

Analyse der Umwelt-Hotspots von Strombasierten Treibstoffen

Finaler Bericht

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)



Erstellt durch:

Quantis

Michael Spielmann, Sandi Ruiz

& Rainer Zah

31. August 2015

Quantis ist ein führendes Beratungsunternehmen für Ökobilanzen (Life Cycle Assessment- LCA). Es unterstützt Unternehmen und die öffentliche Hand bei der Messung, Bewertung und Verwaltung der Umweltauswirkungen ihrer Produkte und Dienstleistungen. Quantis bildet ein globales Unternehmen mit Niederlassungen in den Vereinigten Staaten, Kanada, der Schweiz und Frankreich und beschäftigt mehr als 60 Personen, darunter international führende LCA-Forscher.

Quantis bietet *state-of-the-art* Dienstleistungen zu Ökobilanzierung, Öko-Design, nachhaltigen Lieferketten und Umweltkommunikation. Quantis entwickelt auch innovative LCA-Software - Quantis SUITE 2.0 - die es Unternehmen ermöglicht, ihren ökologischen Fußabdruck, einfach selber zu analysieren, zu bewerten und zu verwalten. Des Weiteren entwickelt Quantis Sektor-spezifische Umweltinventardatenbanken gemäss den Qualitätsrichtlinien von Ecoinvent (water footprint database, world food database). Durch die enge Verbindung zur Wissenschaft mittels strategischen Forschungsk Kooperationen ist Quantis bestens gewappnet, um Kunden bei der Transformation von LCA-Resultaten in Entscheidungen und Aktionspläne zu begleiten. Weitere Informationen finden Sie unter www.quantis-intl.com.

Quantis Schweiz/Deutschland

Reitergasse 11

8004 Zürich

info.schweiz@quantis-intl.com

Tel. +41 44 552 08 39

www.quantis-intl.com

PROJEKT INFORMATION	
Projekttitlel	Analyse der Umwelt-Hotspots von Strombasierten Treibstoffen
Auftraggeber	Bundesamt für Umwelt (BAFU) Abt. Ökonomie und Umweltbeobachtung 3003 Bern, Schweiz
Hinweis	Diese Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst. Für den Inhalt ist allein der Auftragnehmer verantwortlich. Die Verwendung der Daten liegt ausschließlich im Ermessen und der Verantwortung des Lesers. Quantis haftet nicht für Verluste oder Schäden, die aus der Nutzung von Informationen aus dieser Studie entstehen.
Version	Finaler Schlussbericht, 7.8.2015
Projekt-Team	Rainer Zah, Project Director (rainer.zah@quantis-intl.com) Michael Spielmann, Project Manager (michael.spielmann@quantis-intl.com) Sandi Ruiz, Analyst (sandi.ruiz@quantis-intl.com)
Projektverantwortlicher	Frank Hayer, BAFU, 3003 Bern, Schweiz

Kurzzusammenfassung

Mit der vorliegenden Studie sollen die Grundlagen für die Prüfung von synthetischen strombasierten Treibstoffen (Power-to-X, PtX) im Rahmen der Mineralölsteuererleichterung für Treibstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen ermittelt werden. Primäres Ziel dieser Studie ist die Identifizierung potenzieller „Hotspots“ der Umweltauswirkungen entlang der Wertschöpfungsketten von strombasierten Treibstoffen mittels einer Screening-Ökobilanz. Diese Hotspots müssen im Gesuchsformular zur Mineralölsteuererleichterung erfasst werden können.

Unter PtX versteht man gasförmige und flüssige Brenn- oder Treibstoffe, welche unter Einsatz von Strom mittels Wasserelektrolyse mit teilweise nachgeschaltetem Syntheseschritt (Methanisierung, Methanolsynthese, Fischer-Tropsch-Synthese) hergestellt werden. In der vorliegenden Studie wurden die drei PtX-Treibstoffe Wasserstoff, Methan und Methanol untersucht. Da die Elektrolyse sehr energieintensiv ist, wurden drei verschiedene Stromvarianten (Wind, PV, EU-Strom-Mix) betrachtet, um den Einfluss der Stromerzeugung auf das Gesamtergebnis beurteilen zu können.

Die Identifikation der Hotspots wird für Treibhausgas-Emissionen und für die gesamte Umweltbelastung durchgeführt, da diese beiden Indikatoren auch zur Bewertung eines Gesuches um Steuererleichterung eines Treibstoffs aus erneuerbaren Rohstoffen verwendet werden. Laut Mineralölsteuerverordnung und Treibstoffökobilanz-Verordnung müssen Treibstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen mindestens 40% weniger Treibhausgasemissionen erzeugen und dürfen nicht mehr als 125% der gesamten Umweltbelastung der fossilen Referenz aufweisen, um von einer Steuererleichterung profitieren zu können, vorausgesetzt die sozialen Kriterien werden ebenfalls eingehalten und der Anbau der Rohstoffe gefährdet weder Regenwälder noch die biologische Vielfalt.

Im Gegensatz zu landwirtschaftlichen Biotreibstoffen sind die Umweltauswirkungen von strombasierten Treibstoffen primär von Strombereitstellung und Produktionseffizienz bestimmt und es gibt nur geringe Wechselwirkungen mit Landnutzung und Ökosystemen. Deshalb ist auch ein linearer Zusammenhang zwischen Treibhausgasemissionen und gesamter Umweltbelastung sichtbar. Die Resultate zeigen, dass ein Treibstoff, bei dessen Erzeugung die Elektrolyse mit EU-Strom-Mix erfolgt, die Mindestanforderungen für eine Mineralölsteuererleichterung bezüglich Treibhausgasemissionen als auch bezüglich gesamter Umweltbelastung verfehlt. Wird für die Elektrolyse erneuerbarer Strom eingesetzt, so können unter geeigneten Voraussetzungen mit allen drei PtX-Routen die Mindestanforderungen eingehalten werden. Der grösste Hotspot von PtX-Pfaden liegt bei der Stromerzeugung für die Elektrolyse. Ebenfalls wichtig für die Umweltauswirkung sind Effizienz und Stromquelle der CO₂-Bereitstellung.

Diese Studie beschäftigt sich aufgrund des gesetzgeberischen Auftrags mit Power-to-X als Treibstoff. Die Umweltauswirkungen von PtX werden hier daher mit anderen Treibstoffen verglichen. PtX kann aber auch als Strom-Speichertechnologie, als Herstellungsprozess für chemische Rohstoffe oder kombiniert eingesetzt werden. Dies bedingt gänzlich andere Vergleichssysteme und kann zu unterschiedlichen Resultaten führen. Entsprechend besitzen die Ergebnisse dieser Studie keine generelle Gültigkeit, sondern müssen innerhalb des definierten Untersuchungsrahmens interpretiert werden.

Inhalt

Kurzzusammenfassung	iv
Inhalt.....	v
Abbildungsverzeichnis	viii
Tabellenverzeichnis	x
Abkürzungen und Akronyme	xi
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Ziel des Auftrags	1
1.3 Kein Ziel des Auftrags	2
2 Untersuchungsrahmen und Funktionelle Einheit.....	2
2.1 Relevanz des Untersuchungsrahmens	2
2.2 Auswahl der zu untersuchenden Prozessketten für die LCA Berechnungen	2
2.2.1 Power-to-Wasserstoff (PtSynH ₂):.....	3
2.2.2 Power-to-Methan (PtSyCH ₄):	3
2.2.3 Power-to-Methanol (PtSMeOH).....	3
2.3 Funktionelle Einheit und Einsatz der Treibstoffe	4
2.3.1 Definition der funktionellen Einheit.....	4
2.3.2 Einsatz der Treibstoffe	4
2.4 Beschreibung der technischen Optionen für die LCA Berechnungen.....	4
2.4.1 Elektrolyse-Verfahren	5
2.4.2 Quellen der Strombereitstellung für Elektrolyse und nachfolgende Prozessschritte:	5
2.4.3 CO ₂ -Gewinnung.....	6
2.4.4 Methan-Herstellung.....	8
2.4.5 Methanol-Herstellung.....	8
2.5 Systemgrenzen	8
2.6 Indikatoren.....	9
2.7 Szenarien-Variablen und Nomenklatur	9
2.8 Basis-Szenarien.....	10
3 Inventardaten.....	11
3.1 Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	11

3.1.1	Wasserstoffelektrolyse.....	11
3.1.2	CO ₂ -Gewinnung.....	12
3.1.3	Methanisierung.....	12
3.1.4	Methanolherstellung.....	12
3.1.5	Treibstoffverteilung	12
3.2	Strombereitstellung.....	13
3.2.1	Strom aus Windkraft	13
3.2.2	Strom aus Fotovoltaik (PV).....	14
3.2.3	Geothermie	16
3.2.4	Netzstrom.....	17
3.3	Emissionen der PtX-Treibstoffe beim Einsatz im PW	17
3.3.1	Direkte Fahrzeugemissionen.....	17
3.3.2	LCI-Daten für Fahrzeug und Strasseninfrastruktur.....	18
3.4	LCI-Daten für Hintergrundprozesse	18
3.5	Berechnungen	18
4	Ergebnisse	19
4.1	Gesamtübersicht THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte	19
4.2	THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte für die Basis-Szenarien.....	20
4.3	Detaillierte Ergebnisse für Wasserstoff (SynH₂).....	22
4.4	Detaillierte Ergebnisse für Methan (SyCH₄)	25
4.4.1	Detaillierte Ergebnisse der Basisszenarien.....	25
4.4.2	THG-Emissionen bei CO ₂ -Gewinnung aus Abgas.....	26
4.4.3	THG-Emissionen bei Elektrolyse mit höherer Effizienz	27
4.4.4	THG Emissionen beim Einsatz nicht-erneuerbarer Stromquellen.....	28
4.4.5	THG-Emissionen beim Einsatz unterschiedlicher Stromquellen	29
4.4.6	Umweltbelastungspunkte für qualifizierte Szenarien.....	30
4.5	Detaillierte Ergebnisse für Methanol (SMeOH).....	31
4.5.1	Sensitivitätsanalyse Transport	32
4.5.2	THG-Emissionen der CO ₂ -Gewinnung aus Abgas	33
4.5.3	THG-Emissionen der Elektrolyse mit höherer Effizienz.....	34
4.5.4	THG-Emissionen beim Einsatz nicht-erneuerbarer Stromquellen	35
4.5.5	THG-Emissionen beim Einsatz unterschiedlicher Stromquellen	36
4.5.6	Umweltbelastungspunkte für qualifizierte Szenarien.....	38
4.6	Vergleich mit anderen Studien.....	38

4.6.1	Fraunhofer-Studie (2014).....	39
4.6.2	Reiter & Lindorfer (2015)	40
4.6.3	Concawe: Well-to-Tank	41
5	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	42
5.1	Hauptergebnisse.....	42
5.1.1	Vergleich der verschiedenen Routen	42
5.1.2	Differenzierte Betrachtung von Methan (SyCH ₄) und Methanol (SMeOH).....	42
5.2	Grenzen der Studie	43
5.2.1	Datenlage PV-Strom	43
5.2.2	Datenlage für Windstrom.....	44
5.3	Empfehlungen zur Fragebogenanpassung	44
5.3.1	Analyse der Seiten 1 und 2 des Fragebogens.....	45
5.3.2	Analyse der Seiten 3 und 4 des Fragebogens.....	46
5.3.3	Finale Empfehlung.....	49
6	Referenzen	50
7	Anhang.....	52
7.1	Ergänzungen zu den Inventardaten.....	52
7.1.1	Elektrolyse.....	52
7.1.2	CO ₂ -Gewinnung.....	55
7.1.3	Methanisierung.....	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Schematische Darstellung der Strombasierten Herstellung von H ₂ , CH ₄ und Methanol.	3
Abbildung 2. Betrachtete Pfade und Systemgrenze von CO ₂ -Gewinnung und Methanisierung. ...	6
Abbildung 3. Darstellung der betrachteten Systemgrenze.	9
Abbildung 4. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus Windkraft (ecoinvent v2.2).	14
Abbildung 5. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus PV-Anlagen gemäss Ecoinvent v2.2 (2010).	15
Abbildung 6. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus PV-Anlagen aus der Studie Life Cycle Inventories of Photovoltaics im Auftrag des BFE (17).	16
Abbildung 7. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus Geothermie Anlagen aus ecoinvent 3: Italien, Indonesien, Hawaii, Deutschland, Österreich. (Allokation Recycled Content).	17
Abbildung 8. Zweidimensionale Darstellung von Treibhausgasemissionen und Gesamtumweltbelastung (5). Die Werte sind relativ zur fossilen Referenz Benzin dargestellt. Der blaue Bereich zeigt die Mindestanforderungen für eine Mineralölsteuererleichterung an: 40% weniger THG-Emissionen und max. 125% gesamte Umweltbelastung.	19
Abbildung 9. Zweidimensionale Darstellung von Treibhausgasemissionen und Gesamtumweltbelastung (UBP-Methode, 2006) der Basis-Szenarien. Die Werte sind relativ zur fossilen Referenz Benzin dargestellt. Der blaue Bereich zeigt die Mindestanforderungen für eine Mineralölsteuererleichterung an: 40% weniger THG-Emissionen und max. 125% gesamte Umweltbelastung.	20
Abbildung 10. THG-Emissionen für ausgewählte Basis-Szenarien der drei Treibstofftypen sowie das Referenzsystem.	21
Abbildung 11. Umweltbelastungspunkte für ausgewählte Basis-Szenarien der drei Treibstofftypen sowie das Referenzsystem.	21
Abbildung 12. THG-Emissionen für ausgewählte PtSynH ₂ Szenarien. Die Linie markiert den 40%-Reduktions-Grenzwert.	23
Abbildung 13. Umweltbelastungspunkte für ausgewählte SynH ₂ -Szenarien. Die Linie markiert den 125%-Grenzwert.	23
Abbildung 14. Differenzierte Betrachtung der Basis-Szenarien zur Methanbereitstellung.	25

Abbildung 15. CO ₂ -Gewinnung aus atmosphärischem CO ₂ vs. CO ₂ -Gewinnung aus CO ₂ -haltigem Abgas in der SyCH ₄ Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	26
Abbildung 16. Einfluss des Wirkungsgrads der Elektrolyse in der SyCH ₄ Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	27
Abbildung 17. Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen entlang der SyCH ₄ Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	28
Abbildung 18. Einsatz verschiedener erneuerbarer Stromquellen in der SyCH ₄ Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	30
Abbildung 19. SyCH ₄ Umweltbelastungspunkte für qualifizierte THG-Szenarien.	31
Abbildung 20. Differenzierte Betrachtung der Basis-Szenarien zur Methanolbereitstellung.	32
Abbildung 21. CO ₂ -Gewinnung aus atmosphärischem CO ₂ vs. CO ₂ -Gewinnung aus CO ₂ -haltigem Abgas in der MeOH-Treibstoffbereitstellungsprozesskette	33
Abbildung 22. Einfluss des Wirkungsgrads der Elektrolyse in der SMeOH Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	34
Abbildung 23. Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen entlang der MeOH-Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	35
Abbildung 24. Einsatz verschiedener erneuerbarer Stromquellen in der MeOH Treibstoffbereitstellungsprozesskette.....	37
Abbildung 25. PtMeOH Umweltbelastungspunkte für qualifizierte THG-Szenarien.....	38
Abbildung 26. Cradle-to-Gate Betrachtung der Treibhausgasemissionen (screenshot Fraunhofer-Studie).....	39
Abbildung 27. Ergebnis-Vergleich mit der Fraunhofer-Studie anhand eines Windstrom-Szenarios.....	40
Abbildung 28. Vergleich der Ergebnisse zu SyCH ₄ von dieser Studie mit Reiter & Lindorfer 2015 (18). Die Daten aus der Quantis-Studie wurden zur Vergleichbarkeit in Bezug auf Infrastruktur und vkm an die Studie von Reiter & Lindorfer angepasst.	41
Abbildung 29. Seite 1 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.	45
Abbildung 30. Seite 2 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.	46
Abbildung 31. Seite 3 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.	47
Abbildung 32. Seite 4 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Parameterwahl der Basis-Szenarien.	10
Tabelle 2. Annahmen zur Transportmodellierung.	13
Tabelle 3. Übersicht zum Einsatz der erzeugten Treibstoffe und die zur Berechnung verwendeten ecoinvent v2.2-Daten, sowie wesentliche Annahmen zu Emissionen.	17
Tabelle 4. Ecoinvent-Datensätze zur Berechnung der Fahrzeug- und Infrastrukturemissionen..	18
Tabelle 5. Infrastruktur Elektrolyse Teil 1: Elektrolyseur	52
Tabelle 6. Infrastruktur Elektrolyse Teil 2: Membrankompressor.....	53
Tabelle 7. Infrastruktur Elektrolyse Teil 3: Speichermodul	53
Tabelle 8. Infrastruktur Elektrolyse Teil 4: Wände, Fundament und sonstige Komponenten	54
Tabelle 9. Infrastruktur Elektrolyse Teil 5: Instandhaltung	55
Tabelle 10. Infrastruktur CO ₂ Gewinnung.	55
Tabelle 11. Energieverbrauchsdaten die einzelnen Prozessschritte der Methanherzeugung aus der Holzvergasung, gemäss ecoinvent 2.2	57

Abkürzungen und Akronyme

CNG	Compressed natural gas
CO ₂	Kohlendioxid
GT	Geothermie
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
kWh	Kilowattstunde = 3,600,000 joules (j), (3413 Btu)
kWh _{th}	Kilowattstunden, thermische Energie
kWh _{el}	Kilowattstunden, elektrische Energie
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
MinöSt	Mineralölsteuer
MJ	Megajoule = 1,000,000 joules (j), (948 Btu)
pkm	Personenkilometer
PtX	Power to Gas/Liquid
PV	Fotovoltaik
SMeOH	Synthetisches Methanol basierend auf Wasserstoffelektrolyse
SyCH ₄	Synthetisches Methan (CH ₄) basierend auf Wasserstoffelektrolyse
SynH ₂	Synthetischer Wasserstoff aus Elektrolyse
THG	Treibhausgas (CO ₂ e)
TrÖbiV	Treibstoffökobilanzverordnung
UBP	Umweltbelastungspunkte nach der UBP-Methode (Methode der ökologischen Knappheit)
vkm	Vehikelkilometer
WK	Windkraft

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Das BAFU prüft die ökologische Gesamtbilanz von biogenen Treibstoffen auf Basis der seit 2008 bestehenden Regelungen in der MinöSt-Gesetzgebung (1). Diese Prüfung bezieht den gesamten Lebensweg der Treibstoffe mit ein. Bis heute liegt allerdings keine Methodik zur Bewertung von strombasierten Treibstoffen vor, da zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der TrÖbiV (2) deren Markteinführung noch nicht absehbar war.

