In den **Sensitivitäten bezüglich der Flexibilität** werden folgenden abweichenden Annahmen zum Basisszenario getroffen

- Die Option V2G (Rückspeisung) ist nicht Teil des Basisszenarios, sondern wird in einer Sensitivität mit pauschalen direkten Kosten für Batterieabnutzung u.a. in Höhe von 10 €/MWh nach Trost (2016) (zusätzlich zu den indirekten Kosten die sich aus den energetischen Verlusten der Rückspeisung ergeben) abgebildet. Im Vergleich zu anderen Studien wie „RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung“ (DLR et al. 2018), wo höhere Kosten von 25 €/MWh unterstellt werden und sich Rückwirkungen im Strommarkt auf Spitzenlastkraftwerke beschränken, sind bei den hier unterstellten moderaten Kosten stärkere Auswirkungen auf den Speicherbedarf zu erwarten. V2G wird nur im Bereich Pkw/LNF unterstellt und nur im Szenario 2050 untersucht.
- Für die Sensitivität einer reduzierten Flexibilität wird nur die Hälfte der Teilnahme am Lastmanagement wie im Basisszenario unterstellt.
- In 2030 wird in Abweichung dazu geprüft, welche Auswirkung 90% unflexible E-Fahrzeuge hätten, da die Effekte einer halbierten Flexibilität sehr gering sind.

Die Option Flexibilität für Eigenstromoptimierung z.B. für eine PV-basierte Haus- und Fahrzeugversorgung einzusetzen (als Lastverschiebung (DSM) oder Rückspeisung (V2G)) wird dagegen im Modell nicht abgebildet.

Im Energiesystemmodell wird für das Wetterjahr die Flexibilität entsprechend der Fahrprofile, der Ladeinfrastruktur und der Freiheitsgrade des Batteriefüllstandes abgebildet und zur Minimierung der Energieversorgungskosten des Gesamtsystems

⁶ Grundsätzlich ist auch zu erwarten, dass der Markthochlauf der Elektromobilität eher im Bereich von Nutzern mit eigenen Parkplätzen und Ladeinfrastruktur erfolgt (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser mit Tiefgarage u.a.) und erst in der späteren Infrastruktur für „Laternenparker“ geschaffen wird.

eingesetzt. Dies in in folgender Abbildung für einen Tagesausschnitt schematisch dargestellt⁷.

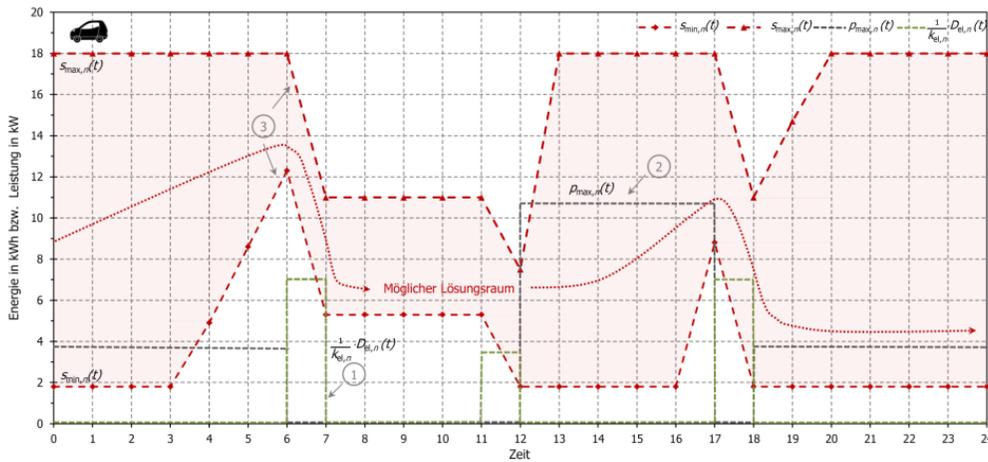


Abbildung 3-21: Schematische Modelldarstellung zu Abbildung der Flexibilität im Energiesystemmodell – am Beispiel BEV

Quelle: Trost (2016)

⁷ Die untere gestichelte Linie stellt den minimalen Batteriefüllstand (SOCmin) und die obere gestichelte Linie den maximalen Batteriefüllstand (SOCmax) dar. Dieser ergibt sich aus dem Fahrprofil (grüner Balken von 6-7 Uhr, 11-12 Uhr und 17-18 Uhr) und der Verfügbarkeit einer Ladeinfrastruktur (gestrichelte Linie am ersten Aufenthaltsort bis 6 Uhr und am letzten Aufenthaltsort des Tages nach 18 Uhr). SOCmin stellt das spätest mögliche Laden dar um alle danach folgenden Strecken zu schaffen. SOCmax stellt das frühest mögliche Laden dar mit dem Ziel die Batterie pauschal zu füllen. Der Zwischenraum zwischen SOCmin und SOCmax stellt damit den Freiheitsgrad der Optimierung dar, flexibel den Strom zu beziehen oder rückzuspeisen.

4 Ergebnisse

Auf Basis der Ergebnisse der Mikro-ökonomischen Simulation zur Marktentwicklung im Bereich Pkw/LNG in Abschnitt 3.2 mittels Fahrzeugbestandsmodell werden im Folgenden die Makro-ökonomischen Ergebnisse des Energiesystemmodells SCOPE für 2050 und 2030 dargestellt. Dann werden diese Ergebnisse hinsichtlich des Entwicklungspfades und notwendiger Markthochläufe von EE-Anlagen und PtX-Importen interpretiert. Abschließend werden im Vergleich zur Gesamtsystembetrachtung die Ergebnisse einer autarken Versorgung des Verkehrs 2050 dargestellt.

4.1 Rückkopplung Verkehr und Energiesystem - Szenario 2050

Im Folgenden wird das Szenario, welches für das Wetterjahr 2011 als kostenminimales Energieversorgungsystems ermittelt wurde, dargestellt.

4.1.1 Europäischer Rahmen

Für das Basisszenario wurde ein optimiertes europäisches Szenario ermittelt. Im Folgenden ist für die einzelnen Länder Europas der ermittelte kostenminimale EE-Mix an der Nettostromerzeugung dargestellt. Bis auf wenige Kernkraftwerke handelt es sich um eine ausschließlich erneuerbare Versorgung. Unterschiede ergeben sich vor allem aus der Rolle von Gaskraftwerken (auf Basis von PtG) in den einzelnen Ländern. Des Weiteren sind große Unterschiede zwischen Ländern mit hohen Anteilen Wasserkraft und den Anteilen zwischen Windkraft und PV je nach Flächenpotenzial und EE-Ressource festzustellen.⁸

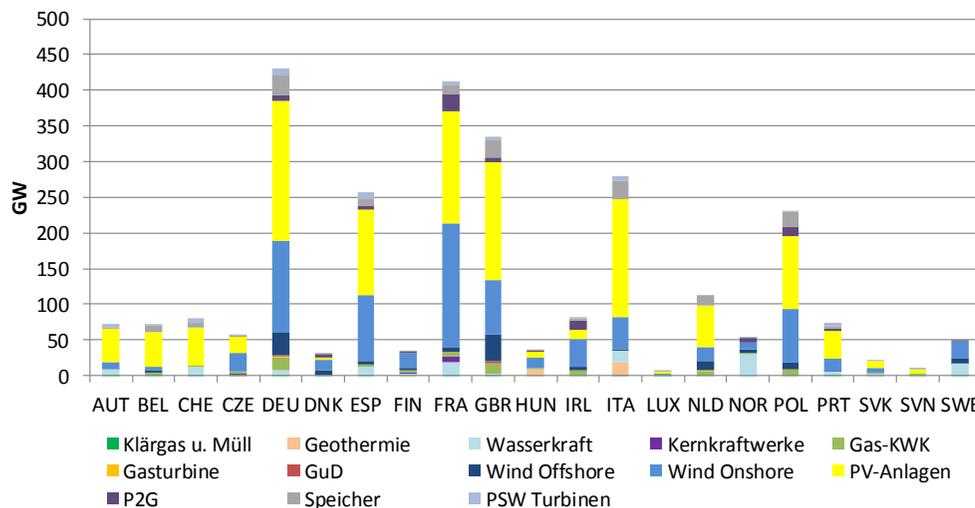


Abbildung 4-1: Installierte el. Leistungen im europäischen Strommarkt 2050

⁸ Modellspezifische Vereinfachungen sind der Verzicht auf Photovoltaik in NOR, SWE und FIN sowie die Abbildung von Geothermie in ITA und HUN (hier aufgrund eine Vorabanalyse zu den unwirtschaftlichen PV-Ressourcen einerseits und hohen Temperaturgradienten andererseits).

Bezogen auf die Stromerzeugung und den Stromverbrauch ergibt sich folgendes Bild.

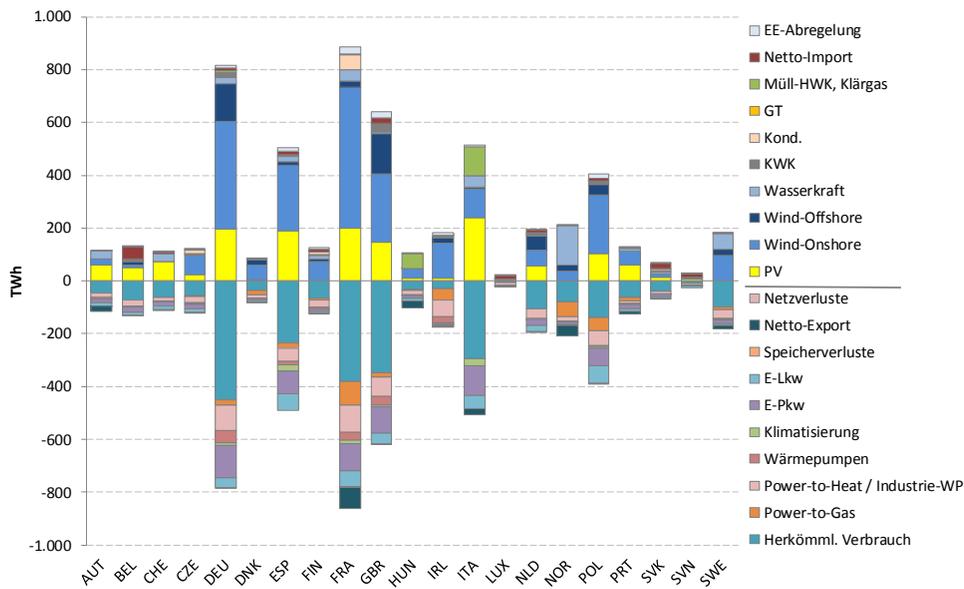


Abbildung 4-2: Energiebilanz Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ) der europäischen Länder im Zielszenario 2050

Deutschland weist hierbei in der Jahresbilanz einen Import von 125,7 TWh und einen Export von 116,7 TWh und damit einen **Nettoimport von 9 TWh** auf. Auch wenn der Nettoimport gering ist, gibt es doch hohe Leistungen die bei stündlicher Auflösung transportiert werden.

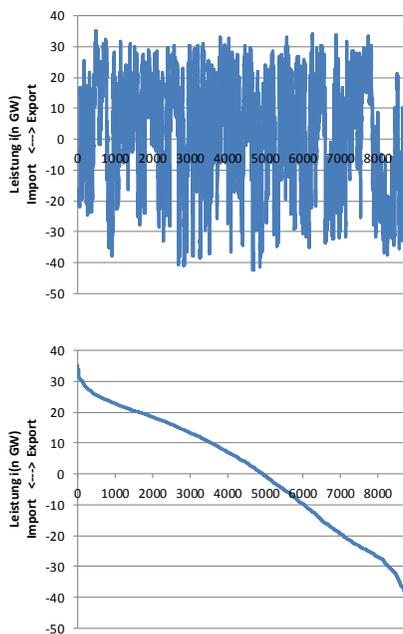


Abbildung 4-3: Stromhandel Deutschland 2050 – Nettostromimport (links) als Jahresverlauf und Jahresdauerlinie (in GW) - Summe Import/Export (rechts) je Grenze (in TWh/a)

Aussagen auf den notwendigen innerdeutschen Transport und Netzausbau lassen sich jedoch nicht daraus ableiten, da nicht bilanziert wird welcher Strom national verbraucht und welcher Stromanteil durchgeleitet wird. Grundsätzlich ist von relevanten Ausgleichseffekten des flexiblen Sektorkopplungsverbrauchs auszugehen. Die Jahressummen (TWh/a) des Imports und Exports an den Kuppelleistungen ist in Abbildung 4-3 darstellt.

Die Import-Exportzeitreihe des Basisszenarios wird für alle Sensitivitäten unterstellt, um Effekte einer geänderten Mobilität in Deutschland nicht über das Ausland auszugleichen, sondern diese in der nationalen Energie- und Leistungsbilanz auswerten zu können.

4.1.2 Basisszenario (hohe Flexibilität, Oberleitungsinfrastruktur)

Im Basisszenario mit hoher Flexibilität und Marktrestriktionen im Bereich Pkw/LNF aus Simulationslauf „Obergrenze E-Mobilität“ und im Bereich SNF aus der Literatur ergibt sich als kostenoptimales Szenario eine Investitionsentscheidung deren Leistungsbilanzen im Folgenden dargestellt sind. Hohe installierte Leistungen für PV mit 197,5 GW PV und 127,5 GW Wind Onshore. Wind Offshore wird entsprechend der unterstellten Mindestleistung von 32,5 GW ausgebaut. Second-life-Batteriespeicher (zum größeren Teil als 4 h Batteriekapazität) machen 27,3 GW aus. Nationale PtG-Anlagen haben bei den unterstellten PtX-Importpreisen, zu denen sie im Wettbewerb stehen, ein ökonomisches Potenzial (vor allem auf Basis der relevanten Anteile von „Überschussstrom“) von 7,3 GW. Nicht dargestellt sind hier unterstellte Bestandsanlagen für Pumpspeicherkraftwerke, Müllheizkraftwerke und Klärgasanlagen.

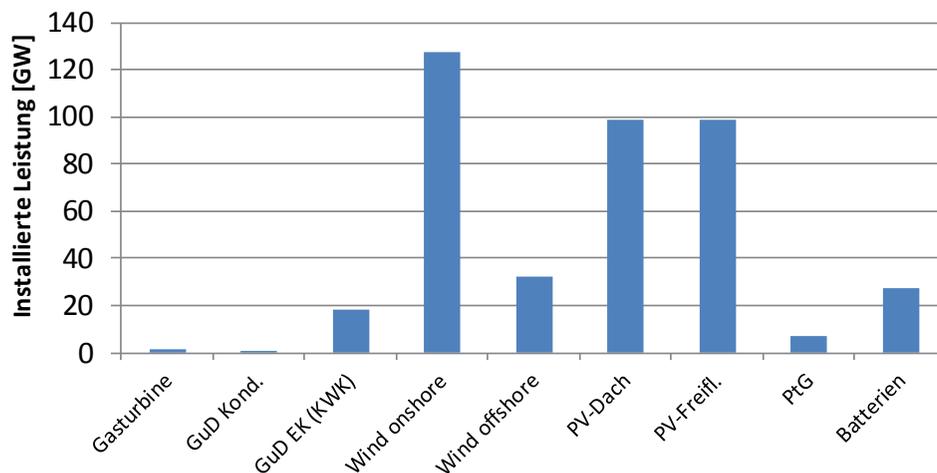


Abbildung 4-4: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher im Basisszenario 2050

Der Anlageneinsatz dieser installierten Leistungen führt zu einer **Jahresstrombilanz (Nettostromerzeugung = Nettostromverbrauch zzgl. Netz- und Speicherverluste) von 809,8 TWh/a**. Der Bereich Pkw/LNF weist dabei einen Stromverbrauch von 121,5 TWh auf und der Bereich SNF 40,2 TWh. Für Schienenverkehr und ÖPNV fallen weitere 18,6 TWh an (Inputdaten), so dass der **Verkehr in Summe einen direkten Stromverbrauch von 180,3 TWh aufweist**.