1.2 Ziel des Auftrags

Mit der vorliegenden Studie sollen die Grundlagen für die Prüfung von synthetischen strombasierten Treibstoffen im Rahmen der MinöSt-Gesetzgebung (1) erarbeitet werden. Dabei sollen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- **Analyse der wichtigsten Lebenszyklusphasen, Inputs und Emissionen** entlang der Wertschöpfungsketten von strombasierten Treibstoffen mittels einer Screening-Ökobilanz. Ziel ist es potenzielle „Hotspots“ der Umweltauswirkung zu identifizieren. Diese Hotspots müssen im Gesuchsformular zur Mineralölsteuererleichterung erfasst werden können.
- **Prüfung der Datenverfügbarkeit und kritische Evaluierung der Datenqualität:** Die Verwendung von Inventaren aus der Ecoinvent-Datenbank ist nicht zwingend vorgeschrieben, allerdings fordert Art. 13 Abs. 2 Buchstabe a der TrÖbiV dass das BAFU insbesondere auf Datensätze der Ökoinventardatenbank des Ecoinvent Zentrums oder von Ökoinventardatenbanken von vergleichbarer Qualität hinsichtlich Überprüfbarkeit, Nachvollziehbarkeit und Überprüfung durch Dritte zurückgreifen soll (2). Dabei soll die Datenverfügbarkeit und Qualität zur Abbildung der verschiedenen Herstellungspfade mit Datensätzen aus der ecoinvent-Datenbank geprüft werden.
- **Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens für eine detaillierte Prüfung eines konkreten Gesuchs.** Der Untersuchungsrahmen für strombasierte Treibstoffe kann sich vom Untersuchungsrahmen für biogene Treibstoffen unterscheiden. Beispielsweise können gewisse Prozessschritte wie z.B. der landwirtschaftliche Anbau für PtX-Treibstoffe nicht relevant sein. Es können aber auch relevante Prozessschritte (wie z.B. Elektrolyse) dazukommen, welche im vorliegenden Untersuchungsrahmen noch nicht berücksichtigt wurden. Basierend auf den Ergebnissen der Screening-Ökobilanz soll deshalb der Untersuchungsrahmen neu festgelegt werden.

- **Analyse und Bewertung der Eignung der bestehenden Gesuchsformulare für strombasierte Treibstoffe:** Anhand des existierenden Fragebogens (Anhang A2) für die Steuererleichterung von biogenen Treibstoffen und der gewonnenen Erkenntnisse aus der durchgeführten Studie werden Empfehlungen für den Entwurf eines Fragebogens für PtX gegeben.

1.3 Kein Ziel des Auftrags

Diese Studie liefert keinen abschliessenden Vergleich der verschiedenen Herstellungspfade bzw. Stromquellen. Es werden durch diese Studie auch nicht einzelne Herstellungspfade bzw. Stromquellen von der Mineralölsteuererleichterung ausgeschlossen. Die Studie gibt vielmehr einen Überblick über die Streubreite der Umweltauswirkungen von strombasierten Treibstoffen innerhalb des festgelegten Untersuchungsrahmens. Die konkrete Ökobilanz eines spezifischen Treibstoffs wird erst im Rahmen des Nachweisverfahrens berechnet. Ebenfalls kein Ziel dieser Studie ist die konkrete Erstellung eines Gesuchsformulars für strombasierte Treibstoffe.

2 Untersuchungsrahmen und Funktionelle Einheit

2.1 Relevanz des Untersuchungsrahmens

Diese Studie beschäftigt sich aufgrund des gesetzgeberischen Auftrags mit Power-to-X als Treibstoff. Die Umweltauswirkungen von PtX werden hier daher mit anderen Treibstoffen verglichen. Power-to-X kann aber auch als Strom-Speichertechnologie, als Herstellungsprozess für chemische Rohstoffe oder kombiniert eingesetzt werden. Dies bedingt gänzlich andere Vergleichssysteme und führt vermutlich auch zu unterschiedlichen Resultaten. Entsprechend besitzen die Ergebnisse der Studie keine generelle Gültigkeit, sondern müssen innerhalb des definierten Untersuchungsrahmens interpretiert werden.

2.2 Auswahl der zu untersuchenden Prozessketten für die LCA Berechnungen

Power-to-X (PtX) bezeichnet die Umwandlung von Elektrizität in einen flüssigen oder gasförmigen Energieträger mittels Elektrolyse (**Abbildung 1**). Prinzipiell sagt der Begriff PtX selbst nichts über die Herkunft des eingesetzten Stromes oder über den erzeugten Energieträger aus. In dieser Studie werden konkret die drei Energieträger Wasserstoff, Methan und Methanol untersucht.

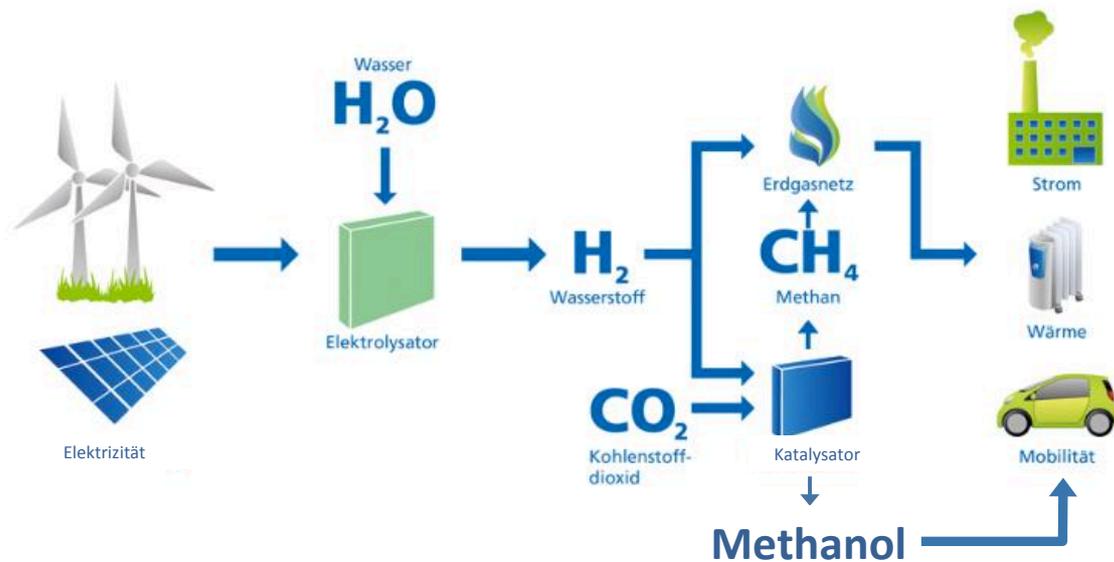


Abbildung 1. Schematische Darstellung der Strombasierten Herstellung von H_2 , CH_4 und Methanol.

2.2.1 Power-to-Wasserstoff (PtSyn H_2):

Erzeugung von Wasserstoff (Syn H_2) als Energieträger mittels Elektrolyse. Prinzipiell sagt der Begriff PtSyn H_2 selbst nichts über die Herkunft des eingesetzten Stromes aus. In dieser Studie werden verschiedene Szenarien hinsichtlich des eingesetzten Stromes definiert und untersucht.

2.2.2 Power-to-Methan (PtSy CH_4):

Erzeugung von Methan (Sy CH_4) als Energieträger mittels Elektrolyse. Dabei entsteht

- in einem ersten Schritt Wasserstoff, der dann
- unter Zuführung von CO_2
- via nachgeschalteter Methanisierung in synthetisches Methangas (Sy CH_4) umgewandelt wird.

In dieser Studie werden verschiedene Szenarien hinsichtlich des eingesetzten Stromes definiert und untersucht.

2.2.3 Power-to-Methanol (PtSMeOH)

Erzeugung von Methanol (SMeOH) als Energieträger mittels Elektrolyse. Dabei entsteht

- in einem ersten Schritt Wasserstoff, der dann
- unter Zuführung von CO_2
- via nachgeschalteter Methanolsynthese in synthetisches Methanol (SMeOH) umgewandelt wird.

In dieser Studie werden verschiedene Szenarien hinsichtlich des eingesetzten Stromes und Transportdistanzen definiert und untersucht.

2.3 Funktionelle Einheit und Einsatz der Treibstoffe

2.3.1 Definition der funktionellen Einheit

Gemäss Art. 19b Abs. 1 der Mineralölsteuerverordnung (1) ist der gesamte Lebenszyklus zu betrachten ("Die Mindestanforderungen an die positive ökologische Gesamtbilanz sind erfüllt, wenn [...] Treibstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen vom Anbau bis zum Verbrauch [...]"). Somit ist neben der Herstellung der Treibstoffe auch deren Nutzung in einem repräsentativen PW zu betrachten. Damit ergibt sich eine funktionelle Einheit (FU) von 1 pkm (Personen km) Fahrt in einem Personenwagen.

2.3.2 Einsatz der Treibstoffe

In diesem Abschnitt geben wir einen kurzen Überblick über die wesentlichen Modellierungsannahmen der ausgewählten Treibstoffe. Eine Dokumentation der verwendeten ecoinvent-Datensätze sowie Anpassungen liefert Kapitel 3.1.

Wasserstoff (SynH₂) wird als 100%-iger Ersatz von Methan in einem „Methanfahrzeug“ modelliert. Dies ist ein reiner Modellierungsansatz wie er auch zur Bewertung von Ethanol eingesetzt wurde, der allerdings keinen Einfluss auf die Bewertung eines Treibstoffs hat. In der Praxis gehen wir von einer möglichen Beimischung von 2% aus, ohne dass hierzu Umbauten am Fahrzeug notwendig wären. Direkte Auspuffemissionen ausser Wasser fallen somit nicht an. Direkte Emissionen in der Nutzung entstehen ausschliesslich durch Reifenabrieb.

Synthetisches Methan (SyCH₄) wird in einem Gasfahrzeug genutzt und verbrannt. Direkte Emissionen durch die Verbrennung von Methan im Fahrzeugbetrieb, ausser CO₂, werden in die Berechnung der THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte miteinbezogen. Der Reifenabrieb wird ebenfalls berücksichtigt.

Methanol (SMeOH) wird als Benzinersatz in Ottomotor-Fahrzeugen genutzt. Direkte Emissionen durch die Verbrennung von Methan im Fahrzeugbetrieb, ausser CO₂, werden in die Berechnung der THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte miteinbezogen. Der Reifenabrieb wird ebenfalls berücksichtigt.

Referenzfahrzeug: Benzin Fahrzeug EURO 3, schwefelarm, entsprechend der Studie (3).

2.4 Beschreibung der technischen Optionen für die LCA Berechnungen

Für die Modellierung der Vordergrundprozesse der ausgewählten Prozessketten sind weitere Spezifikationen der zu betrachtenden technischen Optionen notwendig. In diesem Abschnitt werden die vorgenommenen Festlegungen und Berechnungsszenarien beschrieben.

2.4.1 Elektrolyse-Verfahren

Derzeit ist die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse eine Nischenanwendung im Vergleich zur Wasserstoffproduktion aus fossilen Kohlenwasserstoffen. Die IEA gibt für die Elektrolyse einen Anteil von 4% der globalen Wasserstoffproduktion an, was auf die hohen Kosten der Wasserstoffherstellung aus Strom zurückzuführen ist (4).

Für die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse stehen prinzipiell drei Technologien zur Verfügung (4):

- Alkalische Elektrolyse
- Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)
- Hochtemperaturelektrolyse (SOEL - Solid Oxide Electrolysis)

Im Rahmen dieser Studie beschränken wir uns auf im Markt eingeführte Technologien, das heisst alkalische Elektrolyse und PEM-Elektrolyse.

Gemäss Ökoinstitut 2013 (4) sind alkalische und PEM-Elektrolyse Technologien mit ähnlichen Anwendungseigenschaften, wobei die PEM-Elektrolyse einen geringeren Platzbedarf aufweist. Die Teillasteigenschaften beider Technologien sind nicht durch die Elektrolyse selbst, sondern durch die Systemkomponenten eingeschränkt. Ein Teillastverhalten bis 20 % der Nennlast ist für beide Technologien möglich und eine Lastveränderung erfolgt im Sekundenbereich. Beide Technologien sind zudem für die Speicherung von Überschussstrom geeignet, da ein Kaltstart der Elektrolyseanlage etwa eine halbe Stunde dauert. Aufgrund der ähnlichen Eigenschaften wird in dieser Studie nicht zwischen PEM und alkalischer Elektrolyse unterschieden. Der Wirkungsgrad für beide Technologien im MW-Massstab, wird zwischen 62% und 70% angegeben (4). Zudem muss noch eine Stromaufbereitung des aus dem Netz entnommenen Stroms erfolgen, da Elektrolyseure mit Gleichstrom betrieben werden. Im Rahmen dieser Studie wird daher für das Referenzszenario ein konservativer Wirkungsgrad von 62% angenommen (Lo). In einer Sensitivitätsanalyse untersuchen wir den Einfluss eines höheren Wirkungsgrads von 70% (Hi) auf die THG Emissionen sowie die Gesamtumweltbelastung (5).

2.4.2 Quellen der Strombereitstellung für Elektrolyse und nachfolgende Prozessschritte:

Die folgenden Energiequellen zur Stromherstellung werden betrachtet: Photovoltaik (PV), Windkraft (WK) und Europäischer Strommix basierend auf UCTE (EU)¹. Zusätzlich, wird eine erste Abschätzung zur Erzeugung von Methanol unter Nutzung von Strom aus Geothermie durchgeführt.

¹ Eine Dokumentation der für die Modellierung ausgewählten ecoinvent-Datensätze liefert Kapitel 3.2 .

² Der Fall Windkraft wird an dieser Stelle nicht quantifiziert, da in diesem Fall auch mit konservativen Stromverbräuchen in der Elektrolyse („low efficiency“ Szenario) der Grenzwert unterschritten wird.