Einem Stromverbrauch von 25,2 TWh in PtG-Anlagen und damit einer Gaserzeugung von 14,9 TWh steht ein PtX-Verbrauch von 720 TWh (inkl. internationalen Verkehr und nichtenergetischen Verbrauch der chemischen Industrie) mit einer notwendigen Stromerzeugung im Ausland von ca. 1.500 TWh gegenüber (siehe Abschnitt 4.3). Die hohe Flexibilität des Gesamtsystems (ohne mögliche innerdeutsche Netzengpässe) zeigt sich auch darin, dass thermische Kraftwerke nur noch 29,4 TWh der Stromerzeugung ausmachen. Die abgeregelte EE-Stromerzeugung ist dagegen mit 12,2 TWh sehr gering.

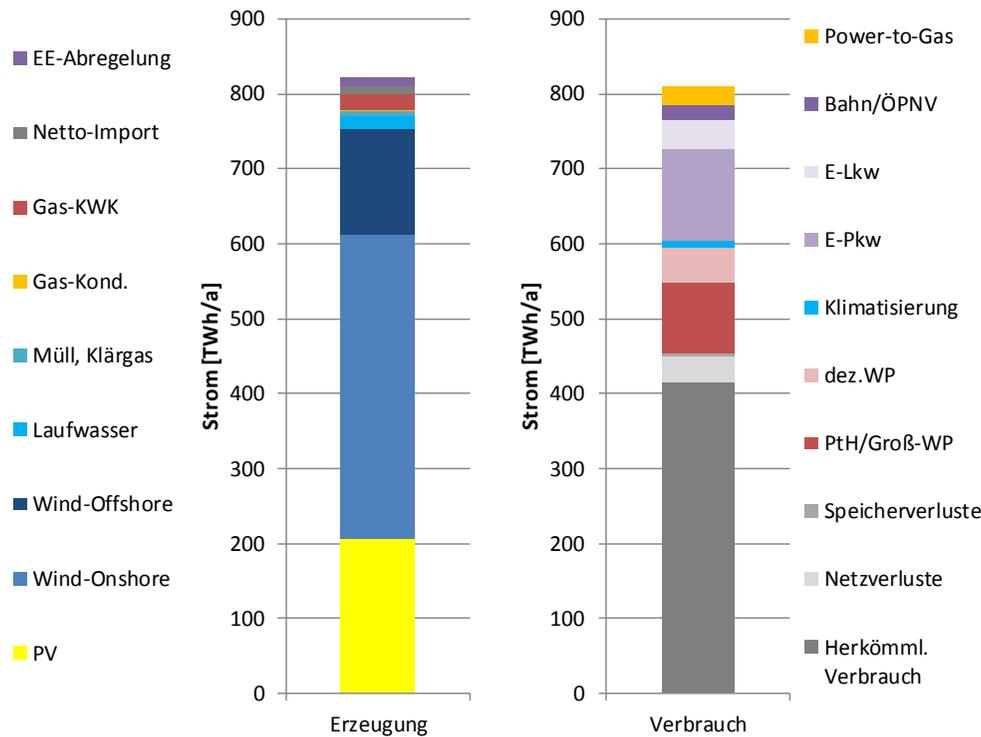


Abbildung 4-5: Strombilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Basisszenario 2050

Die kostenminimale Deckung der Straßenverkehrsnachfrage ist eine Optimierung innerhalb der unterstellten Potenzialrestriktionen. Entsprechend zeigen sich noch gewisse Mindestleistungen von konventionellen Antrieben. **Im Pkw/LNF-Bereich werden die Potenziale der Elektromobilität ausgeschöpft und es wird kein Gas oder H₂ eingesetzt.** Heterogener ist dagegen der SNF-Bereich. Hier zeigt sich aber eine Dominanz von BEV und OH-Lkw. Das zu moderaten Kosten verfügbare PtL wird dagegen insbesondere im Bereich der Hybrid-Fahrzeuge für den nicht-elektrischen Fahranteil und im Nischenmarkt mittlere SNF (12-28 t) eingesetzt. Wasserstoff ist nur zu geringen Anteilen im Teilbereich kleiner SNF (3,5-12 t) vertreten.

Hauptsegmente am Verkehrsaufkommen sind aber der Bereich mittlere Pkw >14.000 km/a mit 38% des betrachteten Personenverkehrs (Mrd. Pkm) als BEV und die Last- und Sattelzüge mit 95% des betrachteten Güterverkehrs (Mrd. tkm) hauptsächlich als OH-Lkw.

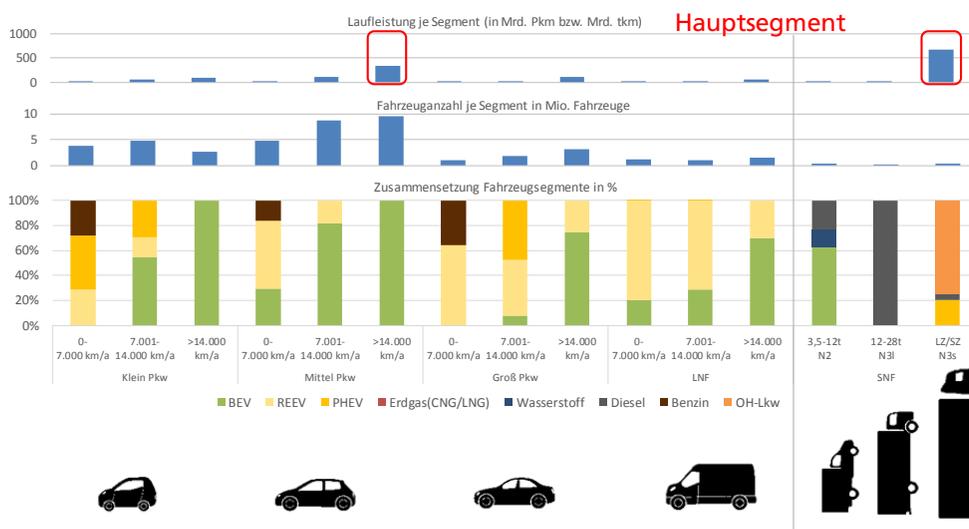


Abbildung 4-6: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Basisszenario 2050

Im Vergleich dazu wird im Folgenden ein zusätzlicher Simulationslauf ohne Potenzialrestriktionen oder Bestandsfahrzeuge, die sich aus dem Hochlauf ergeben („grüne Wiese“), dargestellt. Dabei wird deutlich, dass innerhalb der Pkw/LNF Fahrzeuge mit einer Laufleistung <14.000 km/a als REEV (inkl. PtL-Nutzung) ausgeprägt werden. Fahrzeuge > 14.000 km/a werden dagegen, bis auf eine Ausnahme für große Pkw, als BEV ausgeprägt. PHEV spielen keine Rolle.



Abbildung 4-7: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Basisszenario 2050 ohne Potenzialrestriktionen (grüne Wiese)

Die Optimierung jedes Fahrzeugsegmentes innerhalb unterstellter Potenzialrestriktionen ist ein reines Modellergebnis, das im Fahrzeugbereich ohne Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Fahrzeugsegmenten berechnet wird. **Teilweise bleiben offene Fragen** bei SNF zur Begrenzungen Modellapalette für Fahrzeughersteller oder gekoppelten Nutzung der Infrastruktur über Teilmärkte, insbesondere hinsichtlich eines **Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur nur für Nischenmärkte** oder einer **OH-Lkw-Nutzung im mittleren Marktsegment (12-28 t), wenn die Infrastruktur vom Hauptsegment der Last-und Sattelzüge getragen würde.**

Ein weiterer offener Punkt ist die mögliche Rolle von Zweitwagen. Gerade im Bereich kleiner Pkw <7.000 km/a ist es denkbar, dass BEV-Fahrzeuge mit deutlich kleinerer Batterie als die hier unterstellte Normreichweite von 500 km wirtschaftlich sein können.

4.1.3 Vergleich von Sensitivitäten zur Ausprägung des Verkehrs

Im Folgenden werden die Sensitivitäten gegenüber dem Basisszenario verglichen:

- -Flex → eingeschränkte Flexibilität von E-Pkw/LNF (BEV, PHEV, REEV) und E-Lkw (BEV, PHEV)
- -OH-Lkw → keine Verfügbarkeit Infrastruktur für OH-Lkw
- -OH-Lkw-Flex → kein OH-Lkw / eingeschränkte Flex
- +V2G → zusätzlich Option der Rückspeisung bei Pkw/LNF

Bezogen auf die Anteile (Anzahl Fahrzeuge) an den jeweiligen Fahrzeugsegmenten ergeben sich folgende Auswirkungen. **Insbesondere im Bereich der Flexibilität zeigen sich Rückwirkungen aus dem Energieversorgungssystem einer dann weniger günstigen oder je nach Sensitivität besseren Strombereitstellung für den Verkehrsbereich.**

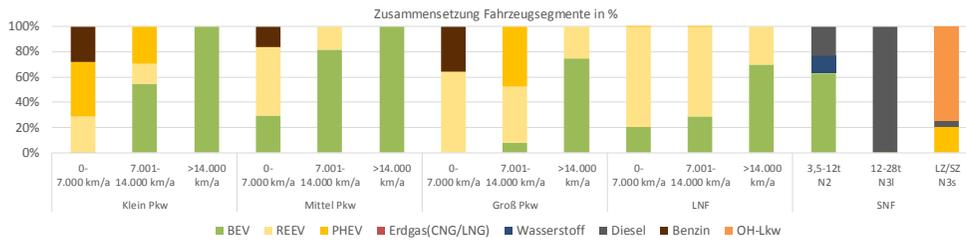
- Bei geringer Flexibilität kommt es zu höheren Anteilen an REEV statt BEV im Bereich Pkw/LNF und dem Einsatz von Brennstoffzellen-Antrieben statt batterieelektrischen Lkw im Bereich SNF.
- Wenn keine Infrastruktur für OH-Lkw aufgebaut würde, wird dieses Marktsegment durch flexible PHEV-Lkw ersetzt werden.
- Wenn beide Maßnahmen kombiniert werden (50% weniger Flexibilität, keine Oberleitungsinfrastruktur) ergibt sich ein zusätzlicher Effekt, dass ein inflexiblerer PHEV-Lkw nicht mehr gegenüber einem Brennstoffzellen-Lkw konkurrenzfähig ist.

- Wenn V2G eine zusätzliche Flexibilitätsoption würde, gewinnen bei Pkw die BEV-Fahrzeuge im Bereich von Fahrleistungen < 7.000 km/a (hier konkret kleine Pkw), welche höhere Freiheitsgrade für die Batterienutzung aufweisen, an Bedeutung.

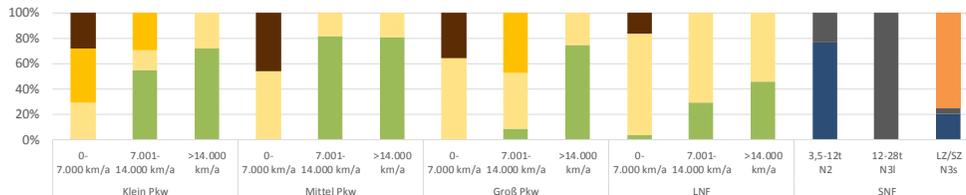
In allen Sensitivitäten 2050 spielt die Nutzung von Erdgas keine Rolle. Dies ist darauf zurück zu führen, dass die Fahrzeugkosten und der Kraftstoffverbrauch vergleichbar zu Diesel- und Benzinfahrzeugen sind. **In einer langfristigen CO₂-neutralen Welt weist der erneuerbare Brennstoff synthetischer Gase gegenüber synthetischen flüssigen Kraftstoffen keinen Emissionsvorteil auf** und die Kraftstoffgestehungskosten von PtG-Importen und PtL-Importen sind auf einem vergleichbaren Niveau.

Hingegen zeigt sich in separaten Betrachtungen zum TCO der einzelnen Fahrzeuge im Bereich der SNF, dass der Kostenunterschied zwischen Diesel-PtL und Brennstoffzellenfahrzeugen auf Basis von LH₂-Importen relativ gering ist. Wenn die unterstellten beachtlichen notwendigen Lernkurven für Brennstoffzellenfahrzeuge durchschritten würden, hängt die Wirtschaftlichkeit vor allem von den anzunehmenden Kosten eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes ab und kann in Summe auch langfristig aufgrund des Effizienzvorteils günstiger als PtL sein. Im Pkw/LNF-Bereich sind die TCO für Brennstoffzellenfahrzeuge jedoch auch unter den langfristig günstigen Bedingungen nicht wirtschaftlich. Da im Bereich Pkw/LNF und LS/SZ keine Wirtschaftlichkeit für Brennstoffzellen-Fahrzeuge gegenüber der Elektromobilität besteht, wären in der Konsequenz einer zu geringen Wasserstoffnachfrage die Kosten Wasserstoffinfrastruktur bezogen auf den spezifischen Verbrauch höher anzusetzen, als in den Inputdaten angenommen. Des Weiteren wurden Weiterentwicklungen des Oberleitungs-Lkw wie das Konzept eines vollelektrischen OH-BEV-Lkw nicht berücksichtigt. Dieses Konzept weist eine kleinere Batterie auf, als die derzeit ebenfalls diskutierten aber an dieser Stelle auch nicht berücksichtigten BEV-Lkw im Bereich SNF 12-28t und LS/SZ. Durch den 100%-igen elektrischen Fahranteil der OH-BEV-Lkw könnte sich eine andere Wirtschaftlichkeit auch im Marktsegment SNF 12-28t ergeben.

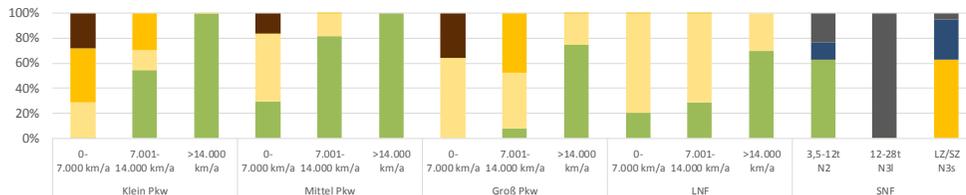
Basis



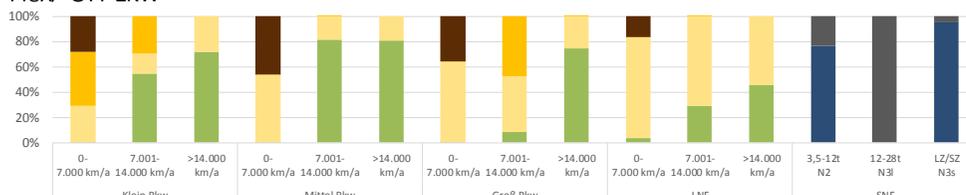
-Flex



-OH-Lkw



-Flex/-OH-Lkw



+V2G

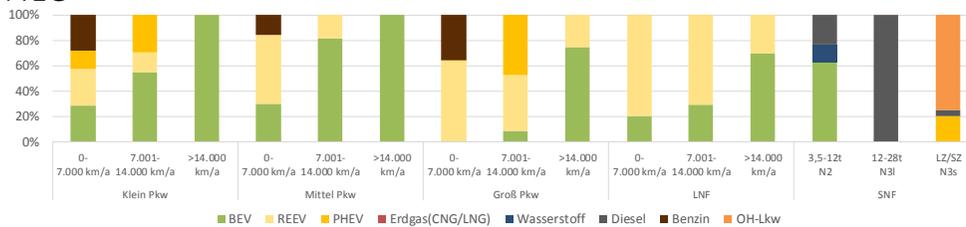


Abbildung 4-8: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Sensitivitäten 2050

Der Blick auf die Ergebnisse zu PtX-Importen für den nationalen Verkehr und die Energiewirtschaft, Industrie und Gebäudewärme (aber ohne intern. Verkehr und nichtenergetischen Verbrauch der chemischen Industrie) zeigt deutliche Differenzen von minimal 172,3 TWh („+V2G“) bis maximal 236,7 TWh („-Flex-OH“).