Die Stromquellen (Wind, PV, EU-Mix) sind exemplarisch ausgewählt, um eine grosse Spannbreite an potenziellen Umweltwirkungen abzudecken. Daher wurde eine erneuerbare Stromquelle mit geringer CO₂-Emission und Umweltbelastung nach der Methode der ökologischen Knappheit (Moek) ausgewählt (Wind), eine erneuerbare Stromquelle mit im Vergleich zu Windkraft höheren CO₂-Emissionen und höherer Umweltbelastung (PV) und eine überwiegend fossile Quelle mit hohen CO₂-Emissionen und einer hohen gesamten Umweltbelastung (EU-Strommix). Die Stromquelle Wasserkraft, die vom Umweltprofil her mit der Windkraft vergleichbar ist, wird nicht zusätzlich betrachtet, da kein zusätzlicher Erkenntnisgewinn erwartet werden kann.

Auf die Betrachtung eines Szenarios "Abfallstrom" (THG-Potenzial und gesamte Umweltbelastung = 0) wird aus folgenden Gründen verzichtet:

- Ein solches Szenario dient nicht dem Ziel der Studie, die wichtigsten Inputs und Lebenszyklusphasen zu ermitteln.
- Das Konzept "Abfallstrom" ist nicht kompatibel mit der heutigen Berechnung von Stromökobilanzen. Selbst überschüssiger Strom kann nicht als Abfall angesehen werden, da die gesamte von der Quelle erzeugte Strommenge als wichtige Grösse in die Inventare einfliesst.
- Es besteht zum jetzigen Zeitpunkt in der Schweiz keine Definition von Abfallstrom.
- Die potenziellen Resultate bei der Verwendung eines Stroms ohne Umweltauswirkung lassen sich leicht aus den hier berechneten Ergebnissen ableiten.

2.4.3 CO₂-Gewinnung

Die Routen Power-to-Methan und Power-to-Methanol benötigen Kohlendioxid (CO₂) als Kohlenstoff-Quelle. Prinzipiell kommen verschiedene Quellen für konzentriertes CO₂ in Betracht (siehe **Abbildung 2**):

- fossiles, produktionsbedingtes CO₂ aus Abgasen (z.B. vom Kohlekraftwerk)
- biogenes CO₂ aus der CO₂-Abtrennung von Biogas-Anlagen
- atmosphärisches CO₂ (Air Capture)

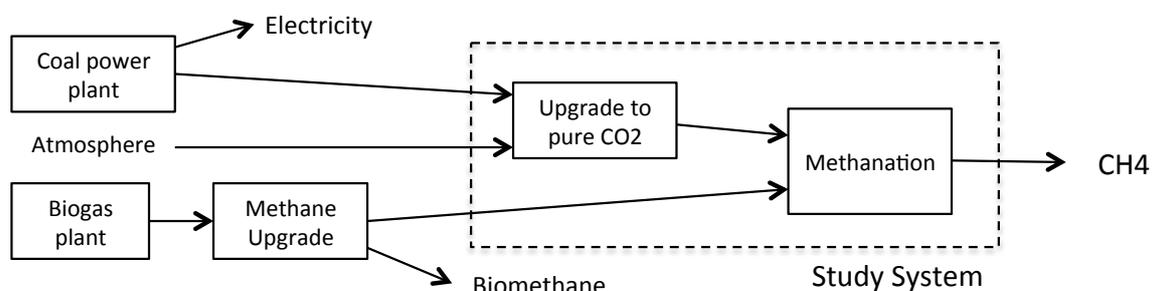


Abbildung 2. Betrachtete Pfade und Systemgrenze von CO₂-Gewinnung und Methanisierung.

Die Erzeugung des CO₂ findet ausserhalb der Systemgrenzen statt und wird jeweils dem Vorprozess zugerechnet. Beispielsweise werden die CO₂-Emissionen aus einem Kohlekraftwerk dem erzeugten Kohlestrom zugerechnet, das CO₂ steht daher als Abfall „burden-free“ für die PtX-Produktion zur Verfügung (cut-off Prinzip (6)) und die bei der Nutzung von PtX freiwerdende CO₂-Menge wird nicht als klimawirksam betrachtet.

Je nach CO₂-Konzentration im Ausgangsmedium variiert der Energieverbrauch der CO₂-Gewinnung. Biogenes CO₂ aus der Biogas-Anlage weist eine Konzentration von > 99% aus und kann ohne zusätzlichen Aufwand genutzt werden. Fossiles CO₂ aus den Abgasen von Verbrennungsprozessen benötigt einen geringen Energieaufwand zur Aufbereitung, da der CO₂-Gehalt bei ca. 12% liegt. Die CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft (CO₂-Gehalt: 0.04%) ist am aufwändigsten, aber auch räumlich am flexibelsten.

Die CO₂-Abtrennung aus Abgasen von Verbrennungsprozessen erfolgt über Auswaschung mit Monoethanolamin (MEA). Die Regenerierung des Waschmittels und die Abtrennung des CO₂ erfolgt mittels Wärme. Daneben ist noch Strom für den Betrieb von Pumpen und Lüftern erforderlich. Anschließend wird das CO₂ vom Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert. Falls die CO₂-Produktion und die Methanisierung am gleichen Ort stattfinden, kann der Wärmebedarf zumindest teilweise aus der bei der Methanisierungsreaktion freigesetzten Wärme gedeckt werden. In dieser Studie nehmen wir an, dass ausschliesslich Strom benötigt wird (23,6 kWh/tCO₂ (7)) und dass der Wärmebedarf vollständig durch den Wärmeüberschuss anderer Produktionsprozesse gedeckt werden kann. Die berechneten Treibhausgasemissionen und Gesamtumweltbelastung (5) stellen somit die Untergrenze für die CO₂-Bereitstellung dar.

Bei der Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft, mit der Air-Capture-Technik, erfolgt die CO₂-Abtrennung aus der Luft über Auswaschung mit Kalilauge (KOH) und Regenerierung des Waschmittels über Elektrodialyse. Air-Capture-Anlagen funktionieren als geschlossene Kreislaufsysteme ohne Zugabe von Chemikalien.

Im Rahmen dieser Studie wird für die Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft ein Strombedarf von 2000 kWh/t CO₂ zugrunde gelegt (8). Bei einer möglichen thermischen Energiebereitstellung für den Prozessschritt der Regeneration liesse sich der Strombedarf auf etwa ein Viertel (= 500 kWh_{el}/t CO₂) reduzieren (4). Climeworks rechnet mit einem Entwicklungsziel von 95%-Wärmeanteil (= 100 kWh_{el}/t CO₂) (9).

Biogenes CO₂ als CO₂-Quelle wird im Rahmen dieser Studie nicht explizit betrachtet. Die Gründe für diesen Ausschluss sind:

- Aufgrund der dezentralen Struktur der Biogaserzeugung und dem beschränkten Potential von nachhaltigem Biogas ist die zur Verfügung stehende Menge an biogenem CO₂ sehr begrenzt.
- Durch Weglassen der CO₂-Capture-Aufwände in den Ergebnissen lassen sich die potenziellen Resultate mit biogenem CO₂ abschätzen.

2.4.4 Methan-Herstellung

Für die Methanisierung wird angenommen, dass sie auf Grundlage des Sabatier-Prozesses realisiert wird. In einem chemischen Prozess werden Kohlenstoff und Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt. Stehen Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in ausreichender Menge und Reinheit zur Verfügung, gibt es verschiedene technische Verfahren, um den Prozess zu realisieren. In sogenannten Festbett- oder Wirbelschichtreaktoren kann eine heterogene Katalyse durchgeführt werden, bei der die Synthese von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid unter kontrollierten Bedingungen stattfindet. In Anlehnung an die aktuelle Fraunhofer-Studie (10) gehen wir auch in dieser Studie vom Einsatz eines Festbettreaktors aus.

Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Festbettreaktor mit Nickel/Aluminiumoxid-Katalysator.
- Strombereitstellung durch erneuerbare Energien (Wind und PV) sowie Netzbezug (UCTE-Strommix)
- Transport über das Gasnetz (100 km) und Verdichtung an der Tankstelle in der Schweiz

2.4.5 Methanol-Herstellung

- Festbettreaktor und Katalysatoren basierend auf Zinkoxid, Kupferoxid und Aluminiumoxid (11)
- Strombereitstellung durch erneuerbare Energien (Wind und PV) sowie Netzbezug (UCTE-Strommix)
- Transport mit Tanklaster zur Tankstelle
- Im Falle der Herstellung des Methanols ausserhalb Europas wird der Transport mit dem Hochseetanker nach Rotterdam (8000 km) und anschliessendem Transport mit dem Binnenschiff nach Basel berücksichtigt.

2.5 Systemgrenzen

Die Modellierung wird in Anlehnung an die ecoinvent v2.2-Richtlinien durchgeführt. Die Systemgrenze ist in **Abbildung 3** dargestellt. Die berechneten Ergebnisse enthalten die folgenden Komponenten:

- Treibstoffbereitstellung (well-to-tank)

- Direkte Emissionen (Auspuffemissionen und Reifenabrieb)
- Fahrzeug (d.h. Fahrzeugherstellung, Unterhalt und Entsorgung)
- Strasseninfrastruktur (d.h. Bau, Betrieb, Unterhalt und Entsorgung)

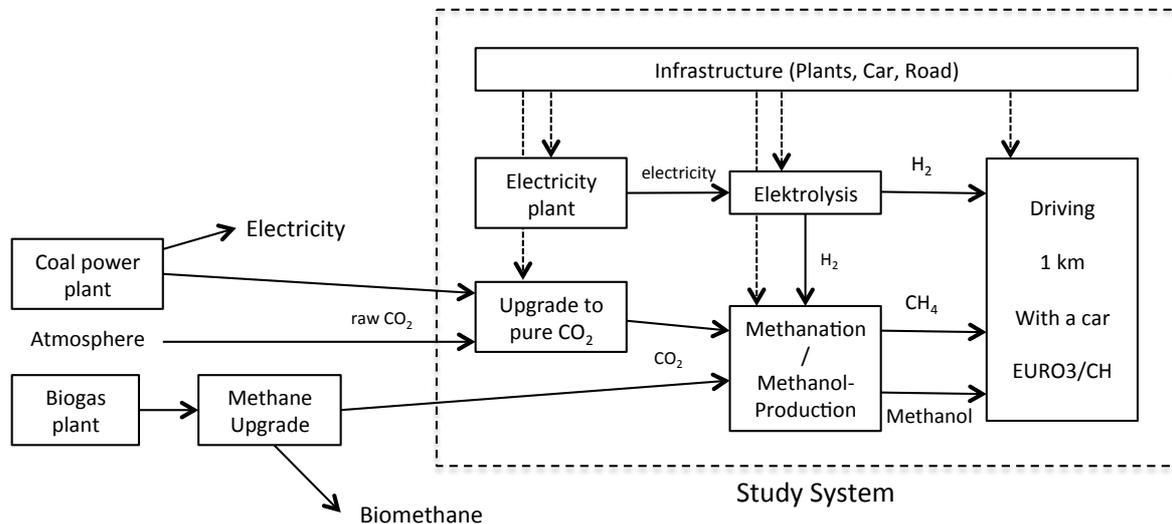


Abbildung 3. Darstellung der betrachteten Systemgrenze.

2.6 Indikatoren

Die Identifikation der Hotspots wird für Treibhausgas-Emissionen (12) und Umweltbelastungspunkte (5) durchgeführt. Da diese beiden Indikatoren auch zur Bewertung eines Gesuches um Steuererleichterung eines Treibstoffs aus erneuerbaren Rohstoffen verwendet werden. Laut Treibstoffökobilanz-Verordnung (2) müssen Biotreibstoffe mindesten 40% weniger Treibhausgasemissionen erzeugen und dürfen nicht mehr als 125% der gesamten Umweltbelastung der fossilen Referenz aufweisen, um diese Umweltkriterien zu erfüllen.

2.7 Szenarien-Variablen und Nomenklatur

Im Rahmen dieser Studie wurde eine Vielzahl von Szenarien berechnet. Zum Zwecke der Dokumentation und Kommunikation dieser Szenarien wurde eine eindeutige Nomenklatur eingeführt. Ein Szenario ist demnach eindeutig gekennzeichnet durch einen „String“ von 16 Buchstaben.

- Buchstaben 1-5 beschreiben den Treibstofftyp: SynH₂ (Synthetischer Wasserstoff); SyCH₄ (Synthetisches Methan) SMeOH (Synthetisches Methanol)
- Buchstaben 6&7 definieren die Stromquelle der Elektrolyse: WK (Windkraft), PV (Photovoltaik), EU (UCTE-Strommix),GT (Geothermie)
- Buchstaben 8&9 spezifizieren den Wirkungsgrad der Elektrolyse: Lo (konservatives Referenzszenario mit einem Wirkungsgrad von 62%); Hi (Wirkungsgrad von 70%)
- Buchstaben 10-12 : spezifizieren die CO₂-Quelle: Atm (atmosphärisch), Abg (Abgas)

- Buchstaben 13&14: definieren die Stromquelle für die CO₂-Produktion: WK (Windkraft), PV (Photovoltaik), EU (UCTE-Strommix)
- Buchstaben 15&16: definieren die Stromquelle der Treibstoffsynthese (Methanisierung und Methanolherstellung): WK (Windkraft), PV (Photovoltaik), EU (UCTE-Strommix)

Beispiel:

SyCH₄_WKLo_AtPV_EU: Synthetisches Methan; Stromquelle der Elektrolyse: Windkraft, Wirkungsgrad der Elektrolyse: tief (62%); CO₂-Quelle: atmosphärisch, Strombereitstellung: Fotovoltaik; Strom für die Methanisierung: Europäischer Strommix (UCTE).

2.8 Basis-Szenarien

Bei den Basisszenarien handelt es sich um ausgewählte Szenarien für die drei Treibstoffpfade (PtSynH₂; PtSyCH₄ und PtSMeOH), in denen der benötigte Strom ausschliesslich aus regenerativen Energiequellen bereitgestellt wird. Die Szenarien sind so gewählt, dass in der gesamten Kette entweder Strom aus Windkraft (WK) oder Fotovoltaik (PV) eingesetzt wird. Kombinationen mit verschiedenen Stromquellen in der Treibstoffherstellung werden im Anschluss betrachtet. In **Tabelle 1** sind die Szenarienparameter beschrieben.

Tabelle 1. Parameterwahl der Basis-Szenarien.

Basis-Szenarien			
	H2 Elektrolyse	CO2 Produktion	Treibstoffproduktion
SynH2_WKLo	Windkraft als Stromquelle & low Efficiency (62%)	-	-
SynH2_PVLo	PV als Stromquelle & low Efficiency (62%)	-	-
SyCH4_WKLo_AtMWK_WK	Windkraft als Stromquelle & low Efficiency (62%)	Atmosphärisches CO2 & WK als Stromquelle	Stromquelle: WK
SyCH4_PVLo_AtMPV_PV	PV als Stromquelle & low Efficiency (62%)	Atmosphärisches CO2 & PV als Stromquelle	Stromquelle: PV
SMeOH_WKLo_AtMWK_WK	Windkraft als Stromquelle & low Efficiency (62%)	Atmosphärisches CO2 & WK als Stromquelle	Stromquelle: WK
SMeOH_PVLo_AtMPV_PV	PV als Stromquelle & low Efficiency (62%)	Atmosphärisches CO2 & WK als Stromquelle	Stromquelle: PV

3 Inventardaten

3.1 Treibstoffbereitstellungsprozesskette

3.1.1 Wasserstoffelektrolyse

Energie- und Wasserverbrauch basieren auf einer Literaturrecherche. Für das Basisszenario „low efficiency“ nehmen wir in Übereinstimmung mit (13) die folgenden Verbrauchsdaten an:

- Energieverbrauch Elektrolyse : 53 kWh/kg H₂ (62% Effizienz)
- Energieverbrauch Verdichtung: 8 kWh/kg H₂
- Wasserverbrauch Elektrolyse: 10 L/kg H₂

Neben dem Betrieb der Anlage werden zudem auch Herstellung und Unterhalt der Anlage mitberücksichtigt. Die Inventardaten beruhen auf einer ausführlichen Ökobilanz innerhalb eines EU-Forschungsprojekts (13) und sind im Kapitel 7.1.1 vollständig dokumentiert.

Die Effizienz der Elektrolyse mit 62% ist als konservative Abschätzung zu betrachten. In einem „High Efficiency“-Szenario untersuchen wir für sensitive Fälle die Auswirkung einer Effizienzsteigerung auf 70%.

Auch der Wert für die Verdichtung im Basisszenario ist mit 8 kWh/kg H₂ als konservative Abschätzung zu verstehen. Andere Studien geben hier geringere Werte an.