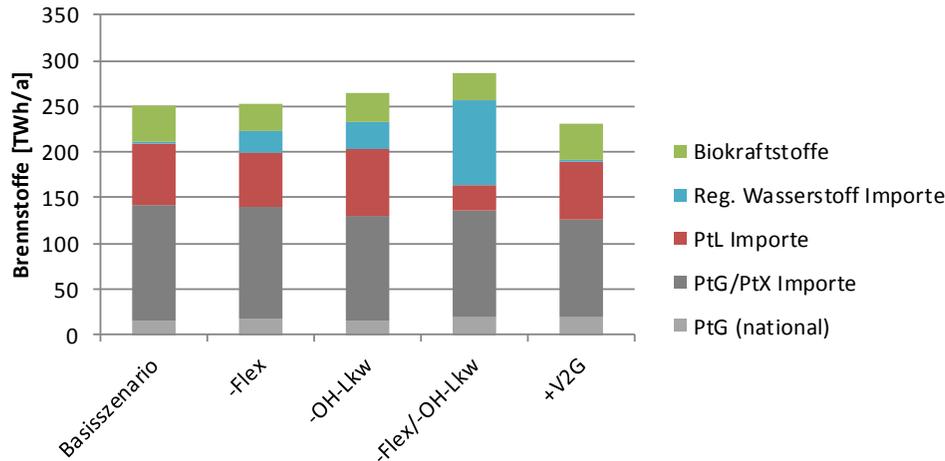


Abbildung 4-9: Kraftstoffverbrauch im nationalen Verkehr (Bio, H₂, PtL) – außerhalb des Verkehrs PtG-Importe/nationale PtG-Erzeugung– Sensitivitäten 2050

In der Jahresstrombilanz zeigt sich beim Vergleich der Sensitivitäten die stärkste Abweichung in den Varianten ohne OH-Lkw mit nur noch 781,5 TWh/a Nettostromerzeugung im Szenario „-Flex/-OH-Lkw“. Hier wird eine geringere nationale Stromerzeugung durch mehr PtL- und LH₂-Importe ersetzt. Die höchste Nettostromerzeugung resultiert im Szenario „+V2G“ mit 824,0 TWh/a (gegenüber 809,8 TWh/a) mit geringeren PtL- und LH₂-Importen.

Der Stromverbrauch für den Verkehr (inkl. Schienenverkehr und ÖPNV) ist in der Variante „+V2G“ nur etwas über dem Niveau des Basisszenarios mit 186,0 statt 180,3 TWh/a und liegt im Szenario „-OH-Lkw“ bei 144,2 TWh/a.

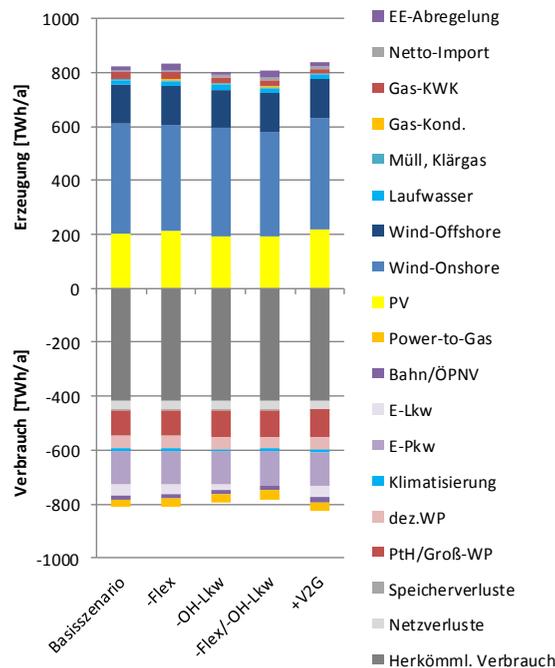


Abbildung 4-10: Strombilanz – Sensitivitäten 2050

Um die Effekte besser verstehen zu können ist im Folgenden nur noch die Differenz dargestellt. Wenn die Flexibilität geringer ist, dann werden ca. 12 TWh/a mehr EE-Strom abgeregelt. Andere Effekte erscheinen nicht selbst erklärlich, weil sie aus der Überlagerung verschiedener Einflüsse resultieren, insbesondere da in Summe mehr oder weniger EE-Strom erzeugt wird. „+V2G“ führt zu einer höheren Wind- und PV-Stromerzeugung und geringeren Erzeugung aus thermischen Kraftwerken. Hingegen kann die Stromnutzung im Bereich PtG und PtH erhöht werden.

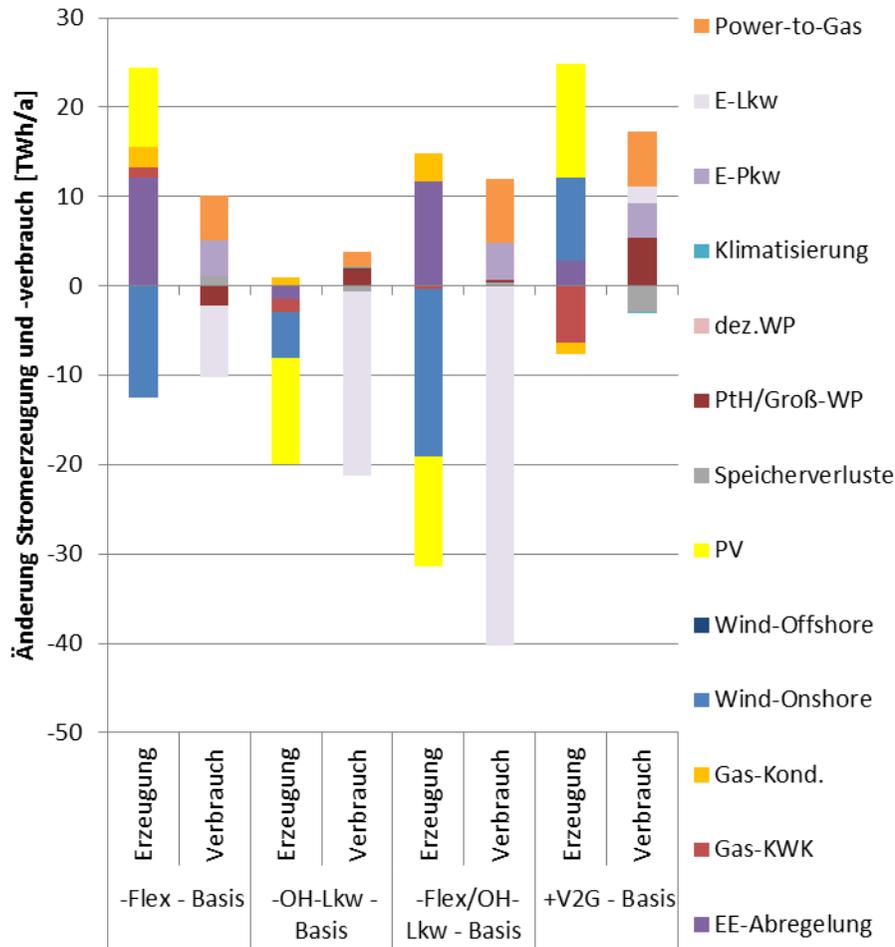


Abbildung 4-11: Strombilanz Differenzmengen – Sensitivitäten 2050

Mit Blick auf installierte Leistungen zeigen sich die stärksten Abweichungen bei Batteriespeicher und PV-Leistung entweder aufgrund erhöhter oder geringerer Flexibilität oder der reduzierten Stromnachfrage. Geringere Abweichungen zeigen sich bei Kraftwerken, Wind-Onshore oder PtG.

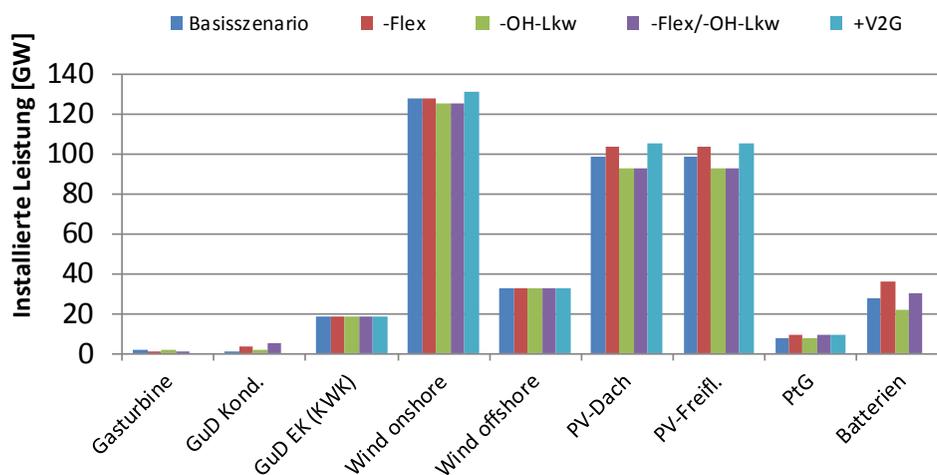


Abbildung 4-12: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten 2050

Deutlicher wird dies bei Betrachtung der Differenzleistungen. Diese betragen bei PV +12,3 GW („+V2G“) bis -12,1 („-Flex/-OH-Lkw“). Die Differenz beträgt bei Windkraft nur -3,7 bis - 2,2 GW) und reagiert weniger sensitiv. Batteriespeicher steigen in der Variante „-Flex“ auf 29,9 GW (+8,7 GW) und reduzieren sich in der Variante „+V2G“ auf 0 (-27,3 GW). Bei geringer Flexibilität werden mehr Kondensationskraftwerke und mehr GuD statt Gasturbinen benötigt (+3,3 GW im Szenario „-Flex/OH-Lkw“). Im Szenario „+V2G“ reduzieren sich Kondensationskraftwerke von 2,6 GW im Basisszenario auf 0.

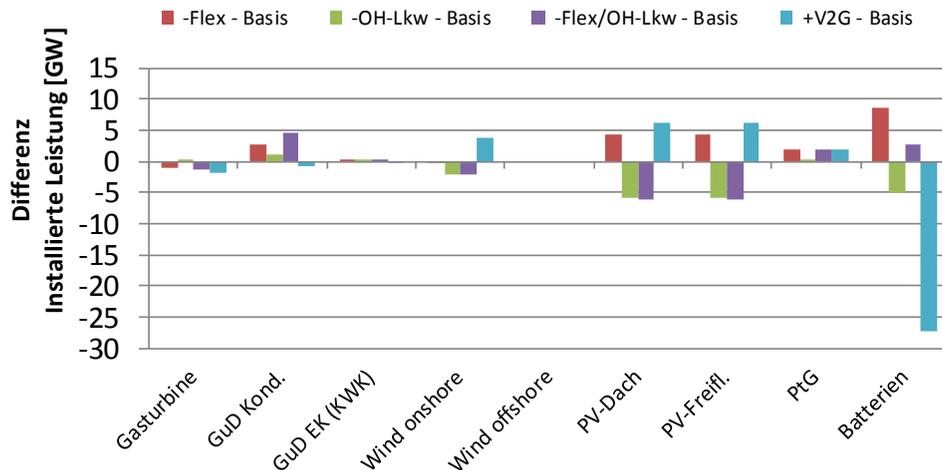


Abbildung 4-13: Differenz Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten 2050

4.2 Rückkopplung Verkehr und Energiesystem - Szenario 2030

Im Folgenden wird das Szenario 2030, welche für das Wetterjahr 2011 unter den Rahmenbedingungen des Zielszenario 2050 und der Bandbreiten der Pkw/LNF-Markthochläufe als kostenminimales Energieversorgungssystem ermittelt wurde, dargestellt.

4.2.1 Europäischer Rahmen

Die optimierten installierten Leistungen für Wind- und PV-Anlagen sowie neue Gas-Kondensations- und KWK-Kraftwerke sind in folgender Abbildung dargestellt. Dabei sind Mindestleistungen für EE-Anlagen in 2030 (auf Basis des Zielszenarios 2050) berücksichtigt, aber teilweise im Sinne einer **kostenminimalen Erreichbarkeit des unterstellten europäischen -45%-CO₂-Ziels** übererfüllt. Zudem sind bestehende Wasserkraftanlagen und Pumpspeicher sowie fossile Bestandskraftwerke entsprechend ihrer Sterbelinie berücksichtigt.

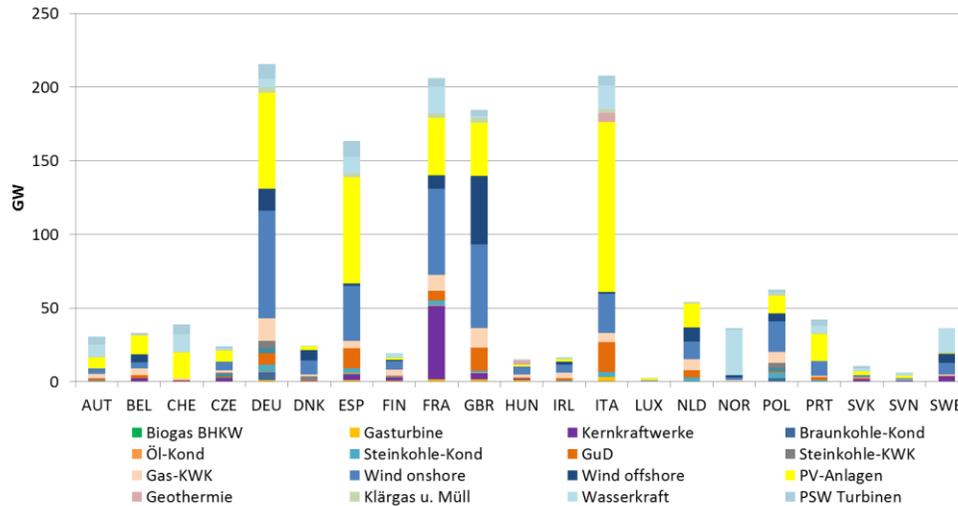


Abbildung 4-14: Installierte el. Leistungen im europäischen Strommarkt 2030

Analog wind im Folgenden die Strombilanz und Stromerzeugung dargestellt.

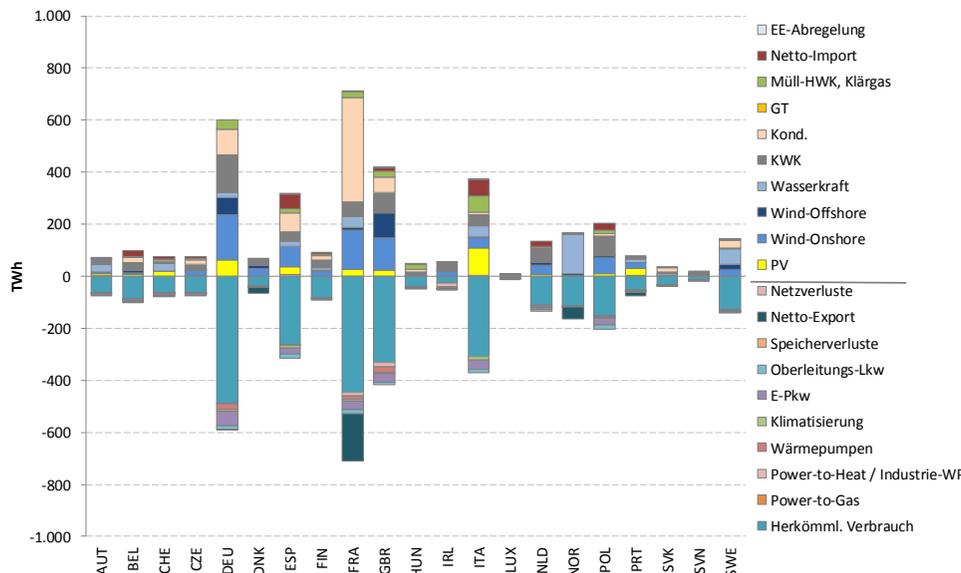


Abbildung 4-15: Energiebilanz Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ) der europäischen Länder im Zielszenario 2030

Aufgrund der genannten Widersprüchlichkeit des nationalen und europäischen Klimaziels wird durch die Annahmen ein **Nettostromimport/-export von 0 TWh** erreicht. Deutlich wird andererseits der hohe Nettostromexport von Frankreich auf Basis von Windkraft und Kernkraft. Die derart für das Basisszenario ermittelte Import-/Exportzeitreihe ist auch die Basis für alle Sensitivitätsrechnungen.

4.2.2 Basisszenario (hohe Flexibilität, Oberleitungsinfrastruktur)

Für Deutschland ist festzustellen, dass die unterstellten EE-Mindestleistungen, die sich aus dem Zielzustand 2050 für das Jahr 2030 ergeben, ausreichend sind um das Klimaziel zu erreichen. Für Batteriespeicher (First-Life) und PtG-Anlagen gibt es kein ökonomisches Potenzial.