- In einer DoE-Studie (14) zur Druckwasserstoffverdichtung werden für die Betankungen Werte von 2.0–2.2 kWh/kg (350 bar) und zusätzlichen 2.9–3.2 kWh/kg für 700 bar angegeben.
- Im Hy-NOW-Bericht des Deutschen Biomasseforschungszentrums (15) wird ein Stromverbrauch von 2.7 kWh/kg (500 bar-Trailer) bzw. zusätzlich 1.7 kWh/kg (700 bar-Betankung) aufgezeigt.
- Die neue Verdichtertechnologie von Linde auf Basis des ionischen Verdichters soll gemäss Datenblatt für die 5-auf-900 bar-Verdichtung einen Stromverbrauch von 2.7 kWh/kg aufweisen (16).

In einem **Alternativszenario** für die Strombereitstellung aus der Elektrolyse „High Efficiency“ (Hi) untersuchen wir für sensitive Fälle die Auswirkung eines niedrigeren Energieverbrauchs. Dabei treffen wir die folgenden Annahmen:

- Energieverbrauch Elektrolyse : 47 kWh/kg H₂
- Energieverbrauch Verdichtung: 2,7 kWh/kg H₂, gemäss (14–16)
- Wasserverbrauch Elektrolyse: 10 L/kg H₂

3.1.2 CO₂-Gewinnung

Die verwendeten Inventardaten basieren auf einer Literaturrecherche. Neben dem Betrieb der Anlage werden zudem auch Herstellung und Unterhalt der Anlage mitberücksichtigt. Die verwendeten Daten sind im Anhang dokumentiert (7.1.2).

Der Strombedarf für die beiden Szenarien a) atmosphärische CO₂-Gewinnung und b) CO₂-Gewinnung aus Abgas (Power plant post-combustion capture) sind so gewählt, dass sie eine möglichst grosse Bandbreite aufzeigen:

- CO₂-Gewinnung aus Abgas: 23,6 kWh/tCO₂ (7)
- CO₂-Gewinnung aus der Atmosphäre: 2000 kWh/tCO₂ (8)

3.1.3 Methanisierung

Die verwendeten Inventardaten beruhen auf existierenden ecoinvent v2.2-Daten für die Herstellung von synthetischem Methan aus der Holzvergasung („Methan, 96 Vol.-%, aus Synthesegas, Holz, ab Aufbereitung“) welche leicht modifiziert wurden. Die Modifizierungen sind in Appendix A beschrieben.

Neben dem Betrieb der Anlage werden zudem auch Herstellung und Unterhalt der Anlage mitberücksichtigt.

Der Bedarf an H₂ und CO₂ berechnet sich aus der Stöchiometrie: $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$.

Daraus ergeben sich die folgenden Nachfragewerte:

- H₂ 0,376 kg/m³ Methan bzw. 0,0373 kg H₂/kWh Methan
- CO₂ 2,068 kg/m³ Methan bzw. 0,2054 kg CO₂/kWh Methan

Die Verdichtung für die Einspeisung ins Gasnetz oder an der Tankstelle wird im Kapitel Treibstoffverteilung (3.1.5) berücksichtigt.

3.1.4 Methanolherstellung

Die verwendeten Inventardaten beruhen auf existierenden ecoinvent v2.2-Daten. In erster Näherung wurde der Input „Synthesegas“ gelöscht und durch die Inputs von Kohlendioxid und Wasserstoff ersetzt. Der Bedarf an H₂ und CO₂ berechnet sich aus der Stöchiometrie: $\text{CO}_2 + 3 \text{ H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$. Daraus ergeben sich die folgenden Werte:

- H₂: 0,1875 kg/kg Methanol bzw. 0,0338 kg H₂/kWh Methanol
- CO₂: 1,375 kg/kg Methanol bzw. 0,2481 kg CO₂/kWh Methanol

3.1.5 Treibstoffverteilung

Die **Verteilung für Methan** umfasst die Verteilung im Gasnetz und die Bereitstellung in der entsprechenden Verdichtung als CNG an der Tankstelle. Die verwendeten Inventardaten beruhen auf existierenden ecoinvent v2.2-Datensätzen: Methan, 96 Vol.-%, aus Biogas, Produktionsmix, ab

Tankstelle, welcher auch den Datensatz „Methan, 96 Vol.-%, aus Biogas, Hochdruck, an Abnehmer“ enthält.

Für die **Verteilung von Methanol**, verwenden wir den ecoinvent V2.2-Datensatz „methanol, at regional storage“. Dieser Prozess beinhaltet den Transport innerhalb der Schweiz mit LKW (100 km) und Bahn (150 km). Grundsätzlich kann Methanol auch über längere Distanzen importiert werden. Hierzu berechnen wir ein Szenario, in dem der Transport mit einem Schiff betrachtet wird. Die Annahmen sind in **Tabelle 2** dokumentiert.

Tabelle 2. Annahmen zur Transportmodellierung.

Transportmittel	Distanz	Ecoinvent Datensatz
LKW Transport	100 km	Transport, Lorry, > 28t, fleet average
Bahn Transport	150 km	Transport, Fright, Rail
Schifftransport Meer	8000 km	Transport, liquefied natural gas, freight ship
Schifftransport Binnengewässer	800 km	Transport, Barge tanker

3.2 Strombereitstellung

Für die Strombereitstellung greifen wir direkt auf vorhandene ecoinvent v2.2-Datensätze zurück. Die dadurch entstehenden Limitation a) hinsichtlich der Ergebnisse dieser Studie und b) hinsichtlich der Verwendung von Stromdaten aus ecoinvent, diskutieren wir in Abschnitt 5.

3.2.1 Strom aus Windkraft

In ecoinvent stehen verschiedenen Datensätze zur Verfügung. In **Abbildung 4** sind die verschiedenen Datensätze und die daraus resultierenden THG-Emissionen zusammengefasst.

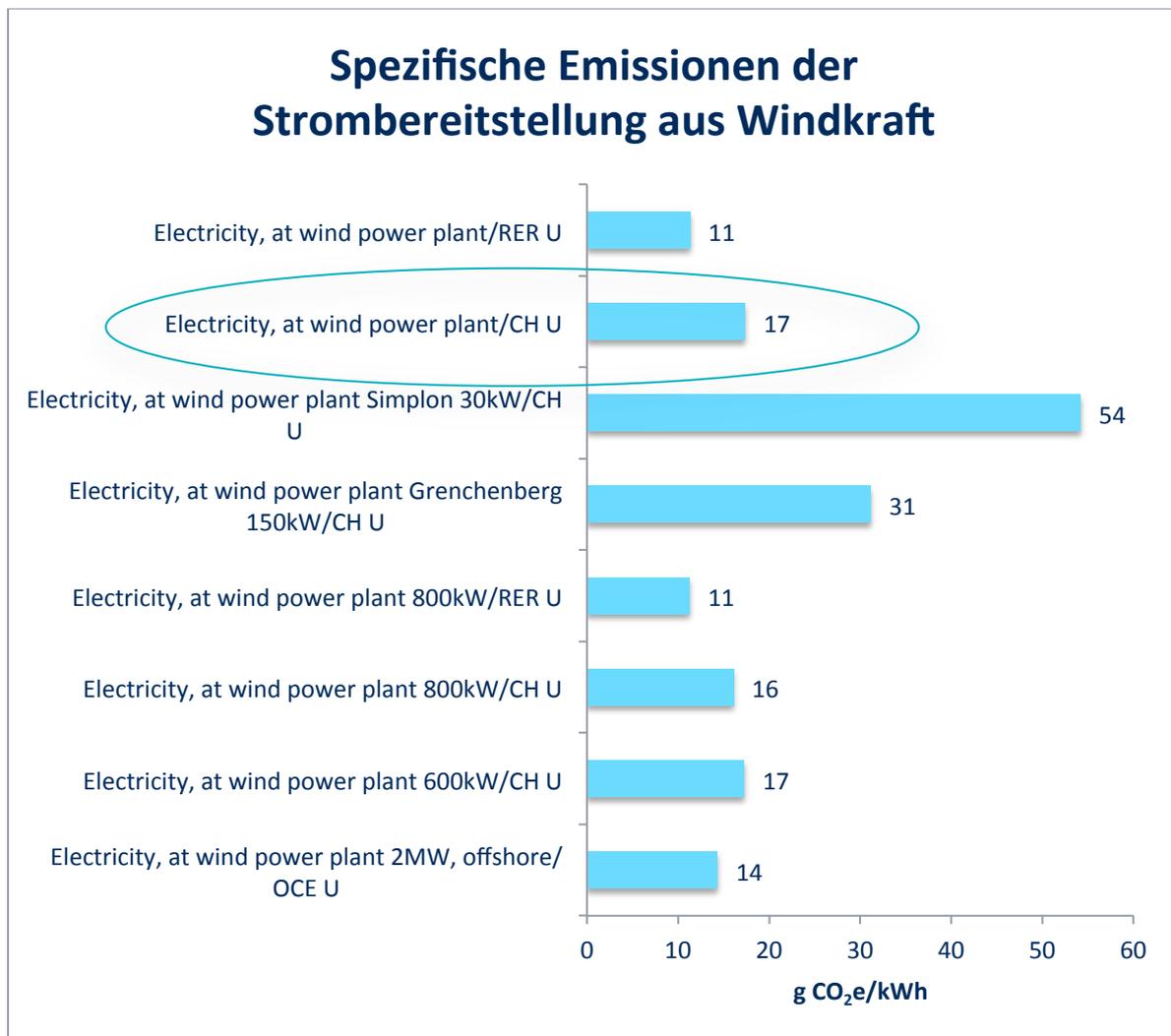


Abbildung 4. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus Windkraft (ecoinvent v2.2).

Die in ecoinvent v2.2 vorhandenen Datensätze zeigen eine Bandbreite von 11-54 g CO₂ e/kWh. In dieser Studie rechnen wir mit einem eher konservativen Wert von 17 g CO₂ e/kWh. Die Anlagen in Simplon und Grenchenberg sind aufgrund ihrer geringen Leistung nicht als repräsentativ anzusehen und wir gehen davon aus, dass diese Anlagen nicht von Bedeutung für zukünftige PtX-Anlagen sind.

3.2.2 Strom aus Fotovoltaik (PV)

Für PV-Strom in der Schweiz stehen in ecoinvent v2.2 verschiedene Datensätze zur Verfügung (siehe **Abbildung 5**). Grundsätzlich unterscheiden sich die THG-Emissionen von Solaranlagen hinsichtlich PV-Technologie und Betriebsparameter (annual yield, degradation rate and life time), welche wiederum Standort-spezifisch sind. Die THG-Emissionen für die verschiedenen Technologien betragen zwischen 56 g und 71 g CO₂ e/kWh. Es fällt auf, dass der Wert für den durchschnittlichen CH-Produktionsmix mit 76 g CO₂ e/kWh höher liegt als die einzelnen Technologien. Dies lässt sich mit den durchschnittlichen Betriebsbedingungen für Solaranlagen in der Schweiz erklären, welche

weniger günstig sind als beim durchschnittlichen Einsatz in Europa, wo relativ viele Anlagen im strahlungsgünstigen Mittelmeergebiet installiert sind.

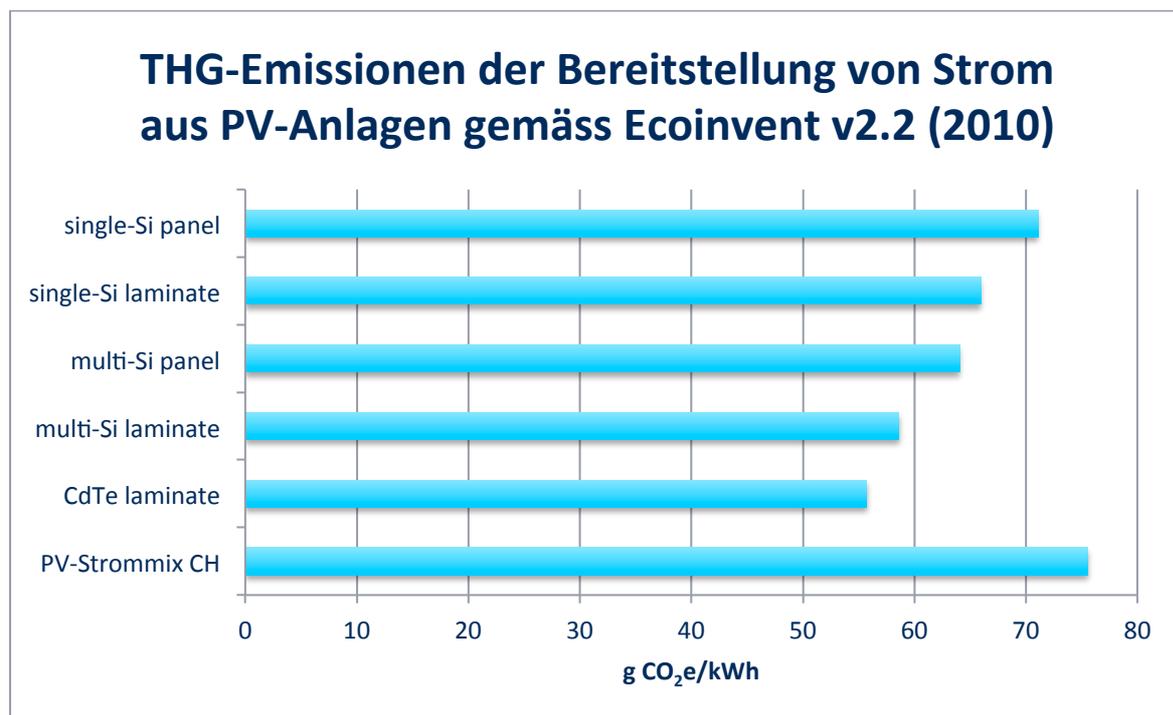


Abbildung 5. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus PV-Anlagen gemäss Ecoinvent v2.2 (2010).

In **Abbildung 6** sind THG-Emissionen verschiedener PV-Technologien aus einer neueren Studie (17) für einen Betrieb in der Schweiz zusammengefasst. Es fällt auf, dass die Werte mit Ausnahme der CdTe-Technologie durchwegs um ca. 20 g CO₂ e/kWh höher liegen als in den älteren Ecoinvent-Daten. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Produktionsdaten nicht aktualisiert wurden, aber der Produktionsstandort zum Teil nach China verlagert wurde (höherer THG-Emissionen des CN-Strommixes).

Wir rechnen in dieser Studie mit einem durchschnittlichen Wert von 71 g CO₂ e/kWh, was einer Produktion in der Schweiz mit monokristallinen Silizium-Zellen und mit guten Betriebsparametern entspricht.

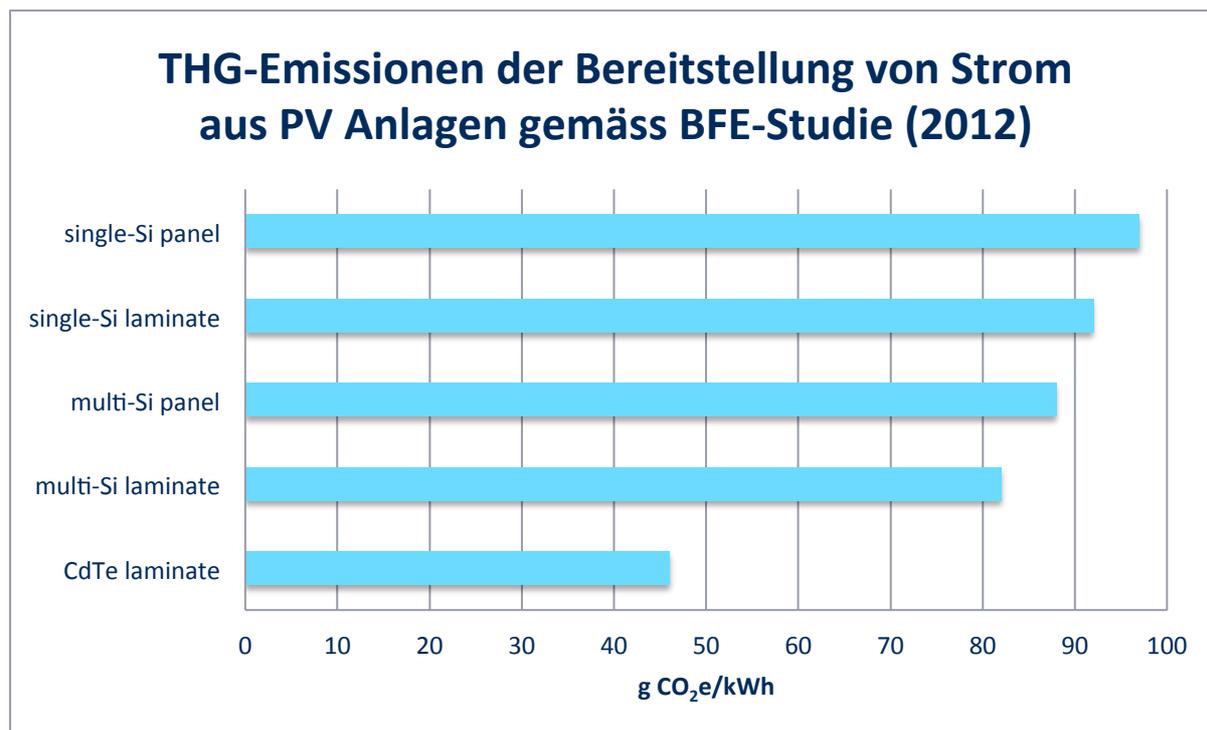


Abbildung 6. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus PV-Anlagen aus der Studie Life Cycle Inventories of Photovoltaics im Auftrag des BFE (17).

3.2.3 Geothermie

In ecoinvent v2.2 stehen keine Datensätze zur Stromerzeugung aus Geothermie zur Verfügung. In ecoinvent v3.1 sind verschiedene Datensätze erhältlich, die sich alle auf Hot-Dry-Rock (HDR, Tiefen-Geothermie) Technologie beziehen, welche eine globale Verbreitung von < 15% hat. Aus diesem Grund haben wir die Geothermie-Datensätze aus ecoinvent v3.1 bei der Berechnung der Prozessketten nicht direkt verwendet. Allerdings werden wir anhand der hier aufgezeigten THG-Emissionen den Einsatz von Geothermie in unseren Schlussfolgerungen mitbetrachten. In **Abbildung 7** sind die verschiedenen Datensätze und die daraus resultierenden THG-Emissionen zusammengefasst. Mit einer Spannweite von 57-75 g CO₂ e/kWh resp. 142-180 UBPO6/kWh liegen die Werte in der Grössenordnung des PV-Stroms.

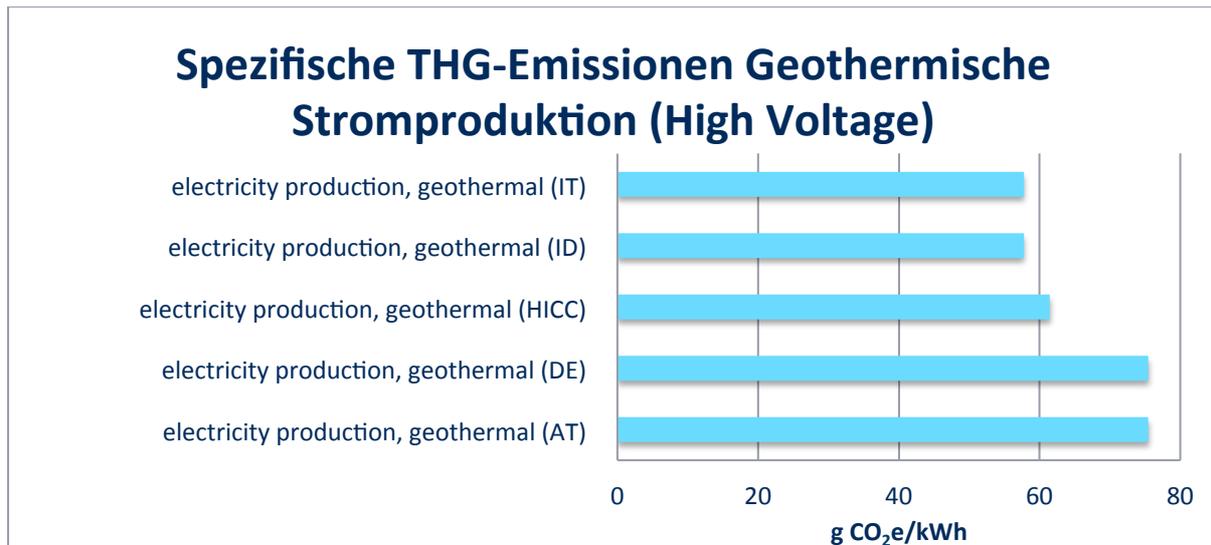


Abbildung 7. Spezifische THG-Emissionsfaktoren verschiedener Datensätze der Strombereitstellung aus Geothermie Anlagen aus ecoinvent 3: Italien, Indonesien, Hawaii, Deutschland, Österreich. (Allokation Recycled Content).

3.2.4 Netzstrom

Für Netzstrom verwenden wir in dieser Studie den UCTE-Mix (“Electricity, medium voltage, production UCTE, at grid/UCTE U”) Die THG-Emissionen für diesen EU-Mix belaufen sich auf 533 g CO₂ e/kWh).

3.3 Emissionen der PtX-Treibstoffe beim Einsatz im PW

3.3.1 Direkte Fahrzeugemissionen

Zur Berechnung der Emissionen im Einsatz der PtX-Treibstoffe werden im Rahmen dieser Studie Annahmen zu deren Einsatz in bestimmten Fahrzeugtypen gemacht. Für die Modellierung der Fahrzeuge greifen wir auf ecoinvent v2.2-Datensätze zurück. In **Tabelle 3** sind die verwendeten Datensätze aufgelistet und die wesentlichen Annahmen zusammengefasst.

Tabelle 3. Übersicht zum Einsatz der erzeugten Treibstoffe und die zur Berechnung verwendeten ecoinvent v2.2-Daten, sowie wesentliche Annahmen zu Emissionen.

Treibstoffeinsatz	ecoinvent-Datensatz	Emissionen
SynH2 in Gas-PW	Betrieb, Pkw, Methan, 96 Vol.-%, aus Biogas	Direkte Emissionen aus dem Auspuff: ausschliesslich Wasser. Indirekte Emissionen durch Reifenabrieb werden berücksichtigt (5).
SyCH4 in Gas-PW	Betrieb, Pkw, Methan, 96 Vol.-%, aus Biogas	Direkte Emissionen: CO ₂ -Emissionen werden als biogen betrachtet und haben ein THG-Potential von 0. CH ₄
SMeOH in MeOH-	Betrieb, Pkw, Methanol	

PW		<p>und andere THG-Emissionen werden für THG-Berechnungen voll berücksichtigt. Weitere direkte Emissionen wie NOx, PM2.5 etc. werden für die Berechnung der Gesamtumweltbelastung berücksichtigt.</p> <p>Indirekte Emissionen durch Reifenabrieb werden berücksichtigt (5).</p>
----	--	--

3.3.2 LCI-Daten für Fahrzeug und Strasseninfrastruktur

Emissionsdaten zur Fahrzeugherstellung, Unterhalt und Entsorgung sowie zur Strasseninfrastruktur werden direkt aus ecoinvent v2.2 entnommen. Praktisch wird dies durch die Integration der erhobenen Treibstoffemissionen und Emissionen im Betrieb des Fahrzeugs in bestehende ecoinvent-Transportdatensätze umgesetzt. In **Tabelle 4** sind die verwendeten Datensätze dokumentiert.

Tabelle 4. Ecoinvent-Datensätze zur Berechnung der Fahrzeug- und Infrastrukturemissionen.

Treibstoff	Ecoinvent Datensatz
SynH2 in Gas-PW	Transport, Pkw, Methan, 96 Vol.-%, aus Biogas
SyCH4 in Gas-PW	Transport, Pkw, Methan, 96 Vol.-%, aus Biogas
SMeOH in MeOH-PW	Transport, Pkw, Methanol

3.4 LCI-Daten für Hintergrundprozesse

Alle Hintergrunddaten stammen aus ecoinvent v2.2. Gemäss dem Vollzug der TrÖbiV wird die Nutzung eines erneuerbaren Treibstoffs mit einem benzinbetriebenen Euro 3-Fahrzeug verglichen. Die Auswirkung einer Anpassung auf EURO 5 ist eher gering, da die Anpassung sowohl den erneuerbaren Treibstoff als auch die fossile Referenz betreffen würde. Daher wird zum jetzigen Zeitpunkt auf eine Anpassung verzichtet.

3.5 Berechnungen

Die Berechnungen werden in der LCA-Software SimaPro durchgeführt.

4 Ergebnisse

Die in diesem Kapitel gezeigten Ergebnisse und die Aussagen zur Einhaltung der Mindestanforderung bei Verwendung eines bestimmten Stroms beziehen sich jeweils nur auf die in dieser Studie verwendete Stromerzeugung und die dahinterstehenden Annahmen. Eine Verallgemeinerung der Aussagen ist somit nicht zulässig. Für eine bessere Lesbarkeit wird jedoch darauf verzichtet dies in jedem einzelnen Unterkapitel wiederholt zu erwähnen.

4.1 Gesamtübersicht THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte

In **Abbildung 8** und **Abbildung 9** ist das Treibhausgaspotential und die Gesamtumweltbelastung (5) für ausgewählte Szenarien (maximale Spannweite der Ergebnisse) der drei PtX-Routen illustriert.

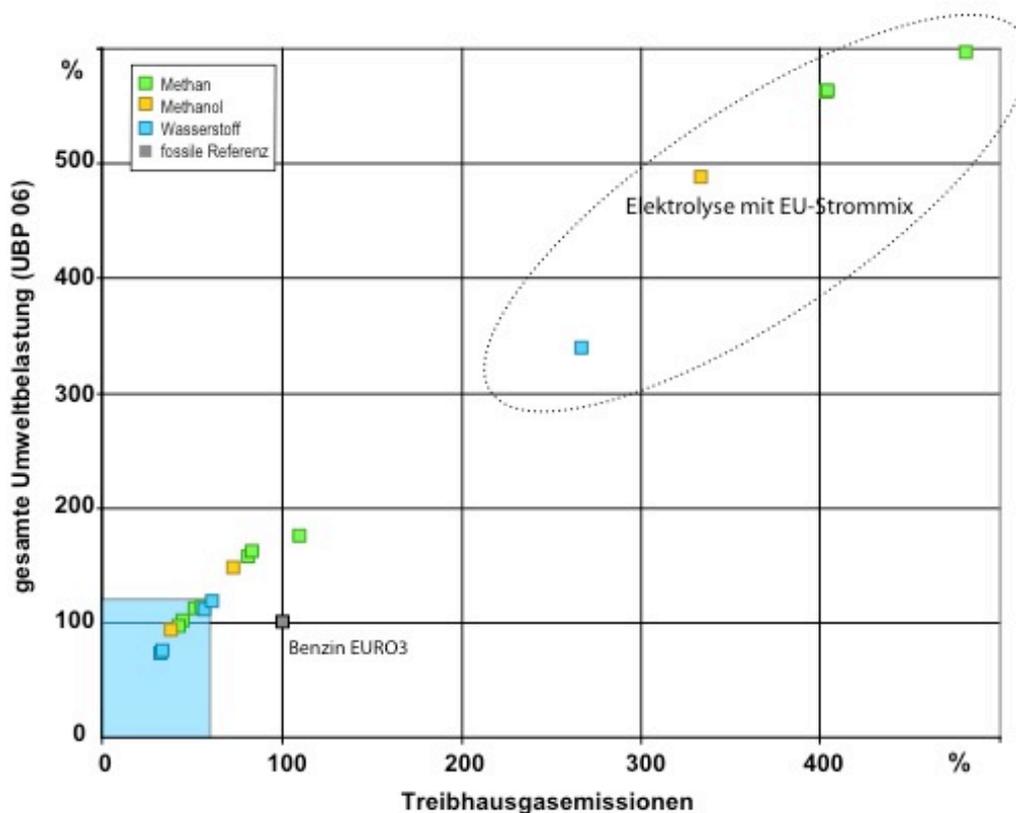


Abbildung 8. Zweidimensionale Darstellung von Treibhausgasemissionen und Gesamtumweltbelastung (5). Die Werte sind relativ zur fossilen Referenz Benzin dargestellt. Der blaue Bereich zeigt die Mindestanforderungen für eine Mineralölsteuererleichterung an: 40% weniger THG-Emissionen und max. 125% gesamte Umweltbelastung.

Abbildung 8 zeigt, dass bei einer Elektrolyse mit nicht-erneuerbaren Energieträgern sowohl THG-Emissionen als auch Umweltbelastungspunkte weit über den gesetzlichen Mindestanforderungen für eine Steuererleichterung liegen.

Zudem erkennt man, dass für alle drei PtX-Routen die Mindestanforderungen prinzipiell erreicht werden können. Im Weiteren wird auch ein linearer Zusammenhang zwischen Treibhausgasemissionen und Gesamtumweltbelastung (UBP-Methode, 2006) sichtbar. Im Gegensatz zu landwirtschaftlichen Biotreibstoffen sind die Umweltauswirkungen von strombasierten

Treibstoffen primär von Strombereitstellung und Produktionseffizienz dominiert und es gibt nur eine geringe Wechselwirkung mit Landnutzung und Ökosystemen.

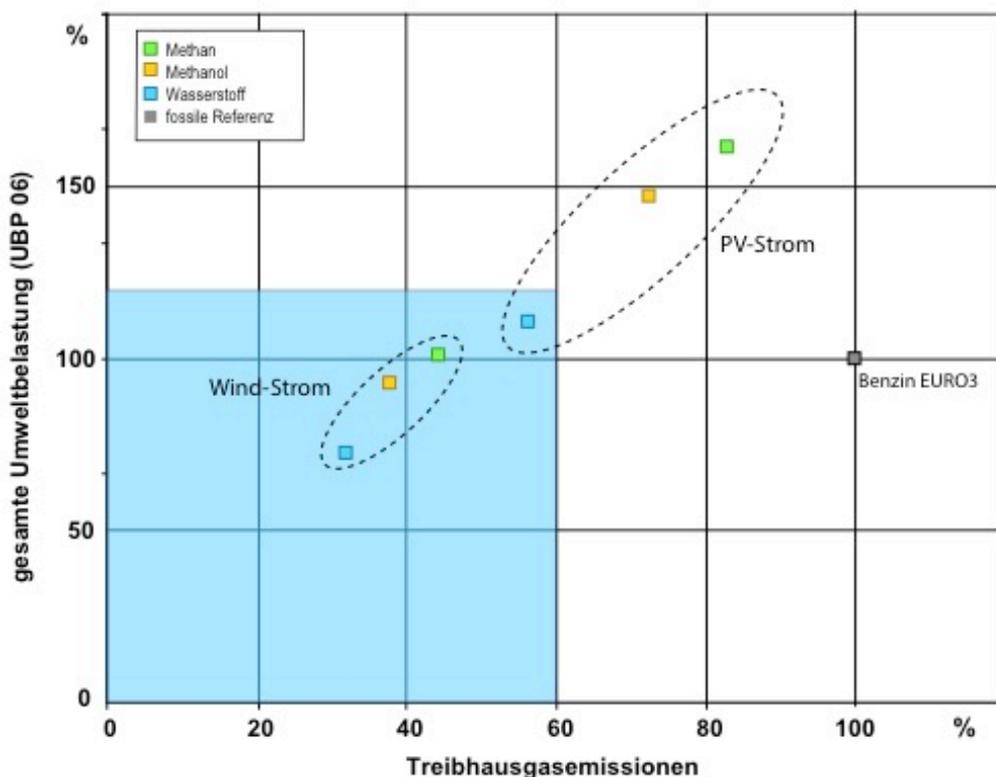


Abbildung 9. Zweidimensionale Darstellung von Treibhausgasemissionen und Gesamtumweltbelastung (UBP-Methode, 2006) der Basis-Szenarien. Die Werte sind relativ zur fossilen Referenz Benzin dargestellt. Der blaue Bereich zeigt die Mindestanforderungen für eine Mineralölsteuererleichterung an: 40% weniger THG-Emissionen und max. 125% gesamte Umweltbelastung.

Abbildung 9 verdeutlicht die Bedeutung der Strombereitstellung in der Elektrolyse. Der Einsatz von Windkraft in der Elektrolyse ermöglicht für alle Routen die Erreichung der Mindestanforderungen. Auf der anderen Seite zeigt sich, dass bei einem Einsatz von PV-Strom in der Elektrolyse sowohl für die Methan- als auch für die Methanol-Route die Mindestanforderungen in den Basis-Szenarien nicht eingehalten werden können.