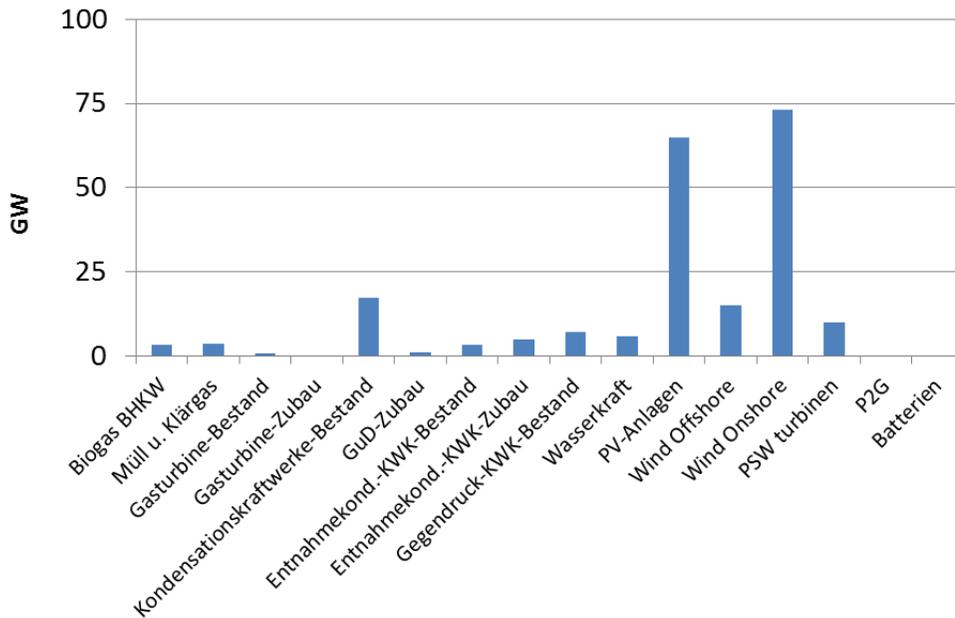


Abbildung 4-16: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher im Basisszenario 2030

Die zugehörige Strombilanz weist eine **Nettostromerzeugung von 600,1 TWh** auf. Eine EE-Stromabregelung ist aus Strommarktsicht vernachlässigbar. Braunkohle macht 57,6 TWh und Steinkohle 63,0 TWh der Stromerzeugung aus. **Elektromobilität beträgt 81,5 TWh** mit 59,5 TWh für Pkw/LNF, 8,1 TWh für SNF und 13,9 für Bahn und ÖPNV.

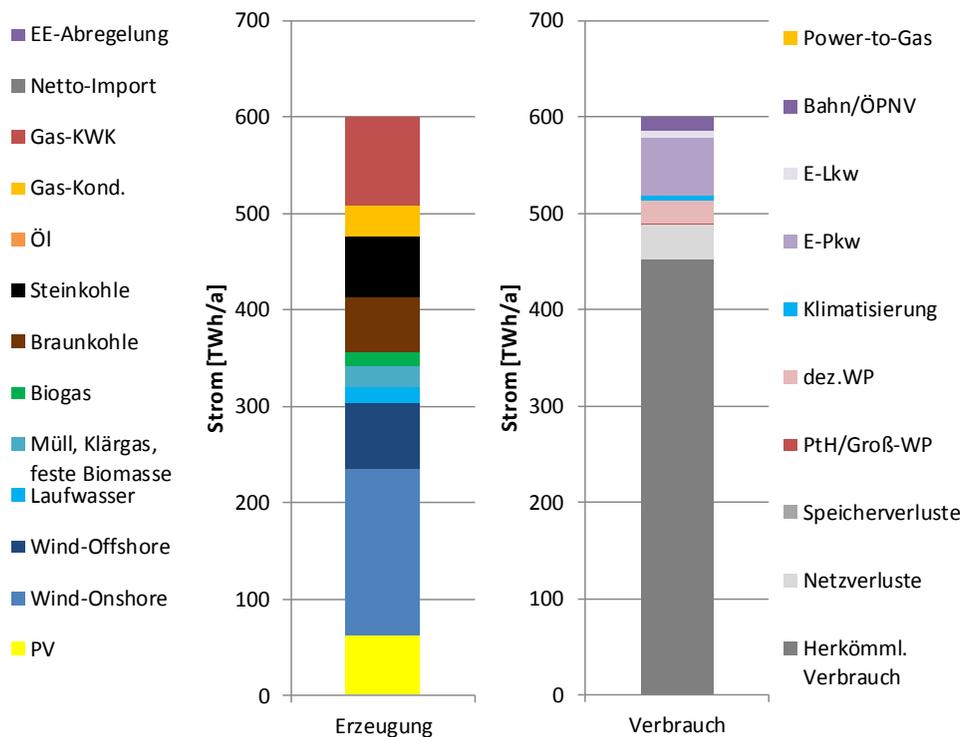


Abbildung 4-17: Strombilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Basisszenario 2030

Für den Verkehr wurde im ersten Iterationslauf deutlich, dass gerade im mittelfristigen Zeitbereich das Fahrzeugbestandsmodell im Pkw/LNF-Bereich zu abweichenden Ergebnissen wie das Energiesystemmodell SCOPE kommt. Dies betrifft die Summe der Fahrzeugkilometer durch Elektromobilität, welche auch bei einer Differenzierung in 3 Jahresfahrleistungsklassen immer noch im Bereich >14.000 km/a geringere

Fahrleistungen als im detaillierten Fahrzeugbestandsmodell aufweisen. Des Weiteren werden regulatorische Rahmendaten wie die reduzierte Energiesteuer für Diesel nicht abgebildet, mit dem Effekt dass in SCOPE weniger Dieselfahrzeuge ausgeprägt werden als im Fahrzeugbestandsmodell. Um diese Effekte zu kompensieren wurde im Marktsegment >14.000 km/a das Potenzial von alternativen Antrieben relativ um 15% erhöht, was absolut aber eine deutlich geringere Steigerung des Anteil an diesem Marktsegment ist. **Dabei wird deutlich wie anspruchsvoll das sektorale Klimaziel im Verkehr 2030 ist. So lässt sich das Klimaziel zwar auch ohne PtL-Importe erreichen, aber in einigen wenigen Marktsegmenten ist das ökonomische Potenzial von PtL auf einem vergleichbaren Wettbewerbsniveau wie Elektromobilität. In Summe werden im Basisszenario aber nur 2,1 TWh PtL importiert.**

Das optimierte Verkehrsszenario schöpft im Bereich von Jahresfahrleistungen >7.000 km/a die Potenziale für alternative Antriebe aus, bei leichten Unterschieden zwischen den Präferenzen von BEV, REEV, PEV und Erdgas (CNG) in den jeweiligen Marktsegmenten. Wasserstoff spielt keine Rolle. Unter <7.000 km/a sind alternative Antriebe nicht wirtschaftlich.

Im SNF-Bereich werden BEV, Erdgas (LNG) und OH-Lkw eingesetzt. PHEV-Lkw spielen keine Rolle. **Im Vergleich zu LNG ist der Emissionsvorteil des OH-Lkw deutlich höher, weist aber höhere Kosten für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur auf.** Da jedoch langfristig in 2050 kein Vorteil einer Gasnutzung im Verkehr festgestellt werden konnte, stellt sich die Frage, inwiefern der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur für LNG (welche im Vergleich zu CNG höheren Aufwand und Kosten verursacht) mittelfristig zielführend ist. Aus diesem Grund wurde eine zusätzliche Sensitivität ohne Verfügbarkeit einer LNG-Tankstelleninfrastruktur berechnet.

Auch an dieser Stelle muss in den Schlussfolgerungen berücksichtigt werden, dass das Konzept eines vollelektrischen OH-BEV-Lkw nicht berücksichtigt wurde. Durch den 100%-igen elektrischen Fahranteil der OH-BEV-Lkw könnte sich eine andere Wirtschaftlichkeit sowohl im Marktsegment SNF 12-28t als auch bei LZ/SZ ergeben.

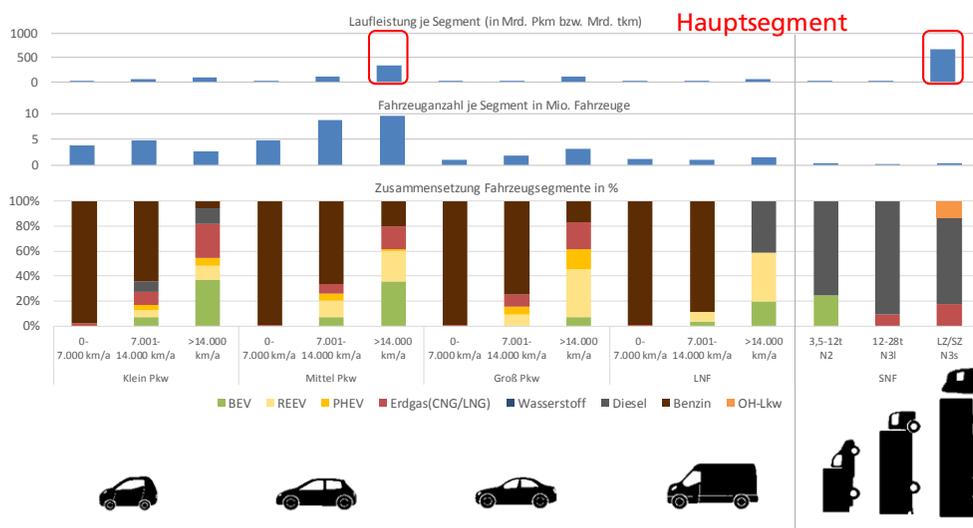


Abbildung 4-18: Anteile der Antriebstechnologien an der Fahrzeuganzahl in den einzelnen Teilmärkten – Basisszenario 2030

4.2.3 Vergleich von Sensitivitäten zur Ausprägung des Verkehrs

Im Folgenden sind die Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in den einzelnen Sensitivitäten dargestellt. Zusätzlich ist die Rolle von PtL-Importen im Bereich des inländischen Verkehrs, der notwendig ist das Sektorziel für den Verkehr in 2030 zu erreichen, in jeder Grafik genannt. **Die PtL-Importe variieren zwischen 0 und 12,3 TWh.**

Der Einfluss der Flexibilität auf die Auswahl der Antriebstechnologien ist gering, da das ambitionierte Sektorziel Verkehr die Elektromobilität ökonomisch bevorzugt und die Auswirkungen auf den Ausbau von Windkraft und PV aufgrund der Fixierung auf die EE-Mindestleistungen gering ist. Der Hauptunterschied ergibt sich bei einem Verzicht auf den Ausbau einer Oberleitungsinfrastruktur mit mehr LNG- und Diesel-Lkw und PtL-Importen. Auf der anderen Seite führt eine fehlende Infrastruktur für LNG als Brückentechnologie dazu, dass die Potenziale für OH-Lkw im Bereich der LS/SZ ausgeschöpft werden und dadurch mehr Emissionsbudget für Diesel-Lkw zur Verfügung ist.

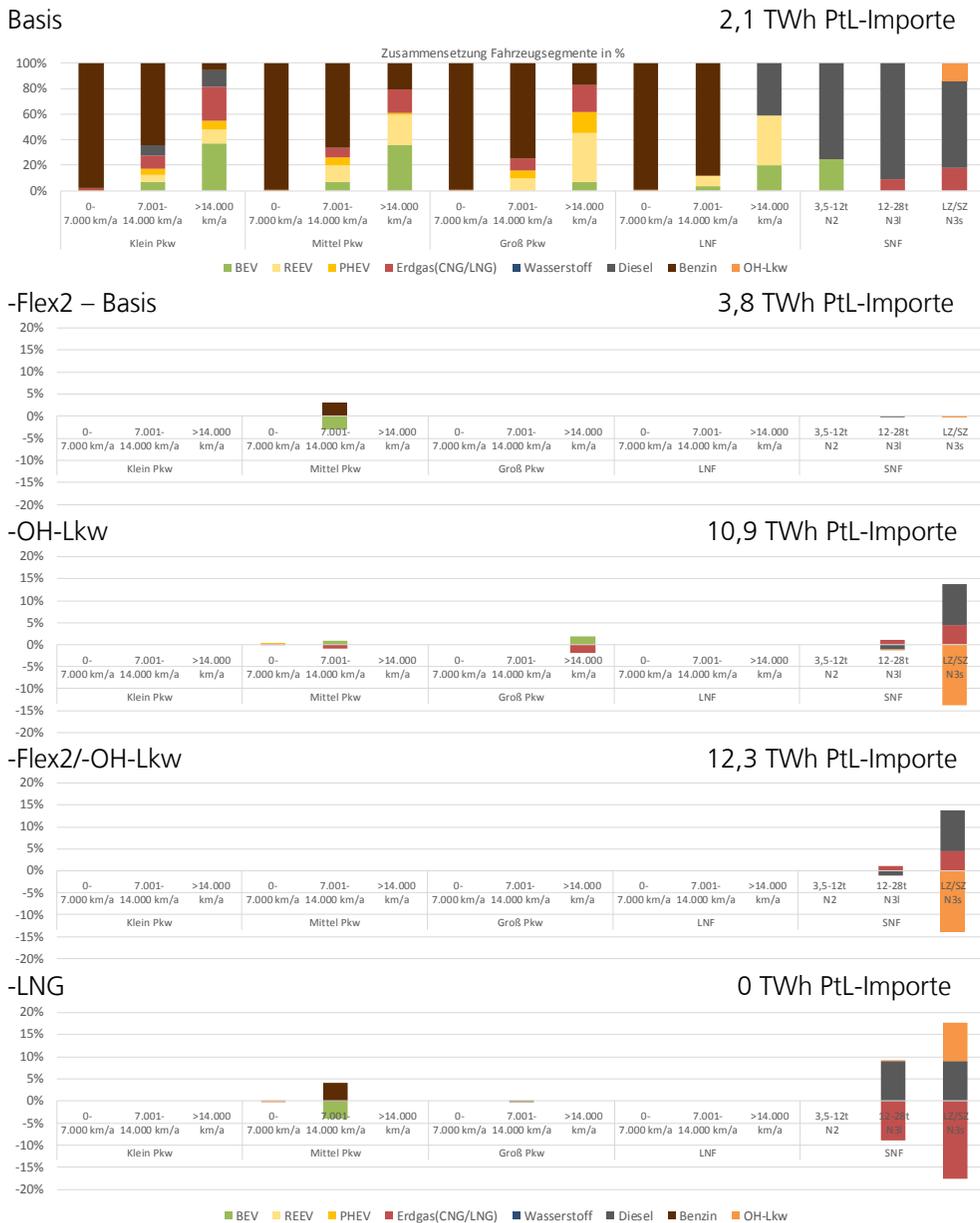


Abbildung 4-19: Differenzen der Anteile der Antriebstechnologien der Sensitivitäten 2030 zum Basisszenario, sowie Summe der PtL-Importe

Aufgrund des gleichen Klimaziels für den nationalen Verkehrssektor sind die Unterschiede im Kraftstoffbedarf zwischen den Sensitivitäten relativ gering. Sie variieren zwischen 439,9 TWh für „-LNG“ bis 459,1 TWh für „-Flex2/-OH-Lkw“.

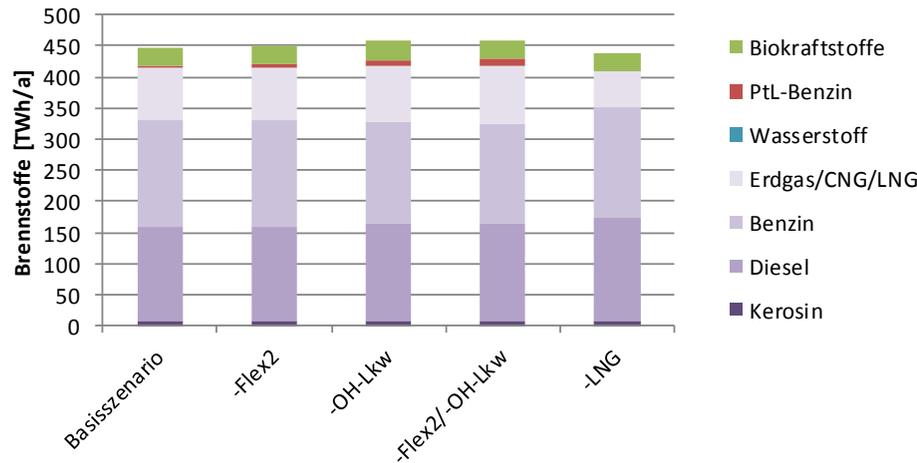


Abbildung 4-20: Kraftstoffverbrauch im nationalen Verkehr – Sensitivitäten 2030

Auch der Einfluss der Sensitivitäten auf die Stromerzeugung ist relativ gering wie folgende Abbildung zeigt.

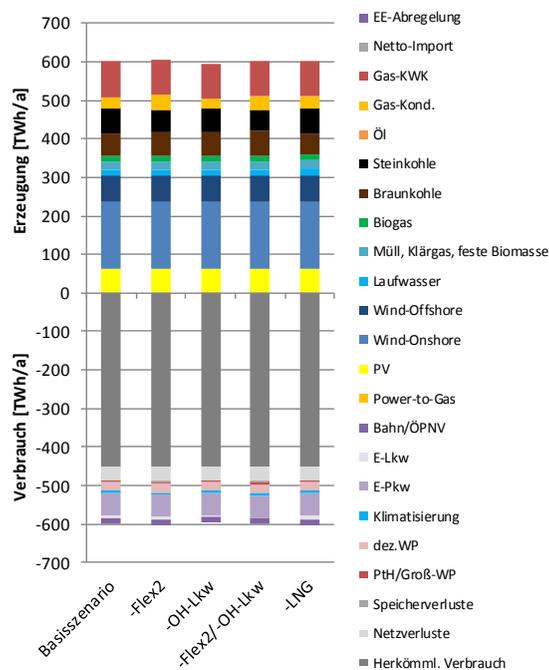


Abbildung 4-21: Strombilanz – Sensitivitäten 2030

Die höheren Anforderungen an das Energieversorgungssystem in den Varianten ohne Flexibilität der Stromnachfrage des Verkehrs führt dazu, dass **Ineffizienzen im Stromsystem** (z.B. weniger KWK-Stromerzeugung, mehr PtH-Stromnachfrage) **durch einen teilweisen Brennstoffwechsel von Kohleverstromung zur hocheffizienten GuD-Stromerzeugung kostengünstig ausgeglichen werden können um das Klimaziel zu erreichen**. Ein EE-Ausbau ist hierbei nicht notwendig bzw. teurer. Wenn aufgrund der fehlenden Oberleitungsinfrastruktur die Stromnachfrage sinkt, kann wiederum mehr Braunkohle-Strom eingesetzt werden.

Bei der Kombination von fehlender Flexibilität und fehlender Oberleitungsinfrastruktur kompensieren sich beide Effekte. Ein höherer PtH-Stromverbrauch gleicht den wegfallenden OH-Lkw-Stromverbrauch aus und der Brennstoffmix muss den reduzierten KWK-Strom ausgleichen.

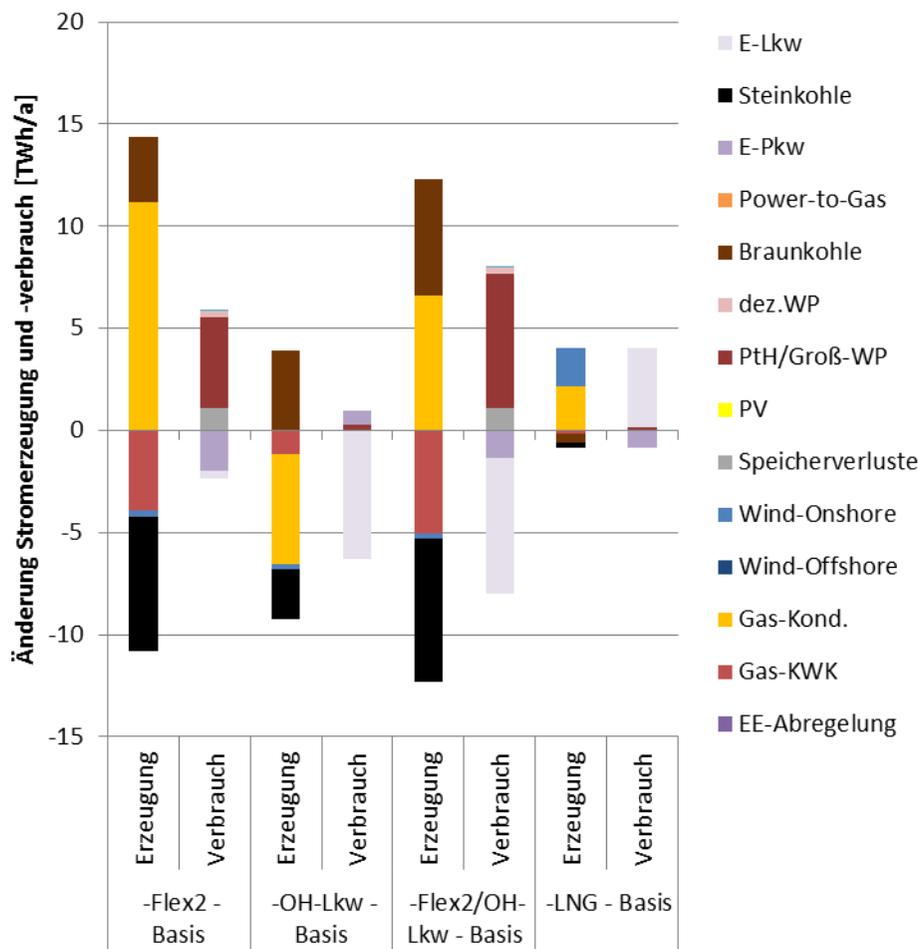


Abbildung 4-22: Änderung Stromerzeugung und -verbrauch – Sensitivitäten 2030

Bezüglich der Investitionsentscheidung für installierte Leistungen ergeben sich nur geringe Unterschiede. **Insbesondere bei der Versorgungssicherheit zeigt sich, dass ohne flexible E-Fahrzeuge mehr Gaskraftwerke installiert werden müssen in Höhe von ca. 7 GW.** Lediglich in der Variante „-LNG“ müssen 0,6 GW mehr Wind-Onshore zugebaut werden. Ansonsten werden nicht mehr als die Mindestleistungen für fluktuierende EE-Anlagen zugebaut um das Klimaziel zu erreichen.

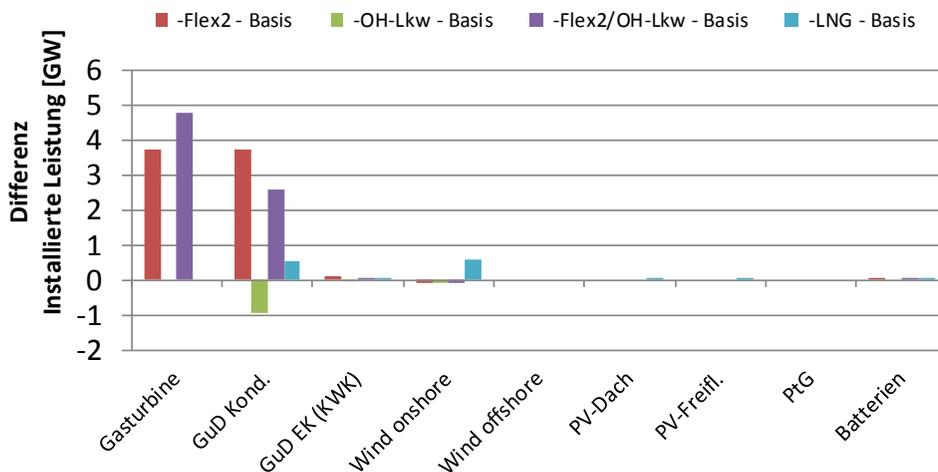


Abbildung 4-23: Differenz Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten 2030

4.3 Betrachtungen zum Entwicklungspfad

Aus der Simulation der beiden Stützjahre 2050 und 2030 können für das Basisszenario Schlussfolgerungen hinsichtlich der Entwicklungspfade bei PtX-Importen und EE-Ausbau gezogen werden.

4.3.1 Internationale Bereitstellung von PtX

Zusätzlich zu den Analysen zum nationalen Verkehr fallen weitere Brennstoffbedarfe im internationalen Verkehr (siehe Abbildung 3-8) und im nichtenergetischen Verbrauch der chemischen Industrie an. **Langfristig macht der PtL-Import in dieser Effizienzstrategie für den nationalen Verkehr in den Szenarioannahmen mit 68,4 TWh nur 9,5% an der Summe der PtX-Importe von 720 TWh aus.** Die dafür notwendige Stromerzeugung wäre in Summe mit ca. 1.500 TWh ca. 85% höher als der nationale Stromverbrauch.

Gegenüber den Ergebnissen im Vorgängerbericht dieses Forschungsprojektes ergeben sich aufgrund der geänderten Annahmen ca. 100 TWh höhere PtX-Importe (insbesondere im Bereich Industrieprozesswärme- und Gebäudewärmebereitstellung, mit Abweichungen zur Biomasseallokation zwischen beiden Sektoren und der Einführung innovativer Verfahren in der Industrie) (Fraunhofer IWES 2017a). Für beide Zahlen gilt der Hinweis, dass die Höhe des nichtenergetischen Verbrauchs im Jahre 2050 eine hohe Unsicherheit aufweist und an dieser Stelle mögliche Effekte von Recycling, Kaskadennutzung von Biomasse oder Wirtschaftswachstum nicht bewertet wurden und der nichtenergetische Verbrauch der chemischen Industrie auch geringer ausfallen kann.

Ein möglicher Markthochlauf ist im Folgenden schematisch skizziert. Dabei ist einerseits zu berücksichtigen, dass der Aufbau einer derartigen Infrastruktur in Hinblick auf mögliche Zuwachsraten und langfristig gebundene Produktionskapazitäten für das Repowering von Altanlagen einen frühzeitigen Markthochlauf bedingt. Andererseits wird unterstellt, dass **die sich aus dem notwendigen Markthochlauf ergebenden PtX-Mengen bis zum Jahr 2030 ausschließlich im internationalen Verkehr eingesetzt werden wo keine Alternativen zur Dekarbonisierung bestehen.** Zur Erreichung des nationalen Sektorziels für den Verkehr ist der Einsatz von PtL bis 2030 noch nicht notwendig bzw. vernachlässigbar. Nach einem anfänglich langsameren Markthochlauf unter Durchschreiten von Lernkurven ist nach 2030 zu deutlich geringeren Kosten von einer Steigerung der jährlichen Zuwachsraten auszugehen. Langfristig wird der Marktzuwachs durch das Repowering von Altanlagen begrenzt.

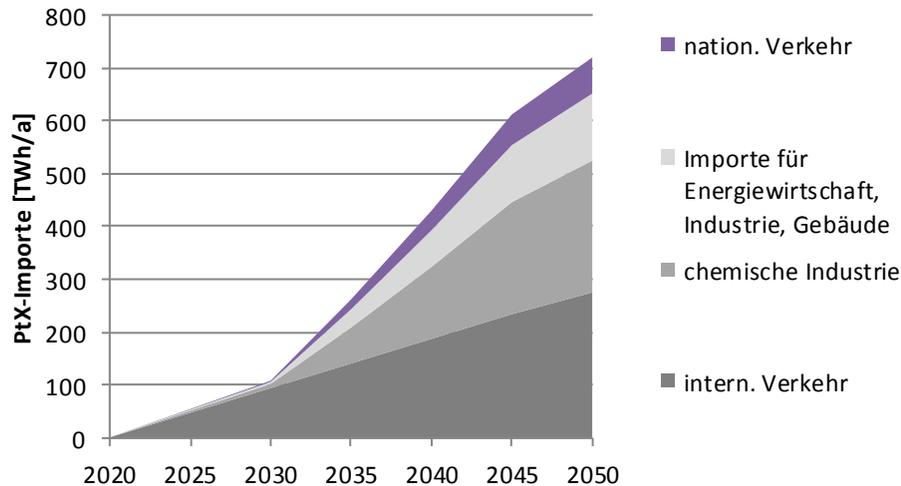


Abbildung 4-24:
Schematischer notwendiger
Ausbaupfad für die
Bereitstellung von PtX im
Ausland

4.3.2 EE-Ausbau

Wie auch für jedes andere europäische Land wurde in Deutschland der mögliche EE-Zubau mit Fokus auf Wind-Onshore und Photovoltaik innerhalb von möglichen Bandbreiten abgebildet, die sich aus dem Zielpunkt 2050 ergeben.

Für die nächsten Jahre ist der EE-Ausbau aufgrund des regulatorischen Rahmens und der erwartbaren Umsetzungen der Auktionsergebnisse relativ fixiert. Hierbei werden auch verzögerte zusätzliche Sonderausschreibung für PV und Wind-Onshore berücksichtigt, so dass **in Summe eine installierte Leistung von 59,07 GW für Wind-Onshore und 50,67 GW für PV Ende 2020 unterstellt** wird. Erst nach 2020 werden die Freiheitsgrade beim EE-Ausbau zunehmen.

Im Fall von Wind-Onshore bei einem Ausbauziel 2050 von 127,5 GW ergibt sich im langsamsten Ausbaupfad eine **Mindestleistung von 73 GW in 2030**. Dabei ist keine zwischenzeitliche Überbauung des langfristigen Absatzmarktes (Lebensdauer 20 Jahre) notwendig (maximal 6,4 GW/a). Damit verbunden wäre jedoch in den Zwischenjahren 2021-2026 eine Reduktion des Absatzmarktes nur auf den Repowering-Bereich, **was industriepolitische Fragen aufwerfen würde**. Stattdessen würde das Ziel der Bundesregierung eines EE-Anteils von 65% am Bruttostromverbrauch in 2030, z. B. einen Windkraftausbau auf 81,5 GW bedeuten (auf Basis des Szenariorahmens des NEP 2030 (2019) (BNetzA 2018), und damit zwischen der Ober- und Untergrenze des notwendigen Markthochlaufs liegen.

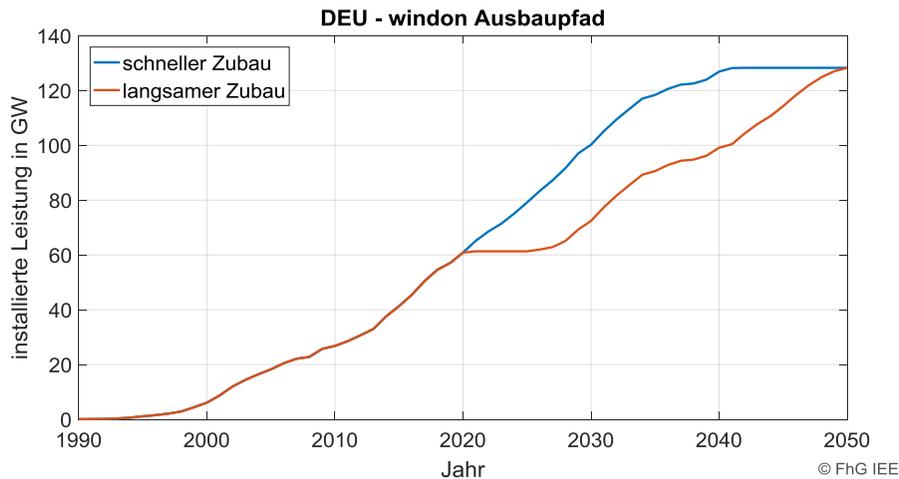


Abbildung 4-25: Bandbreiten der Entwicklung installierter Wind-Onshore-Leistungen in Deutschland 1990 bis 2050

Quelle: eigene Berechnung

Im Fall von Photovoltaik bei einem Ausbauziel 2050 von 197,5 GW ergibt sich im langsamsten Ausbaupfad eine **Mindestleistung von 65 GW in 2030**. Dabei ist eine zwischenzeitliche Überbauung des langfristigen Absatzmarktes (Lebensdauer 25 Jahre) von 15% notwendig (maximal 9,1 GW/a statt langfristig 7,9 GW/a). Auch hier würde das Ziel der Bundesregierung, eines EE-Anteils von 65% am Bruttostromverbrauch in 2030, einen deutlich höheren PV-Ausbau auf 82,5 GW bedeuten (eigene Berechnung auf Basis des ÜNB-Entwurfs des Szenariorahmens des NEP 2030 (2019) (50Hertz Transmission GmbH et al. 2018).