4.2 THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte für die Basis-Szenarien

Die resultierenden THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte für die Basis-Szenarien und das Referenzszenario (Benzin, Euro3) sind in **Abbildung 10** und **Abbildung 11** dargestellt.

Treibhausgasemissionen Basis-Szenarien

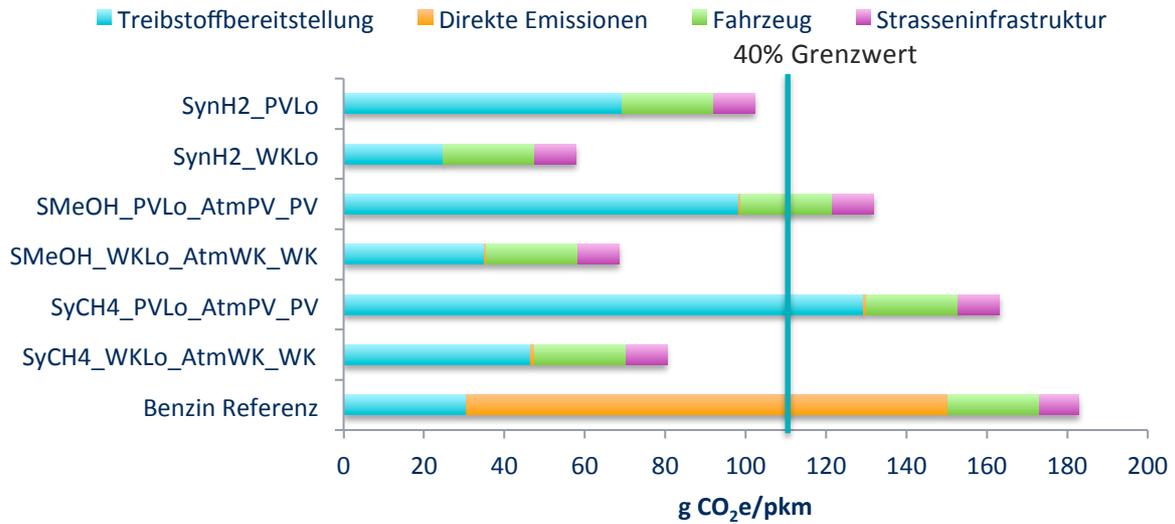


Abbildung 10. THG-Emissionen für ausgewählte Basis-Szenarien der drei Treibstofftypen sowie das Referenzsystem.

Gesamtumweltbelastung Basis-Szenarien

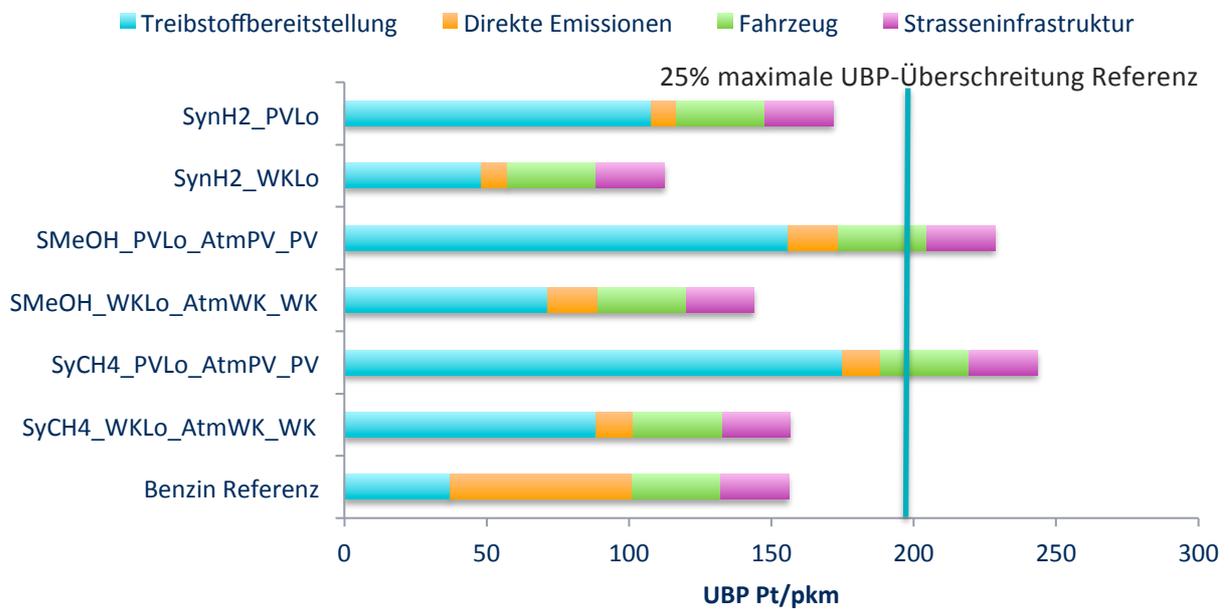


Abbildung 11. Umweltbelastungspunkte für ausgewählte Basis-Szenarien der drei Treibstofftypen sowie das Referenzsystem.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen die Referenzszenarien der Power-to-X-Treibstoffe beim Einsatz im PW bezogen auf einen Personenkilometer.

In allen betrachteten Fällen zeigt sich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber einem konventionellen Benzinfahrzeug.

Die Treibhausgasemissionen für Wasserstoff zeigen sowohl bei der Verwendung von Windkraft als auch Photovoltaik als Stromquelle für die Elektrolyse eine Reduktion von mehr als 40% (Grenzwert: 110 g CO₂ e/pkm) gegenüber dem Benzinfahrzeug.

Bei Methan (SyCH₄) und Methanol (SMeOH) ergibt sich ein differenzierteres Bild: Im Falle des Einsatzes von Windkraft wird die 40% Reduktionsmarke erreicht. Der Einsatz von PV als Stromquelle führt zwar zu einer Reduktion gegenüber einem Benzinfahrzeug, allerdings nicht im erforderlichen Masse von 40%. Methanol zeigt hierbei eine leicht bessere Performance als Methan (SyCH₄).

Ein Vergleich der Umweltbelastungspunkte der PtX-Szenarien mit dem Referenzsystem zeigt nur in einem Fall eine deutlich bessere Performance („SynH₂_WKLo“) und in einem zweiten Fall („SMeOH_WKLo_AtMWK_WK“) eine leicht bessere Performance. In allen anderen Fällen ist ein Anstieg der Umweltbelastungspunkte gegenüber dem Referenzszenario zu beobachten. Der Anstieg liegt unterhalb der erlaubten Grenzen von 25% falls nicht PV-Strom zur Methan- oder Methanol-Herstellung genutzt wird.

Somit wären die beiden Szenarien „SyCH₄_PVLo_AtMPV_PV“ und „SMeOH_PVLo_AtMPV_PV“ ausserhalb der erforderlichen Grenzen, sowohl was die THG-Emissionen als auch die Gesamtumweltbelastung betrifft. Alle anderen Basisszenarien liegen innerhalb der Grenzen.

4.3 Detaillierte Ergebnisse für Wasserstoff (SynH₂)

In **Abbildung 12** sind die THG-Emissionen für ausgewählte Szenarien der SynH₂-Route dargestellt. In **Abbildung 13** sind die dazugehörigen Umweltbelastungspunkte illustriert. Zusätzlich zu den Basisszenarien wird nun auch der Einsatz von Netzstrom betrachtet.

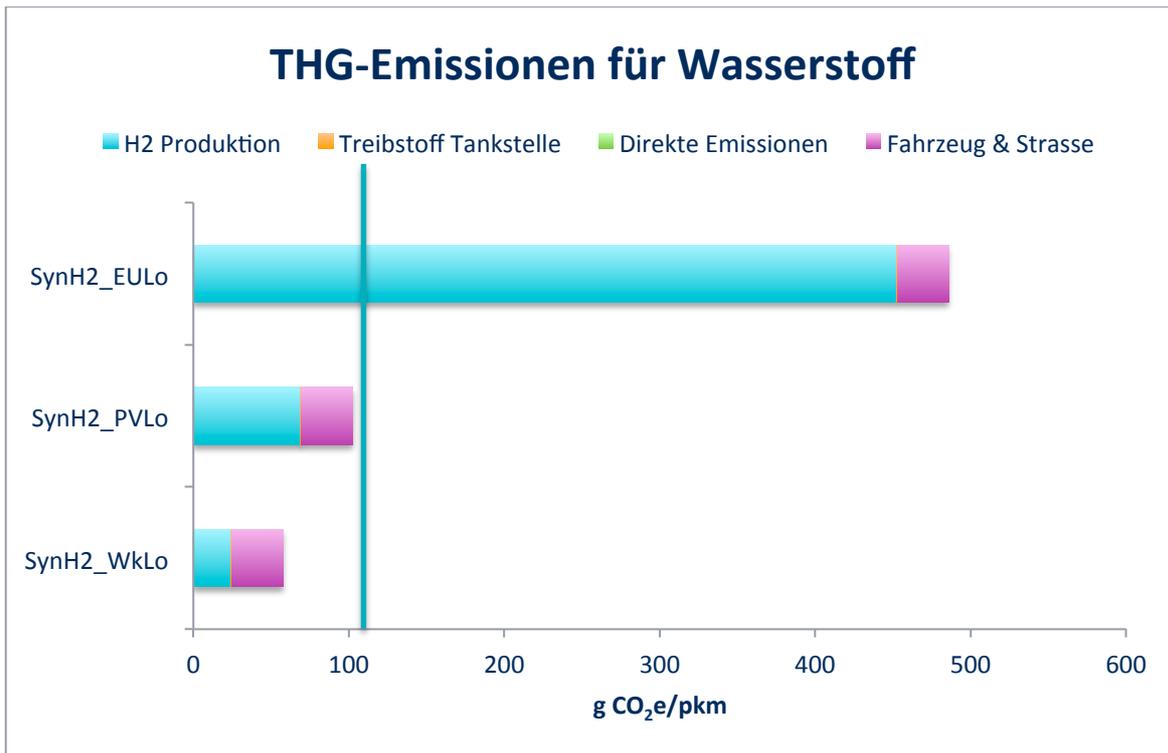


Abbildung 12. THG-Emissionen für ausgewählte PtSynH₂ Szenarien. Die Linie markiert den 40%-Reduktions-Grenzwert.

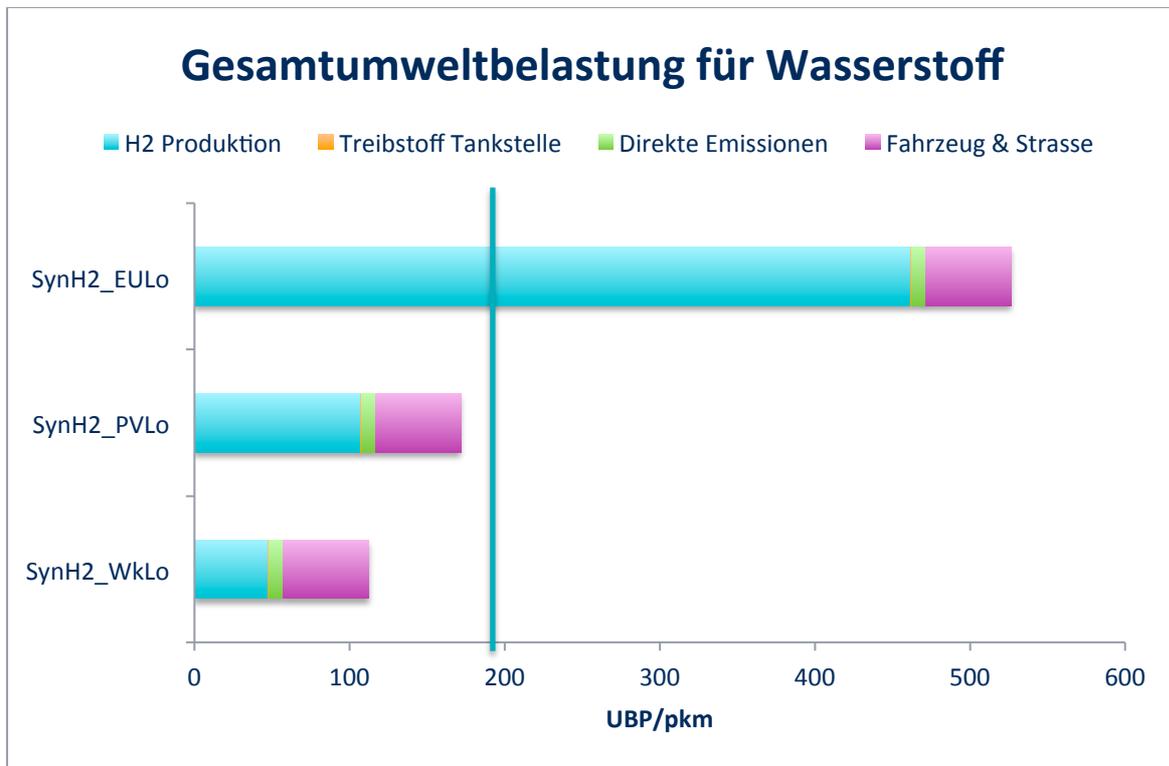


Abbildung 13. Umweltbelastungspunkte für ausgewählte SynH₂-Szenarien. Die Linie markiert den 125%-Grenzwert.

Es zeigt sich, dass bei einem Einsatz von europäischem Netzstrom entlang der gesamten Treibstoffbereitstellungsprozesskette die THG-Emissionen pro pkm um einen Faktor 2,7 höher sind

als die THG-Emissionen eines konventionellen Benzinfahrzeugs. Somit übersteigen die THG-Emissionen den für eine Steuererleichterung einzuhaltenden Wert um den Faktor 4,5.

Wird die Elektrolyse mit Strom aus Windkraft betrieben, wird die Reduktion von 40% gegenüber der fossilen Referenz, selbst im konservativen Szenario mit niedriger Effizienz der Elektrolyse und hohem Stromverbrauch für die Verdichtung klar erreicht. Das Gleiche gilt auch für die gesamte Umweltbelastung.

Beim Einsatz von PV als Stromquelle für die Elektrolyse wird die THG-Mindestanforderung knapp erreicht. Die gesamte Umweltbelastung liegt auch hier knapp unter dem zulässigen Grenzwert.

4.4 Detaillierte Ergebnisse für Methan (SyCH₄)

Zusätzlich zu den Basisszenarien werden in diesem Abschnitt weitere mögliche Szenarien durch Variation der Szenario-Variablen (siehe Abschnitt 2.7) gebildet und die berechneten THG-Emissionen dargestellt. Zudem wird die Detailtiefe der Darstellung der Treibstoffkette erhöht. Die folgenden Szenario-Cluster werden untersucht:

- CO₂-Gewinnung aus Abgas
- Elektrolyse mit höherer Effizienz
- Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen
- Kombination verschiedener erneuerbaren Stromquellen in einer Prozesskette

Für jene Szenarien, für welche die geforderte 40%ige Reduktion der THG-Emissionen erreicht wird („qualifizierte Szenarien“), werden dann die Umweltbelastungspunkte dargestellt und überprüft, ob auch das Kriterium max. 25% Anstieg der Gesamtumweltbelastung gegenüber einem konventionellen Benzin PW erfüllt ist.

4.4.1 Detaillierte Ergebnisse der Basisszenarien

In **Abbildung 14** sind die Ergebnisse der Basis-Szenarien für die SyCH₄ Nutzung mit einer weiteren Differenzierung der Treibstoffbereitstellung dargestellt.