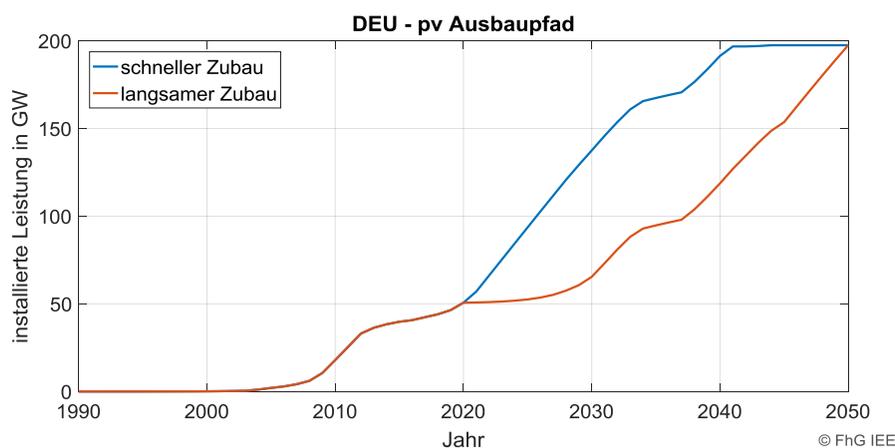


Abbildung 4-26: Bandbreiten der Entwicklung installierter Photovoltaik-Leistungen in Deutschland 1990 bis 2050 bei zwischenzeitlicher Überbauung des langfristigen Absatzmarktes um 15%

Quelle: eigene Berechnung

Für Offshore wird vereinfacht bis 2050 eine Fortschreibung des kontinuierlichen Ausbaus gemäß EEG von 0,8 GW/a unterstellt (geringere Freiheitsgrade aufgrund Netzanbindung, hohe Kosten für Netzanbindung gegenüber Akzeptanzvorteile im Vergleich zu Onshore-Wind).

Da die Erreichbarkeit des Klimaziels 2030 in Hinblick auf Zielerfüllung der anderen Sektorziele, teilweisen Kohleausstieg und Rückgang der Stromexporte im Strombereich einen EE-Ausbau in Höhe der Mindestleistungen bedarf, ergibt sich folgender Ausbaupfad. Im Vergleich dazu ist das **Ziel eines EE-Anteils von 65% am Bruttostromverbrauch dargestellt, welches auf den Annahmen des Szenariorahmens des NEP 2019 basiert**.

Der Szenariorahmen NEP 2019 ist mit den Berechnungen im Basisszenario dieser Studie nicht direkt vergleichbar. So weist es mehr Strom aus Biomasse aber einen geringeren Stromverbrauch im Vergleich zu den eigenen Berechnungen auf. Im Basisszenario führen die installierten Wind- und PV-Anlagen in Verbindung mit den weiteren

Annahmen und Simulationsergebnissen zu einem EE-Anteil von 57% am Bruttostromverbrauch und damit zu einer deutlichen Unterschreitung des Ziels der Bundesregierung.

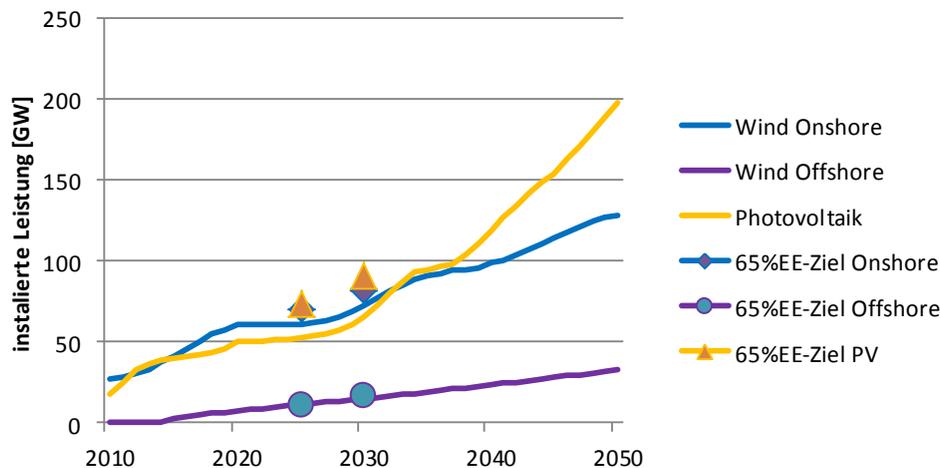


Abbildung 4-27: Entwicklung installierter EE-Leistungen in Deutschland 2010 bis 2050

Quelle: eigene Berechnung, sowie NEP-Daten nach 50Hertz Transmission GmbH et al. (2018)

4.4 Autarke Versorgung des Verkehr - Szenario 2050

Im Folgenden werden die ermittelten Ausprägungen des Verkehrssektors im Rahmen der Gesamtsystemoptimierung in Kapitel 4.1 sowohl für das Verkehrsbasiszenario als auch für alle Ergebnisse zu den Sensitivitäten hinsichtlich einer dazu kostenminimalen und autarken Energieversorgung bewertet.

Dies bedeutet ein Simulationslauf ohne Wärmenachfrage, ohne europäischen Binnenmarkt für Strom, ohne Wasserkraft und Müllheizkraftwerke und ohne herkömmlichen Stromverbrauch.

4.4.1 Basisszenario (hohe Flexibilität, Oberleitungsinfrastruktur)

Das Basisszenario entspricht dem Verkehrsszenario in Abbildung 4-6, kann sich aber in den elektrischen Fahranteilen einzelner Fahrzeuge im Anlageneinsatz unterscheiden. Zur Energieversorgung dieser Nachfrage ergibt sich als kostenoptimales Szenario eine Investitionsentscheidung deren Leistungsbilanzen im Folgenden dargestellt sind. Diese weisen hohe installierte Leistungen für PV mit 58,7 GW und 45,7 GW für Wind Onshore auf. **Im Vergleich zur Einbindung des Verkehrs in das Gesamtsystem sind die Verhältnisse von Wind und PV bei autarker Betrachtung vergleichbar**, und dass obwohl die Ausgleichseffekte gerade für Windkraft mit dem europäischen Ausland nicht berücksichtigt wurden.

Trotz der nationalen Betrachtung von Deutschland als Strom-Insel, sind die **benötigten Gaskraftwerksleistungen mit 2,4 GW sehr gering. Dies ist aber auch in Hinblick auf die hohen Speicherleistungen von 13 GW zu sehen**, welche zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung notwendig werden – trotz hoher unterstellter Flexibilität des Verkehrs. Auch in dieser Betrachtung zeigt sich ein **nationales ökonomisches Potenzial** für PtX-Anlagen (hier als PtG-bezeichnet, was aber **sowohl PtG-Anlagen für Gaskraftwerke als auch PtL-Anlagen für Kraftstoffe** beinhaltet). 5,4 GW sind bei diesem Stromaufkommen wirtschaftlich im Wettbewerb zu den unterstellten niedrigen PtL-Importpreisen. All diese Leistungen sind geringer bei Einbindung des Verkehrs in das Gesamtsystem, bewegen sich aber bei Batterien und PtX in vergleichbaren Größenordnungen aufgrund der Betrachtung von Deutschland als Strom-Insel.

Offshore- und KWK-Anlagen werden aufgrund hoher Netzanbindungskosten oder fehlender Wärmenachfrage nicht benötigt.

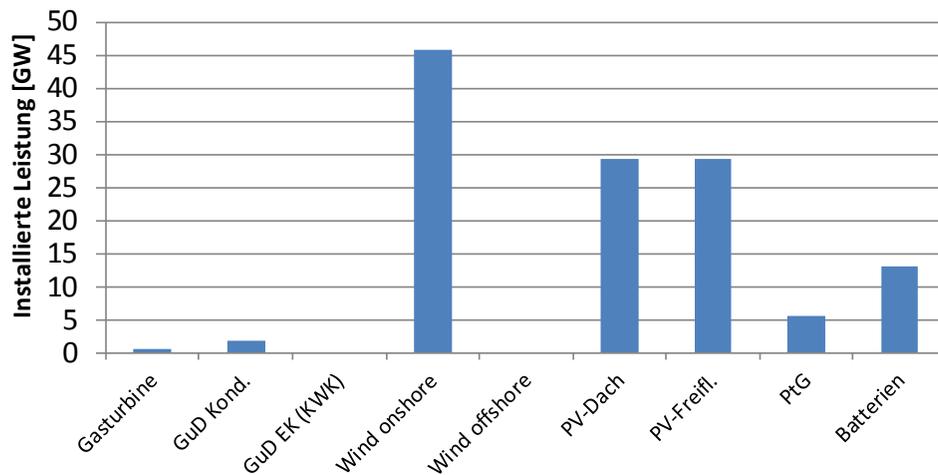


Abbildung 4-28: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher im Basisszenario Autarker Verkehr 2050

Der Anlageneinsatz dieser installierten Leistungen führt zu einer **Jahresstrombilanz (Nettostromerzeugung = Nettostromverbrauch zzgl. Speicherverluste) von 206,3 TWh/a** (Netzverluste wurden vernachlässigt). Der Bereich Pkw/LNF weist dabei mit einem Stromverbrauch von 121,3 TWh und der Bereich SNF mit 41,6 TWh fast den gleichen Wert wie in der Gesamtsystemrechnung auf. Für Schienenverkehr und ÖPNV fallen weitere 18,6 TWh an (Inputdaten), so dass der **Verkehr in Summe einen direkten Stromverbrauch von 181,5 TWh aufweist** (statt 180,3 TWh in der Gesamtsystemrechnung).

Einem Stromverbrauch von 24,2 TWh in PtG-/PtL-Anlagen (statt 25,2 TWh in der Gesamtsystemrechnung) und damit einer Gas- und Kraftstoffherzeugung von 14,3 TWh steht ein PtX-Verbrauch von 195,6 TWh für nationalen Verkehr sowie Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude bzw. von 720,4 TWh mit einer notwendigen Stromerzeugung im Ausland von im Summe ca. 1500 TWh gegenüber.

Die unterstellte sehr hohe Flexibilität des Verkehrs (in Verbindung mit stationären Second-Life-Batteriespeichern) zeigt sich auch darin, dass **thermische Kraftwerke nur 2,9 TWh** (statt 29,4 TWh in der Gesamtsystemrechnung) **der Stromerzeugung ausmachen. Dies ist umso bemerkenswerter, da dies ohne den europäischen Ausgleich und trotz des inflexiblen Stromverbrauchs der OH-Lkw (nur Lastabwurf) und der inflexiblen Anteile von Pkw/LNF (20% BEV, 40% REEV/PHEV) und des gesamten Schienen- und ÖPNV (keine Flexibilität) möglich erscheint.** Die abgeregelte EE-Stromerzeugung ist dagegen mit 10,7 TWh (statt 12,2 TWh in der Gesamtsystemrechnung) aufgrund der nationalen Betrachtung absolut hoch aber mit 5% der EE-Erzeugung noch relativ gering.

Insbesondere BEV-Pkw mit hohen Reichweiten (500 km bezogen auf den Normzyklus) weisen unter den Modellannahmen mit perfekter Voraussicht in einer Jahresplanung und ohne Berücksichtigung von Selbstentladung eine sehr hohe Flexibilität auf, die auch kritisch zu hinterfragen ist. In einer nachgelagerten Strommarktsimulation als rollierende Planung würde dieser Modelleffekt nicht in dieser Form auftreten. Im Rahmen dieses Projektes wurde diese mögliche Modellkopplung aber nicht durchgeführt. Aber auch in den Sensitivitätsrechnungen mit stark reduzierter Flexibilität sind die grundsätzlichen Ergebnisse robust.

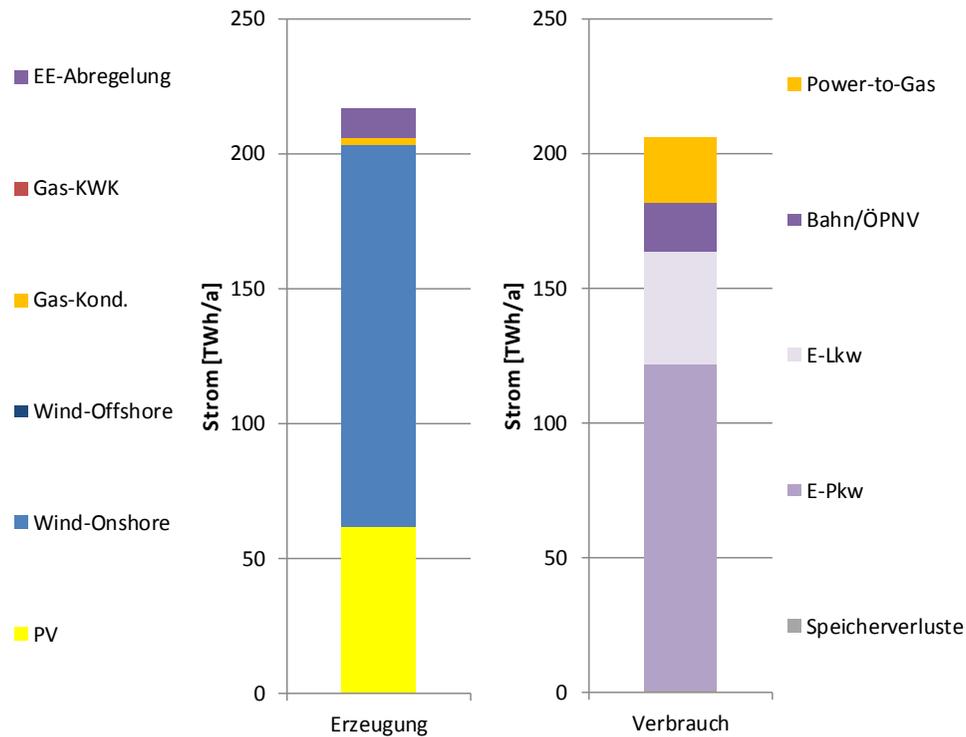


Abbildung 4-29: Strombilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Basisszenario Autarker Verkehr 2050

Das Zusammenwirken der Komponenten im Strommarkt wird in folgenden Zeitreihen deutlich. Abregelung tritt dabei insbesondere bei deutschlandweiten Starkwind-Phasen auf, während Gaskraftwerke in Zeiten geringer Winderzeugung im Winter zum Einsatz kommen.

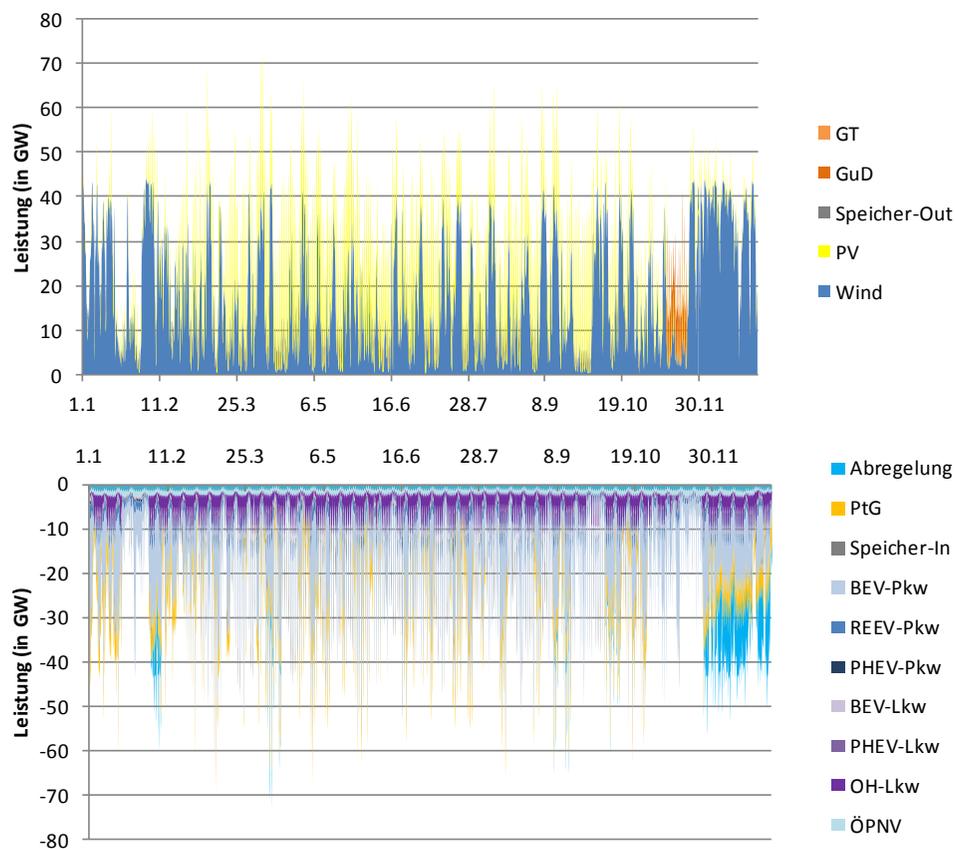


Abbildung 4-30: Stromerzeugung (oben) und -verbrauch (unten) – Jahresverlauf Verkehr autark 2050

Im Folgenden ist ein 2-Wochenverlauf im Frühling mit einer starken Windwoche und anschließender PV-Woche dargestellt.

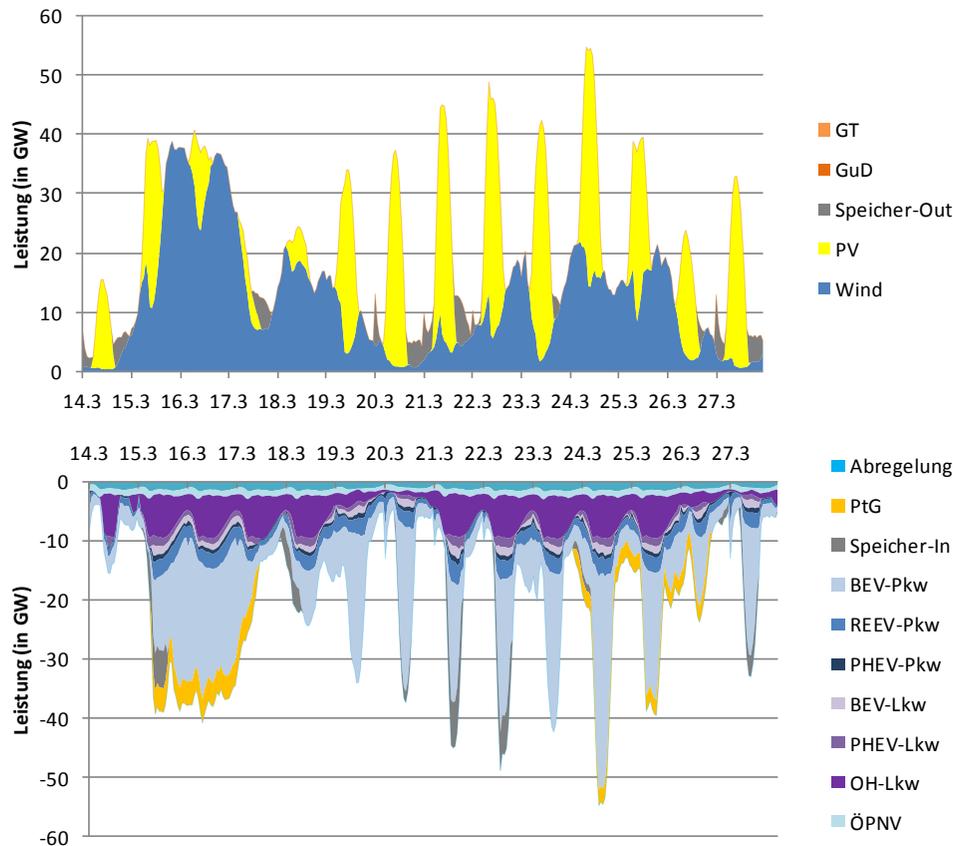


Abbildung 4-31:
Stromerzeugung (oben) und
-verbrauch (unten) – 2-
Wochenverlauf Verkehr
autark 2050

Im Vergleich dazu wird im Folgenden der Einsatz des selben Verkehrsszenarios im gesamten Energieversorgungssystem (Basisszenario 2050 aus Abschnitt 4.1.2) für die gleichen zwei Wochen dargestellt. Hier zeigt sich, dass der genannte modellspezifische Effekt der Jahresplanung geringer ist. Dafür werden im Gesamtsystem mehr Leistungsspitzen abgerufen, da diese kurzfristige Flexibilität aus dem Verkehr heraus für das Energiesystem an Bedeutung gewinnt. In der Interpretation lässt dies den Schluss zu, dass **für den Verkehr tendenziell auch höhere Anteile PV gegenüber Wind zu einer wirtschaftlichen Versorgung führen könnten.**

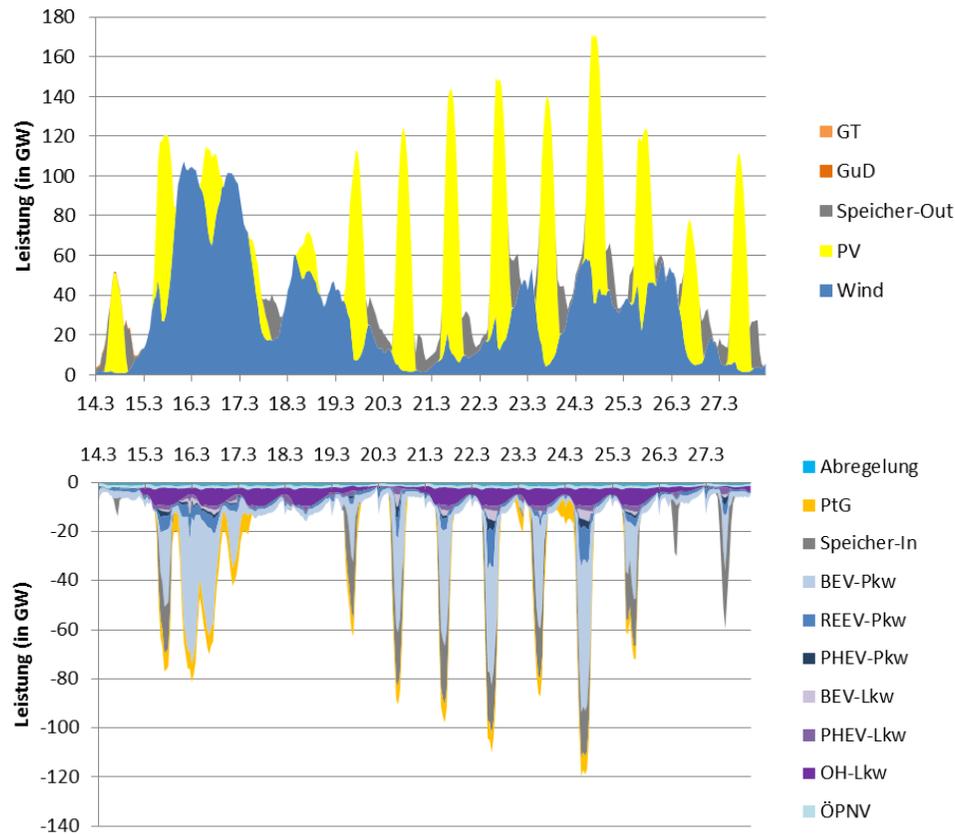


Abbildung 4-32:
Stromerzeugung (oben) und
-verbrauch (unten) – 2-
Wochenverlauf Verkehr im
Gesamtsystem 2020

4.4.2 Vergleich von Sensitivitäten zur Ausprägung des Verkehrs

Die Sensitivitäten entsprechen den Verkehrsszenarien in Abbildung 4-8 und können sich in den elektrischen Fahranteilen einzelner Fahrzeuge im Anlageneinsatz unterscheiden. Der Stromverbrauch für den Verkehr (inkl. Schienenverkehr und ÖPNV) ist in der Variante „+V2G“ jetzt sogar etwas geringer als das Niveau des Basisszenarios mit 180,5 TWh (vorher 186 TWh) gegenüber 181,5 TWh (vorher 180,3 TWh/a) im Basisszenario. Die Untergrenze ist wieder das Szenario „-OH-Lkw“ mit 135 TWh/a (vorher 144,2 TWh/a).

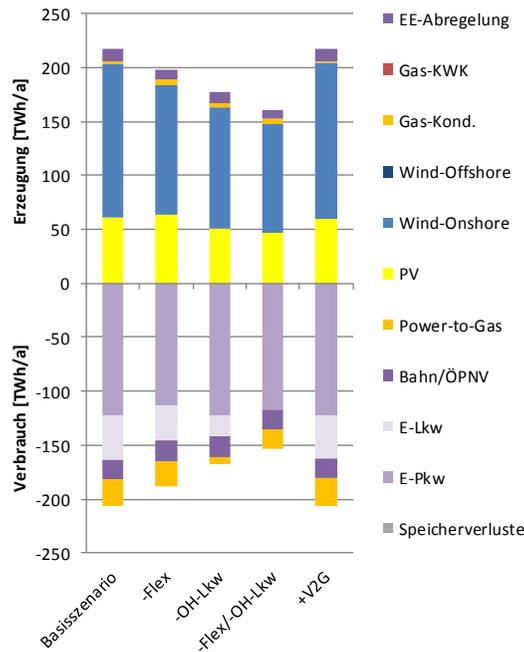


Abbildung 4-33: Strombilanz – Sensitivitäten Verkehr autark 2050

Um die Effekte besser verstehen zu können ist im Folgenden nur noch die Differenz dargestellt. Wenn die Flexibilität geringer ist, dann wird sogar aufgrund des geringen EE-Ausbaus 1,2 TWh weniger EE-Strom abgeregelt (vorher 12 TWh/a mehr). Hingegen weist die Variante mit höherer Flexibilität „V2G“ fast keine Änderungen auf. Dies kann auch als Systemdienlichkeit für die gesamte Energieversorgung aus dem Verkehrssektor heraus durch das höhere Flexibilitätspotenzial im Vergleich zu anderen Anwendungen interpretiert werden.

Die geringere Stromnachfrage in den Szenarien mit geringer Flexibilität und/oder fehlender Oberleitungsinfrastruktur führt vor allem zu einer geringeren Windnutzung und weniger Potenzial von PtG-/PtL-Anlagen überschüssigen Strom zu nutzen. Die notwendige Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken variiert nur gering und steigt im Szenario „-Flex/-OH-Lkw um 2,8 auf 5,7 TWh.

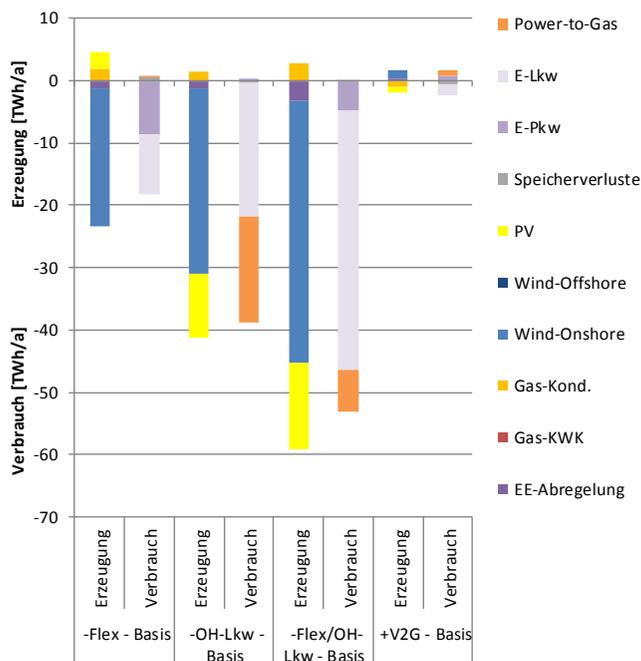


Abbildung 4-34: Strombilanz Differenzmengen – Sensitivitäten Verkehr autark 2050

Mit Blick auf installierte Leistungen zeigen sich die stärksten Abweichungen bei Wind-Onshore, PV und Batteriespeicher und PV-Leistung entweder aufgrund erhöhter oder geringerer Flexibilität oder der reduzierter Stromnachfrage. Geringere Abweichungen zeigen sich bei Kraftwerken und PtG-/PtL-Anlagen.

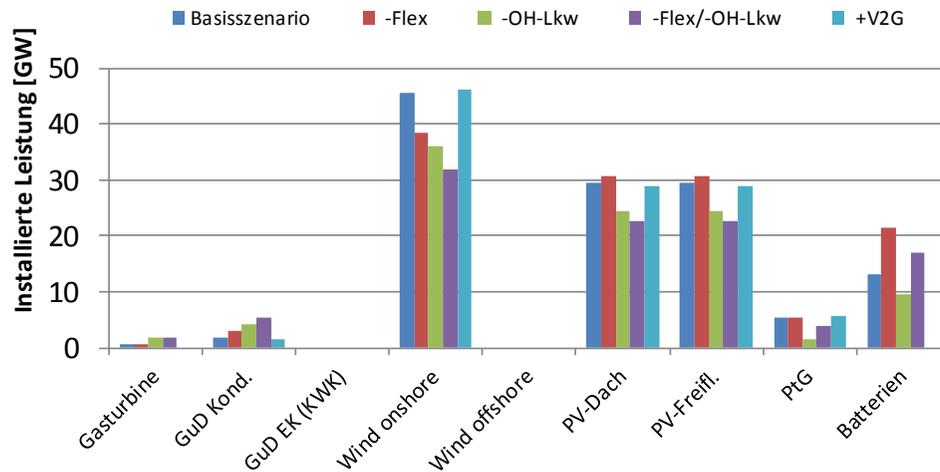


Abbildung 4-35: Installierte Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten Verkehr autark 2050

Bei geringer Flexibilität erhöht sich die Batterieleistung um 8,3 GW auf 21 GW, was bezogen auf die installierten EE-Leistungen ein sehr hoher Wert ist. Dafür reduziert sich diese Batterieleistung im Fall „+V2G“ wiederum auf 0. Die benötigte thermische Kraftwerksleistung erhöht sich im Fall „-Flex/-OH-Lkw“ um 4,9 auf 7,2 GW. Die installierte Wind- und PV-Leistung reduziert sich im gleichen Verhältnis und maximal im Szenario „-Flex/-OH-Lkw“ um 13 bis 14 GW.

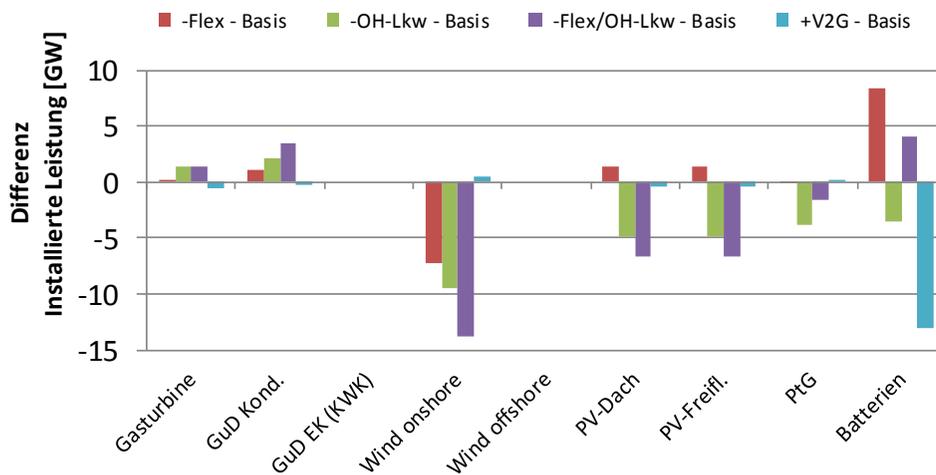


Abbildung 4-36: Differenz Erzeugungsleistung und Speicher – Sensitivitäten Verkehr autark 2050

Abschließend sind auch die benötigten Brennstoffe für den nationalen Verkehr und die Versorgung der thermischen Kraftwerke dargestellt. Während die nationale PtX-Erzeugung zwischen 4,2 TWh („-OH-Lkw“) bis 14,9 TWh („+V2G“) variiert, beträgt der Gasverbrauch der Kraftwerke nur 9,5 TWh („-Flex/-OH-Lkw“) bis 3,0 TWh („+V2G“). Entsprechend ist bis auf das Szenario -OH-Lkw ein Teil der nationalen PtX-Erzeugung als PtL-Anlagen zu verstehen, unter der vereinfachten Annahme gleicher Kosten und Wirkungsgrade.