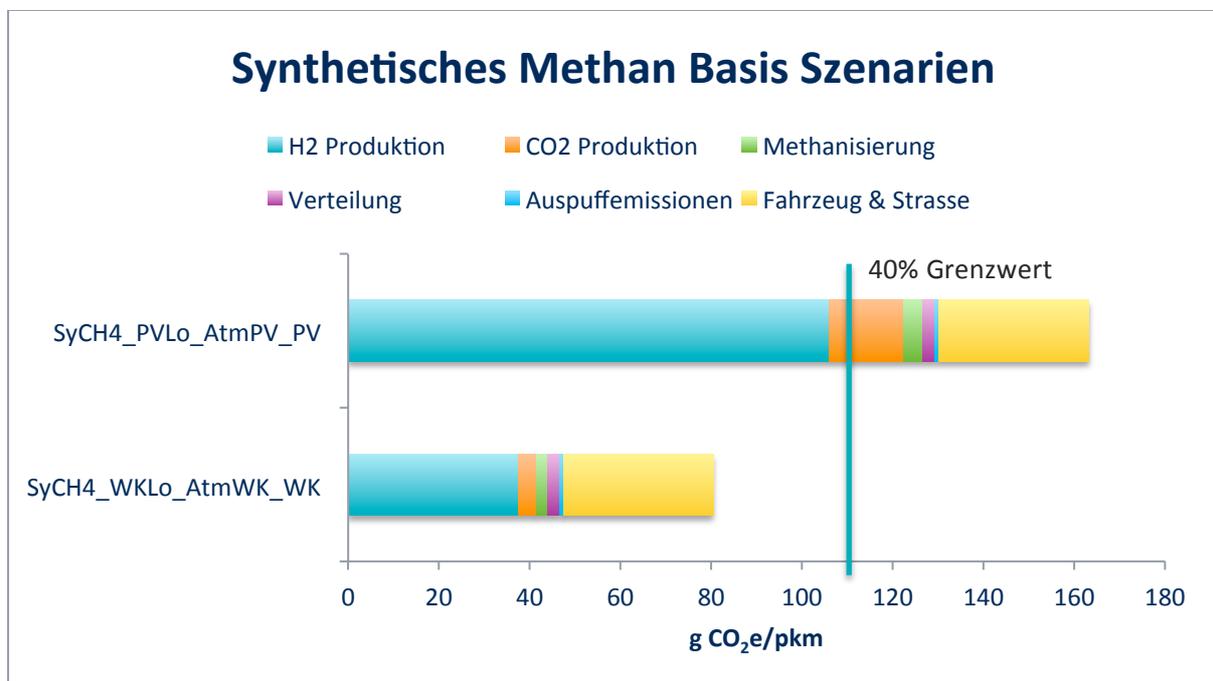


Abbildung 14. Differenzierte Betrachtung der Basis-Szenarien zur Methanbereitstellung.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Treibhausgasemissionen der Treibstoffbereitstellung durch die Wasserstoffelektrolyse und CO₂-Bereitstellung bestimmt werden. Aufgrund des hohen Energiebedarfs für die Elektrolyse dominiert die Wasserzerlegung die Treibhausgasemissionen, falls

über die gesamte Prozesskette Windkraft, bzw. PV als Energiequelle eingesetzt werden. Aufgrund des höheren spezifischen THG-Emissionsfaktors von PV-Strom (0,071 kg CO₂ e /kWh) gegenüber Windkraft (0,0174 kg CO₂ e/kWh) zeigt das PV-Szenario deutlich höhere THG-Emissionen.

4.4.2 THG-Emissionen bei CO₂-Gewinnung aus Abgas

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen einer CO₂-Gewinnung aus Abgas als Alternative zur Erzeugung von CO₂ aus der Atmosphäre betrachtet.

In **Abbildung 15** sind die Ergebnisse für die Basis-Szenarien illustriert.

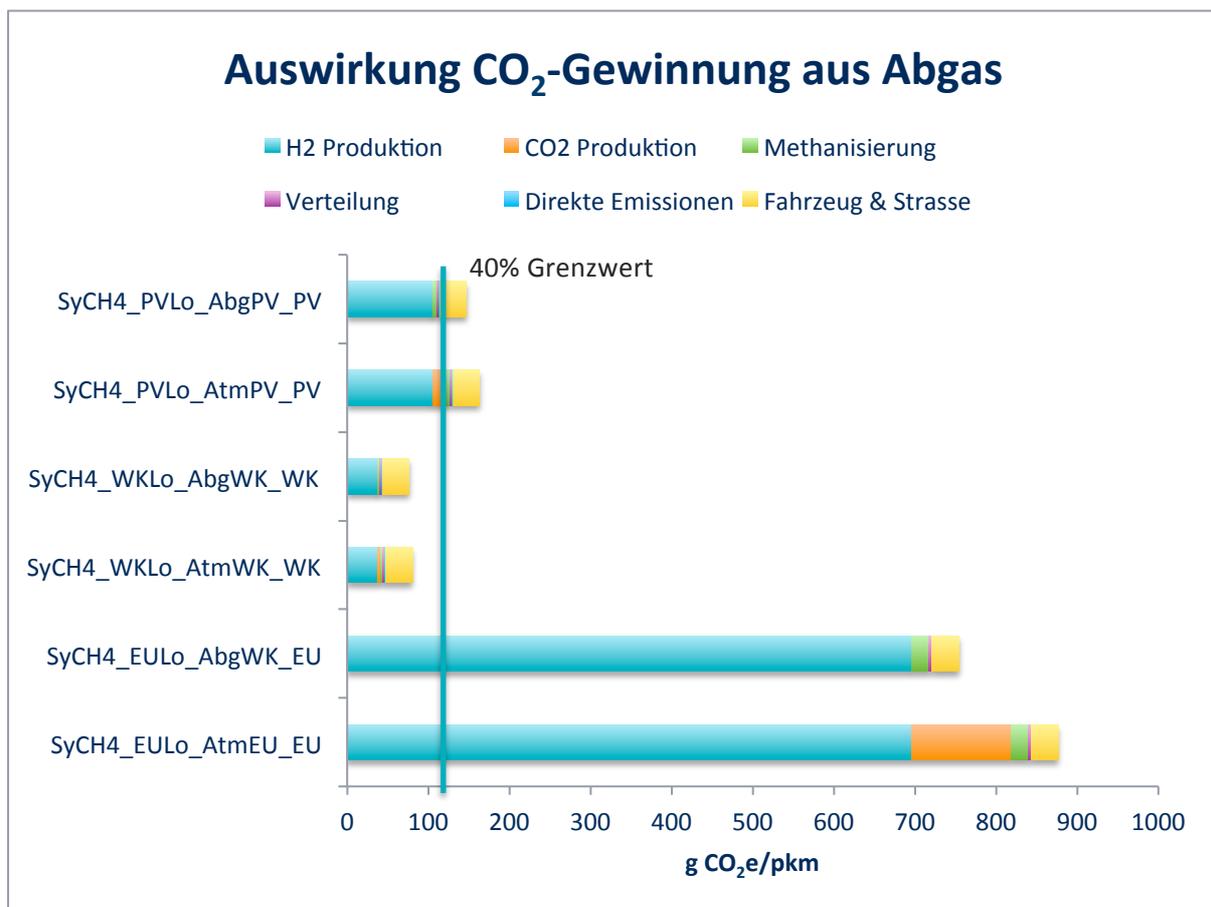


Abbildung 15. CO₂-Gewinnung aus atmosphärischem CO₂ vs. CO₂-Gewinnung aus CO₂-haltigem Abgas in der SyCH₄ Treibstoffbereitstellungsprozesskette.

Durch die Gewinnung von CO₂ aus Abgas wird eine deutliche Reduktion der THG-Emissionen für den Prozessschritt CO₂-Gewinnung erreicht. Hinsichtlich des Grenzwerts von 40% gegenüber der fossilen Referenz ergeben sich allerdings keine Veränderungen; d.h. auch wenn CO₂ aus Abgas gewonnen wird, ergibt sich für eine rein PV-Strom-basierte Treibstoffbereitstellung nicht die benötigte Reduktion. In der Abbildung ist auch der Fall einer „rein auf Netzstrom (EU/UCTE-Mix) basierten“ Treibstoffbereitstellung dargestellt. Offensichtlich sind die sich ergebenden THG-Emissionen wesentlich höher als jene von einem Benzinfahrzeug und übersteigen den für eine

Steuererleichterung einzuhaltenen Wert um den Faktor 7. In Abschnitt 4.5.4 wird der Einsatz von nicht-erneuerbaren Energiequellen ausführlich diskutiert.

4.4.3 THG-Emissionen bei Elektrolyse mit höherer Effizienz

In **Abbildung 16** wird der Einfluss des Wirkungsgrads der Elektrolyse auf die THG-Emissionen für den sensitiven Fall der Treibstoffbereitstellung mit PV-Strom dargestellt².

Durch die Effizienzsteigerung der Elektrolyse (von 62 auf 70% und Verringerung des Strombedarfs in der Verdichtung) kommt es zu einer sichtbaren Reduktion der THG-Emissionen der gesamten Wertschöpfungskette. Das Reduktionsziel von 40% gegenüber dem Referenzszenario wird allerdings nicht erreicht. Dies gilt auch für den Fall, dass CO₂ aus Abgas bereitgestellt wird. Allerdings ist im letzteren Fall der THG-Wert der gesamten Wertschöpfungskette nah am Grenzwert. Angesichts der weiten Spannweite der THG-Emissionen in der Bereitstellung von Photovoltaikstrom, ist es daher durchaus denkbar, dass in der Praxis der Grenzwert unterschritten werden kann.

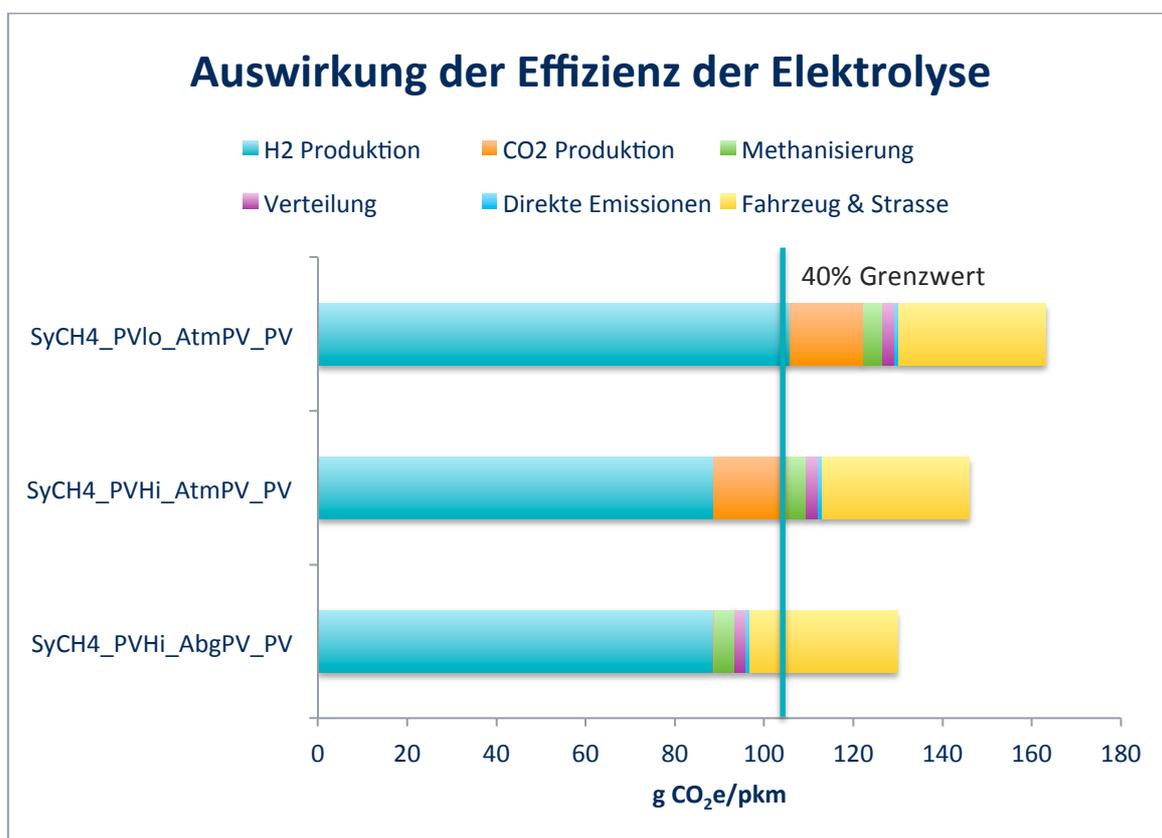


Abbildung 16. Einfluss des Wirkungsgrads der Elektrolyse in der SyCH₄ Treibstoffbereitstellungsprozesskette.

² Der Fall Windkraft wird an dieser Stelle nicht quantifiziert, da in diesem Fall auch mit konservativen Stromverbräuchen in der Elektrolyse („low efficiency“ Szenario) der Grenzwert unterschritten wird.

4.4.4 THG Emissionen beim Einsatz nicht-erneuerbarer Stromquellen

In **Abbildung 17** werden die Ergebnisse bei einem Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen entlang der Treibstoffbereitstellungskette für ausgewählte Szenarien dargestellt.

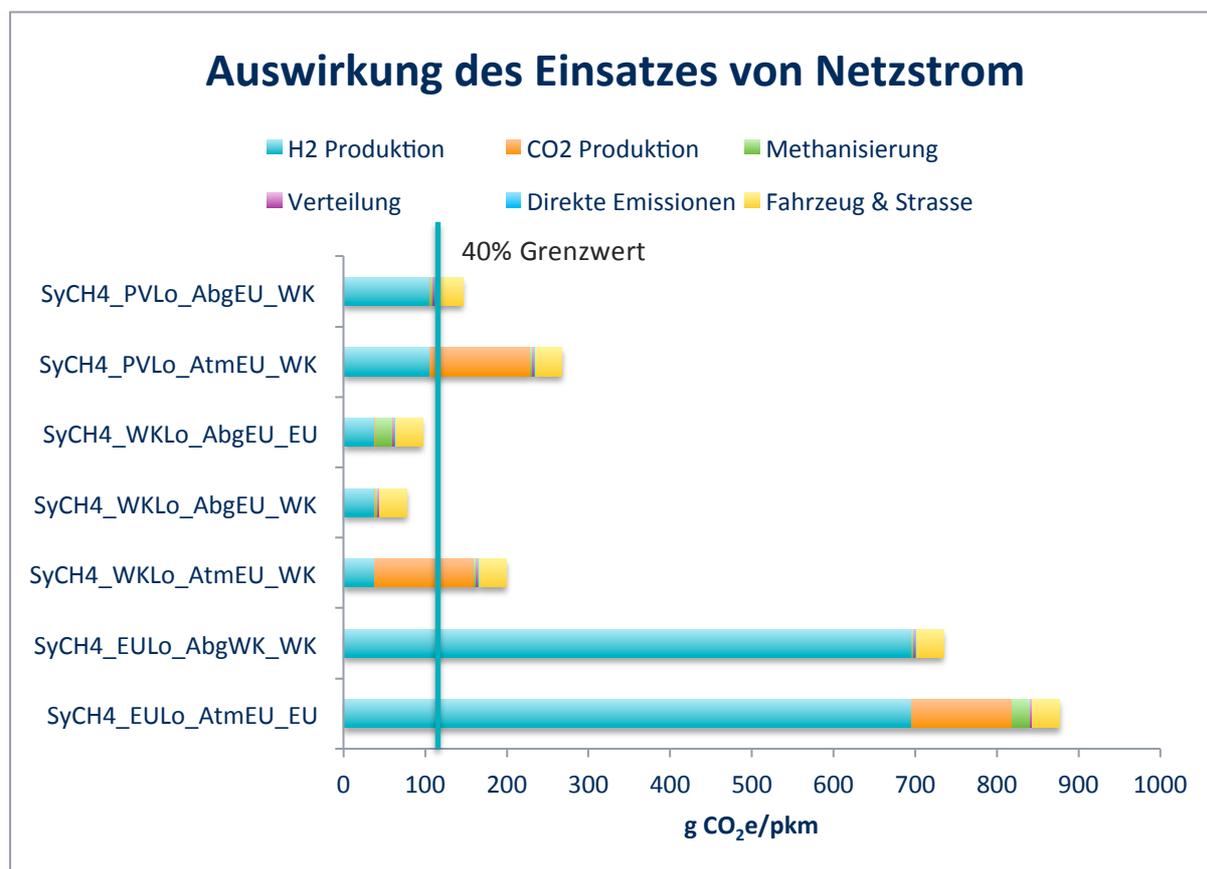


Abbildung 17. Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen entlang der SyCH₄ Treibstoffbereitstellungskette.

Es zeigt sich, dass bei einem Einsatz von Netzstrom entlang der gesamten Treibstoffbereitstellungskette die THG-Emissionen pro pkm um einen Faktor 5 höher sind als die THG-Emissionen eines konventionellen Benzinfahrzeugs. Ersetzt man den Netzstrom in der CO₂-Gewinnung und in der Methanisierung durch Strom aus Windkraft, liegen die Treibhausgasemissionen immer noch um einen Faktor 4 höher als jene eines Benzinfahrzeugs.