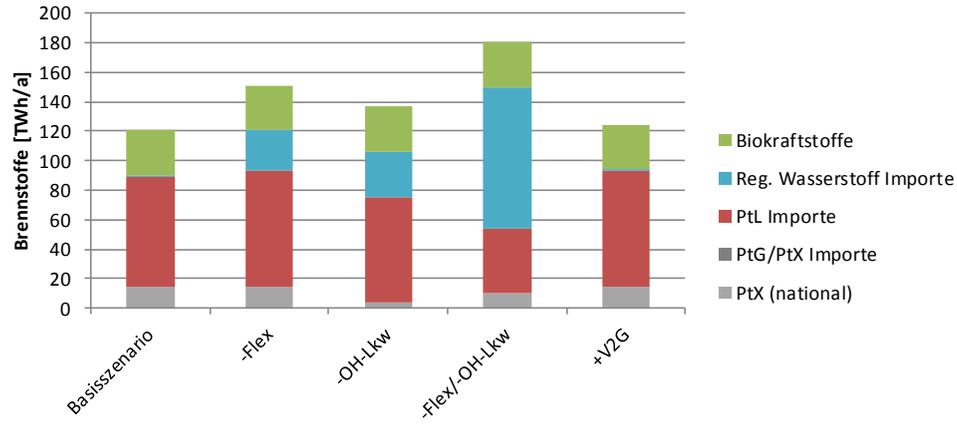


Abbildung 4-37:
Kraftstoffverbrauch im
nationalen Verkehr (Bio, H₂,
PtL) – außerhalb des Verkehrs
PtG-Importe/nationale
PtG/PtL-Erzeugung– Verkehr
autark -Sensitivitäten 2050

5 Schlussfolgerungen

Zusammenfassend können aus den Ergebnissen folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

Zur Grundsatzfrage Rückkopplung Verkehr mit dem gesamten Energieversorgungssystem bei vollständiger Dekarbonisierung in 2050

- Die PtX-Nachfrage wird hauptsächlich durch Importe zu sehr niedrigen Kosten gedeckt.
Es gibt aber auch ein stark begrenztes nationales ökonomisches PtG-Potenzial welches aufgrund eines zeitweise sehr günstigen Stromangebotes konkurrenzfähig zu PtX-Importen ist.
- Das Ausschöpfen der Potenziale von Elektromobilität reduziert den PtL-Importbedarf deutlich. Für die Dekarbonisierung des internationalen Verkehrs, der stofflichen Nutzung und des restlichen Verkehr ist dieser Importbedarf aber weiterhin sehr hoch.
- Stationäre Batteriespeicher auf Basis von second-life-Nutzung in Verbindung mit einer grundsätzlich hohen Nachfrageflexibilität können den Einsatz von Gaskraftwerken stark reduzieren. Hier sind weitere Untersuchungen zur Versorgungssicherheit notwendig.
- V2G reduziert den Bedarf an stationären Speichern (= 0 GW) und Spitzenlastkraftwerken (= 0 GW) und führt zu steigenden Anteilen von PV. Es bestehen aber offene Fragen zum komplexen Zusammenwirken von Selbstentladung, Batteriealterung, Preisunterschieden am Strommarkt und individuellen Nutzeransprüchen.
- Eine Einschränkung der Flexibilität führt zum gegenläufigen Effekt wie V2G, aber im deutlich geringeren Ausmaß.
- Elektromobilität hat auch bei langfristig niedrigen PtL-Importpreisen eindeutige Kostenvorteile.
- Aufgrund der Kostendegression für Batterien erscheinen langfristig im Pkw-Bereich REEV (serieller Hybridantrieb mit größerer Batterie und kleinem Verbrennungs-Motor) gegenüber PHEV (paralleler Hybridantrieb mit kleinerer Batterie) in allen Marktsegmenten im Vorteil.
- Für Pkw-Nutzer mit geringen Jahresfahrleistungen sind Hybridfahrzeuge attraktiver als vollelektrische Fahrzeuge. Hier verbleiben aber offene Fragen zum geänderten Mobilitätsverhalten (autonomen Fahren u. a.).
- OH-Lkw sind in allen Szenarien im Haupt-Bereich SZ/LZ robust, sowie BEV-Lkw in der Größenklassen SNF <12t. Weiterentwicklungen des Oberleitungs-Konzeptes in Form von OH-BEV-Lkw sind in zukünftigen Untersuchungen in ihrer Rückkopplung mit dem Energiesystem zu analysieren und könnten in den Marktsegmenten von SNF >12t weitere Vorteile aufweisen.
- Im SNF-Bereich gibt es aber noch generelle Unsicherheiten bezüglich großer PHEV-Lkw hinsichtlich erreichbarer elektrischer Fahranteile und Kosten.
- Wenn keine Oberleitungsinfrastruktur aufgebaut würde, ist der Vorteil von H₂-Lkw gegenüber PtL-Lkw von den H₂-Infrastrukturkosten abhängig. Grundsätzlich sind die Differenzkosten im SNF-Bereich geringer, weswegen eine Bewertung von Kosten und Emission im Pfad (Heute → 2050) zu treffen ist.
- PtG-Importe haben in einer vollständig dekarbonisierten Welt keinen Emissionsvorteil gegenüber PtL und damit hat in 2050 ein Gasmotor keinen Vorteil gegenüber Benzin/Diesel.

Zur Grundsatzfrage Rückkopplung Verkehr mit dem gesamten Energieversorgungssystem zur Erreichung der Sektorziele in 2030

- Grundsätzlich erscheint eine Zielerreichung des Sektorziels – also eine Reduktion um 40% der Emissionen des nationalen Verkehrs – auch bei einer Trendentwicklung bzw. eines ansteigenden Verkehrsaufkommens technisch durch eine massive Steigerung der Elektromobilität im gesamten Straßenverkehr möglich, insbesondere weil E-Pkw im Bereich von Anwendern mit hohen Jahresfahrleistungen wirtschaftlich werden. Dann wären auch kein Einsatz von PtL im Straßenverkehr und nur ein begrenzter Anteil von 6,8% Biokraftstoffen (nach RED II) notwendig.
- LNG im SNF-Bereich könnte theoretisch einen Beitrag leisten. Da die Infrastruktur jedoch langfristig in den Simulationsrechnungen nicht ausgeprägt wird und zu geringe Effizienzinsparungen im Vergleich zum OH-Lkw zu verzeichnen sind, erscheint ein Aufbau dieser Infrastruktur nicht nachhaltig. Andererseits sind auch für 2030 Weiterentwicklungen des Oberleitungs-Konzeptes in Form von OH-BEV-Lkw in zukünftigen Untersuchungen zu analysieren und könnten in den Marktsegmenten von SNF >12t weitere Vorteile aufweisen.
- Dennoch erscheinen die Anforderungen eines steigenden Verkehrsaufkommens, in Verbindung mit höheren Anteilen von größeren und schwereren Pkw, eines starken Rückgangs der Dieserverkaufszahlen und dem unterstellten Wegfall des Tanktourismus sehr ambitioniert. Dies zeigt auch wie wichtig zusätzliche Maßnahmen zur Verkehrsverlagerung und Verkehrsvermeidung wären (Stärkung des ÖPNV in Verbindung mit Car und Bike Sharing Angeboten, Stärkung der Schiene, Größenklassen- und kilometerabhängige Kostensteuerung, ...), auch wenn diese nicht Bestandteil der Studie sind (siehe auch Agora Verkehrswende et al. 2018).
- Grundsätzlich besteht ein Widerspruch zum notwendigen Wind- und PV-Ausbau für 65%-EE-Ziel der Bundesregierung für 2030 und der Erreichbarkeit eines nationalen Klimaziels mit einer Reduktion der Emissionen von -55% THG. Hier bedarf es weitere Abstimmungen zwischen ambitionierteren europäischen Zielvorgaben – z.B. auch im Zuge einer Reform des Emissionshandels – worüber ein europäisches Ziel für die ETS-Sektoren in Deutschland sich stärker bindend auswirken würde und Einflüsse der Stromhandelsbilanz ausklammert.
- Unter der Prämisse eines, in Hinblick auf die Dynamik des EE-Ausbau und anderer Faktoren, niedrigen Emissionsziels für die Energiewirtschaft und Industrie-Energieversorgung werden unterschiedliche mittelfristige Ausprägungen der Antriebsstrategien im Verkehrsbereich nur durch einen Brennstoffwechsel im fossilen Kraftwerkspark und PtL-Importe ausgeglichen.

Zur Grundsatzfrage welche Anteile der notwendigen Energieinfrastruktur langfristig direkt dem Verkehr zugerechnet werden müssen

- Auch bei einer autarken Bilanzierung des Verkehrs ergeben sich vergleichbare Verhältnisse in der Stromerzeugung von Windkraft zu PV (sowohl bezogen auf die Leistung als auch auf Energie), wie sie sich auch in einem auf das Gesamtsystem bezogenen kosteneffizienten Ausbau zeigen. Mögliche Flexibilitätseinschränkungen weisen jedoch auf tendenziell höhere Anteile an Photovoltaik hin welche besser für den Verkehr nutzbar sind, als hohe Anteil von Windkraft.
- Grundsätzlich zeigt sich über alle Sensitivitäten hinweg, dass der Verkehr ein sehr hohes Flexibilitätspotenzial sowohl hinsichtlich Lastverlagerung als auch im Fall von Hybrid-Fahrzeugen hinsichtlich des Lastabwurfs hat. Deswegen bedarf es nur geringer installierter thermischer Kraftwerksleistungen und

notwendiger Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken für den Verkehr. Darauf basierend hat auch eine PtG-Erzeugung für Kraftwerke eine geringere Bedeutung als die Erzeugung von PtL für den Hybridanteil der Elektromobilität und für den nicht-elektrifizierbaren Verkehr.

6 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2018): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019). Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

Agora Energiewende (2016): Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Kurzzusammenfassung). Berlin.

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin.

Blesl; Kober; Kuder; Bruchof (2012): Implications of different climate policy protection regimes for the EU - 27 and its member states through 2050. In: *Climate policy* 12 (3), S. 301–319.

BMF (2018): Kfz-Steuer-Rechner. Bundesministerium der Finanzen. Berlin, Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Service/Apps_Rechner/KfzRechner/KfzSteuerrechner.html, zuletzt geprüft am 11.06.2018.

BMUB (2013): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie für Deutschland gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.

BMVI (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht Los 3 - Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Unter Mitarbeit von Interplan Consult GmbH und BVU Beratergruppe Verkehr+Umwelt GmbH. Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur.

BNetzA (2016): Genehmigung des Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2017-2030. Bonn, 30.06.2016.

BNetzA (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Netzentwicklungsplan, zuletzt geprüft am 27.06.2018.

Böttger, D.; Jentsch, M.; Trost, T.; Bonin, M. v.; Gerhadt, N.; Eschmann, J. (2018): Cost-Optimal Market Share of Electric Mobility Within the Energy System in a Decarbonisation Scenario. 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Lodz.

CDU; CSU; SPD (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Ein neuer Aufbruch für Europa, 14.03.2018.

dena et. al. (2013): e-Highway 2050. Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. Hg. v. Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Dennis Krieg (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. In: *Energie & Umwelt* 144.

Deutsch (2018): PtG/PtL Rechner. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/index.php?id=157&tx_agorathemen_themenliste\[produkt\]=1029](https://www.agora-energiewende.de/index.php?id=157&tx_agorathemen_themenliste[produkt]=1029), zuletzt aktualisiert am 11.06.2018, zuletzt geprüft am 11.06.2018.

DLR (2018): KiD 2010 - Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010. Deutsches Zentrum für Luft- & Raumfahrt. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dlr.de/vf/desktopdefault.aspx/tabid-958/4508_read-36424/4508_page-8/.

DLR; IFEU; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Deutsches Biomasseforschungszentrum (2015): Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung. Deutsches Zentrum für Luft- & Raumfahrt. Berlin, München, Heidelberg, Leipzig.

DLR; Infas (2010): Mobilität in Deutschland 2008. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Deutsches Zentrum für Luft- & Raumfahrt; infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH. Bonn.

DLR; Wuppertal Institut; Fraunhofer ISE/IZES (2018): Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung (REGMEX). Deutsches Zentrum für Luft- & Raumfahrt.

Enerdata (2016): Odyssee. Energieeffizienz & Energienachfrage. Online verfügbar unter <http://germany.enerdata.net/abonnement/energieeffizienz-datenbank.php>, zuletzt geprüft am 06.06.2018.

ENTSO-E (2015): 2015 - Scenario Outlook & Adequacy Forecast. Brüssel.

ENTSO-E (2018a): Load and consumption data. Specificities of member countries. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf, zuletzt aktualisiert am 11.06.2018, zuletzt geprüft am 11.06.2018.

ENTSO-E (2018b): Monthly Hourly Load Values. Hg. v. ENTSO-E. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/data/power-stats/hourly_load/, zuletzt aktualisiert am 11.06.2018, zuletzt geprüft am 11.06.2018.

ENTSO-E (2018c): Production, Consumption, Exchange Package. Brüssel. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>, zuletzt geprüft am 06.06.2018.

FfE.; TUM (2016): Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft; Technische Universität München (TUM). München.

Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Transport Consult GmbH; TU Hamburg-Harburg - IUE; M.-Five (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Institut für Materialfluss und Logistik. Karlsruhe.

Fraunhofer IWES (2016): SCOPE. Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Fraunhofer IWES (2017a): Analyse eines europäischen -95 % -Klimaszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Fraunhofer IWES (2017b): Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Fraunhofer IWES; BBH; IKEM (2011): Bahnstrom Regenerativ. Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Becker-Bütter-Held (BBH); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM). Kassel, Berlin.

Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht (2014): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Endbericht. Unter Mitarbeit von Carsten Pape, Norman Gerhardt, Philipp Härtel, Angela Scholz, Rainer Schwinn, Tim Drees et al. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel, Aachen, Würzburg.

Fraunhofer IWES/IBP (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Institut für Bauphysik. Kassel.

Günther; Lehmann; Lorenz; Purr (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Umweltbundesamt. Berlin.

Härtel, P.; Korpås, M. (2017): Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe. In: *Energies* 10 (11), S. 1841. DOI: 10.3390/en10111841.

IEA (2017): World Energy Outlook 2017. International Energy Agency.

IEA; OECD (2017): Global EV Outlook 2017. Two million and counting. International Energy Agency; Organization of the Petroleum Exporting Countries.

IFEU; Fraunhofer IWES; consentec (2018): Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung. Hg. v. Berliner Energietage 2018. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Berlin.

IFEU; Infrac AG; LBST (2016): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Unter Mitarbeit von Fabian Bergk, Kirsten Biemann, Christoph Heidt, Wolfram Knörr, Udo Lambrecht, Tobias Schmidt. Hg. v. Umweltbundesamt. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH; LBST-Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Bern.

Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-336756.html>.

Kaltschmitt; Merten; Fröhlich; Nill (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Berlin, Heidelberg.

Oehsen, A. v. (2012): Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Universität Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2013050742706/5/DissertationAmanyVonOehsen.pdf>.

Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Berlin, Karlsruhe.

Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Berlin.

Richter; Lindenberger (2010): Potenziale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI). Köln.

Thielmann; Neef; Hettesheimer; Döscher; Wietschel; Tübke (2017): Energiespeicher-Roadmap (Update 2017). Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.

Trost, Tobias (2016): Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr. Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkung auf das Energieversorgungssystem. Dissertation, Leipzig.

Umweltbundesamt GmbH (2017): CORINE Land Cover. Wien.

Universität Oldenburg; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e.V. (2015): RESTORE 2050. Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050. Oldenburg, Wuppertal.