Setzt man für die Elektrolyse Strom aus Windkraft ein, so ergibt sich hinsichtlich der in der MinöSt-Gesetzgebung festgelegten Mindestanforderung beim Einsatz von Netzstrom für die CO₂-Gewinnung ein differenziertes Bild:

- Die Mindestanforderung wird nicht eingehalten, wenn das CO₂ aus der Atmosphäre gewonnen wird. Das impliziert bei einer CO₂-Gewinnung aus der Atmosphäre über den Einsatz von regenerativem Strom nachzudenken.
- Die Mindestanforderung wird eingehalten, wenn die Gewinnung von CO₂ aus Abgas erfolgt. Dies gilt unabhängig von der ausgewählten Stromquelle³ für die Methanisierung. Wie in **Abbildung 17** illustriert, wird das 40% Reduktionsziel auch erreicht, wenn in der Methanisierung Strom aus dem Netz benutzt wird.

Setzt man für die Elektrolyse Strom aus PV ein, so wird beim Einsatz von Netzstrom für die CO₂-Gewinnung der Reduktionswert nicht erreicht. Dies gilt auch für den Fall, dass CO₂ aus Abgas gewonnen wird.

4.4.5 THG-Emissionen beim Einsatz unterschiedlicher Stromquellen

In den Basis-Szenarien (Abschnitt 2.8) wurde jeweils nur der Einsatz einer einzigen erneuerbaren Stromquelle entlang der gesamten Treibstoffbereitstellungskette betrachtet. In diesem Abschnitt diskutieren wir die Ergebnisse für den Fall, dass verschiedene erneuerbare Stromquellen entlang der Treibstoffbereitstellungskette eingesetzt werden. **Abbildung 18** illustriert die THG-Emissionen von ausgewählten Szenarien für mögliche Kombinationen verschiedener erneuerbarer Stromquellen entlang der Treibstoffbereitstellungskette von SyCH₄.

³ die Aussage bezieht sich ausschließlich auf die drei hier untersuchten Stromquellen: UCTE-Mix, Windkraft und PV.

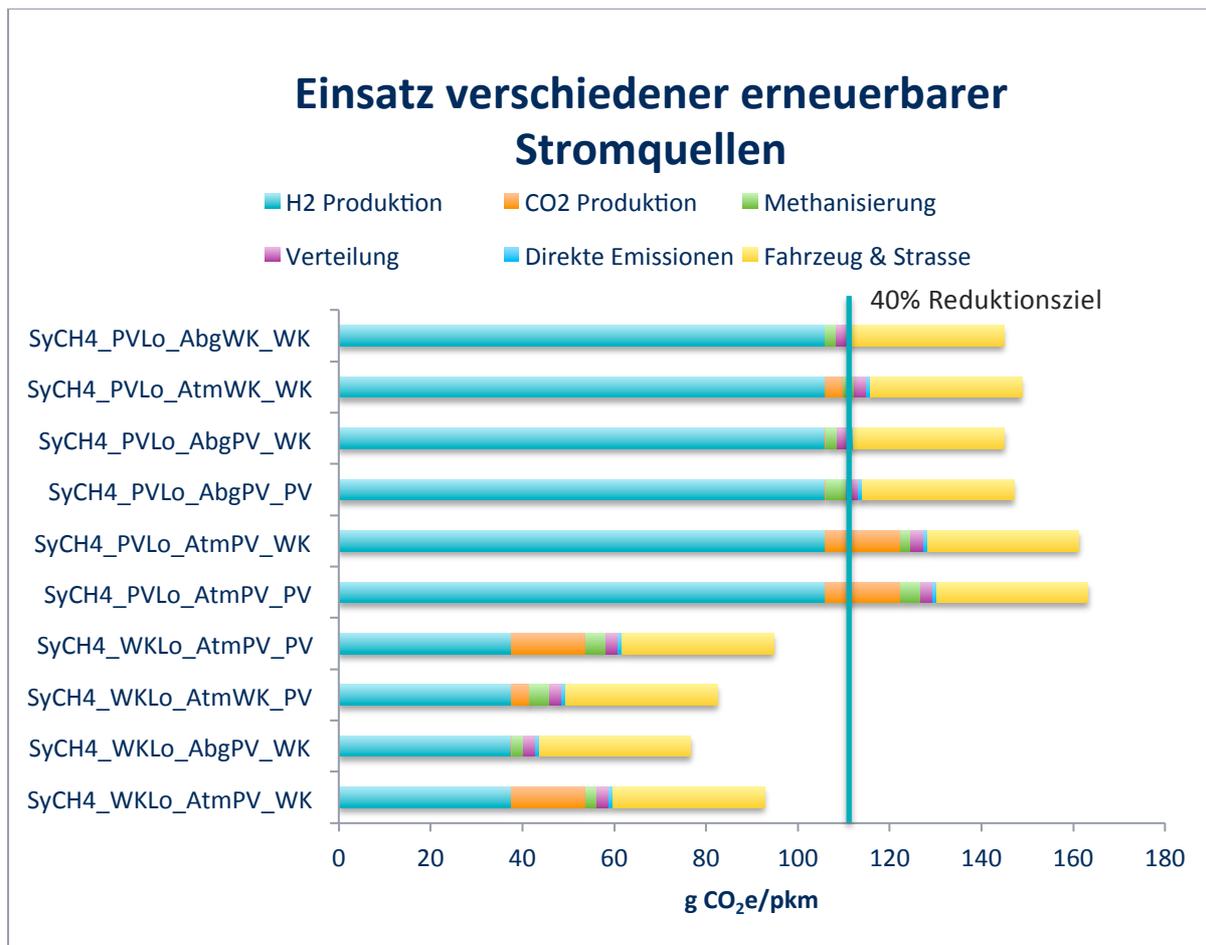


Abbildung 18. Einsatz verschiedener erneuerbarer Stromquellen in der SyCH₄ Treibstoffbereitstellungskette.

Die THG-Emissionen der ausgewählten Szenarien zeigen, dass eine Reduktion von 40% gegenüber der fossilen Referenz nicht erreicht werden kann, wenn für die Elektrolyse Strom aus PV eingesetzt wird. Durch den Einsatz von Strom aus Windkraft für die Methanisierung und eine CO₂-Gewinnung aus Abgas (SyCH₄_PVLo_AbgWK_WK) werden die THG-Emissionen gegenüber dem Basisszenario PV (SyCH₄_PVLo_AtMPV_PV) zwar nochmals gesenkt, aber die Reduktion auf 145 g CO₂ liegt immer noch deutlich über dem Grenzwert von 110 g CO₂ e/pkm.

Wird Windstrom für die Elektrolyse eingesetzt, wird die THG-Mindestreduktion von 40% erreicht, auch wenn PV-Strom in der Methanisierung und in der CO₂-Erzeugung (SyCH₄_WKLo_AtMPV_PV) zum Einsatz kommt.

4.4.6 Umweltbelastungspunkte für qualifizierte Szenarien

Unter dem Begriff *qualifizierte Szenarien* fassen wir alle Szenarien zusammen, die eine 40%ige Reduktion der THG-Emissionen gegenüber dem Referenzszenario (PW Benzin) aufweisen. Für diese qualifizierten Szenarien wird nun untersucht, inwieweit auch das zweite Kriterium erfüllt wird,

wonach die Umweltbelastungspunkte maximal um 25% über dem Referenzszenario (PW Benzin) liegen dürfen.

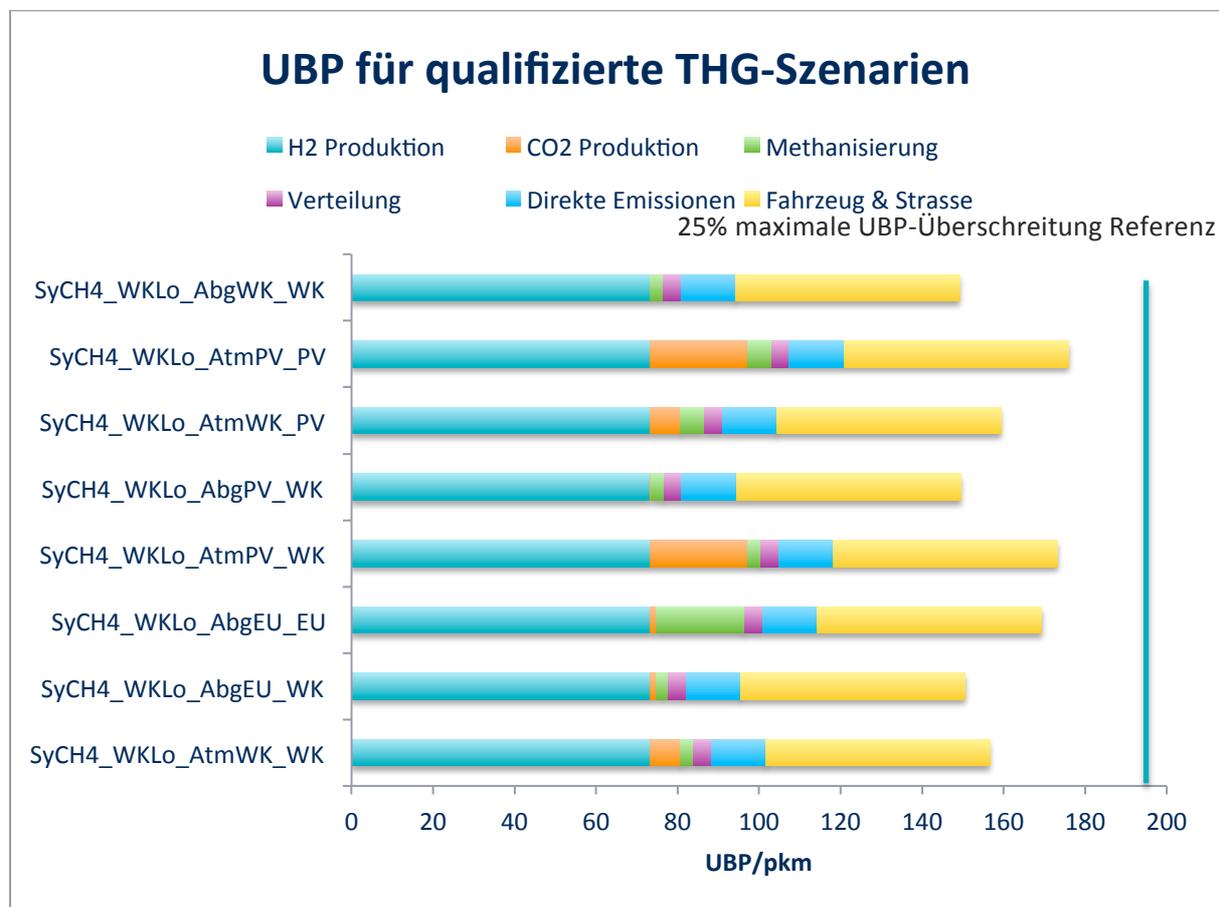


Abbildung 19. SyCH₄ Umweltbelastungspunkte für qualifizierte THG-Szenarien.

Abbildung 19 zeigt, dass für die qualifizierten THG-Szenarien die korrespondierenden Umweltbelastungspunkte den Grenzwert in keinem Fall überschritten werden. Szenarien, in denen die CO₂-Gewinnung auf Abgas beruht, zeigen gegenüber dem Referenzfahrzeug sogar eine leichte Reduktion der gesamten Umweltbelastung (156 UB/pkm).

4.5 Detaillierte Ergebnisse für Methanol (SMeOH)

Zusätzlich zu den Basisszenarien werden in diesem Abschnitt weitere mögliche Szenarien und Sensitivitätsanalysen präsentiert und diskutiert. Zudem wird die Detailtiefe der Darstellung der Treibstoffkette erhöht. Die folgenden Punkte werden untersucht:

- Transport von Methanol über längere Distanzen
- CO₂-Gewinnung aus Abgas
- Elektrolyse mit höherer Effizienz
- Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen
- Kombination verschiedener erneuerbaren Stromquellen in einer Prozesskette

Für jene Szenarien, für welche die geforderte 40%ige Reduktion der THG erreicht wird (qualifizierte Szenarien), werden dann die Umweltbelastungspunkte dargestellt und überprüft, ob auch dieses Kriterium (max. 25% höhere Umweltbelastung gegenüber einem konventionellen Benzin PW) erfüllt ist.

In **Abbildung 20** sind die Ergebnisse der Basis-Szenarien für die SMeOH-Bereitstellung nochmals mit einer weiteren Differenzierung der Treibstoffbereitstellung dargestellt.

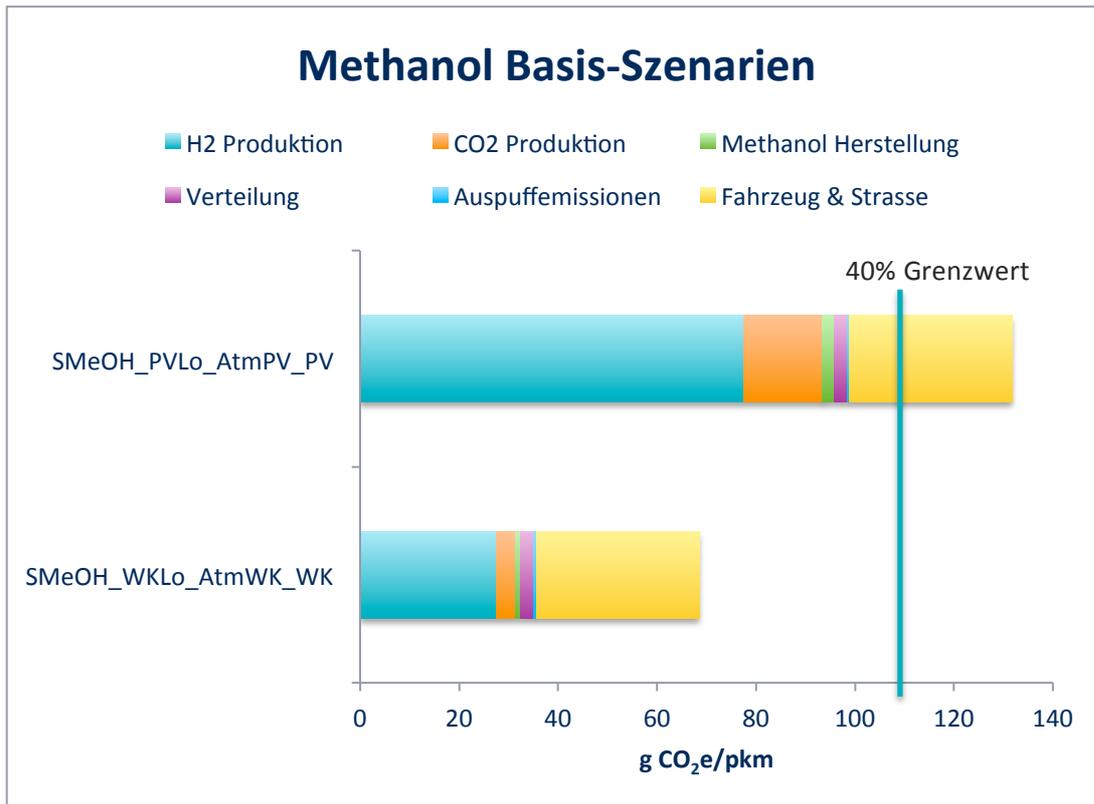


Abbildung 20. Differenzierte Betrachtung der Basis-Szenarien zur Methanolbereitstellung.

Hinsichtlich der relativen Beiträge dominieren – wie auch bei Methan – Wasserstoffelektrolyse und CO₂-Bereitstellung. Aufgrund des höheren spezifischen THG-Emissionsfaktors von PV-Strom (0,071 kg CO₂ e/kWh) gegenüber Windkraft (0,0174 kg CO₂ e/kWh) zeigt das PV-Szenario deutlich höhere THG-Emissionen.

4.5.1 Sensitivitätsanalyse Transport

Erhöht man, wie in **Tabelle 2** beschrieben, die Transportdistanz und schliesst auch einen Schiffstransport mit ein, so erhöhen sich die THG-Emissionen um ca. 10% (d.h. 6,2 g/pkm). Bei einer weiteren Erhöhung des maritimen Schiffstransports auf 8000 km erhöhen sich die zusätzlichen THG-Emissionen auf fast 10 g /pkm). Bei Verwendung von Windkraft in der Prozesskette lägen sowohl die THG-Emissionen wie auch die gesamte Umweltbelastung für diese Szenarien weiter im geforderten Rahmen.

4.5.2 THG-Emissionen der CO₂-Gewinnung aus Abgas

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen einer CO₂-Gewinnung aus Abgas als Alternative zur Erzeugung von CO₂ aus der Atmosphäre betrachtet.

Die Ergebnisse für die Basis-Szenarien sind in **Abbildung 21** illustriert.

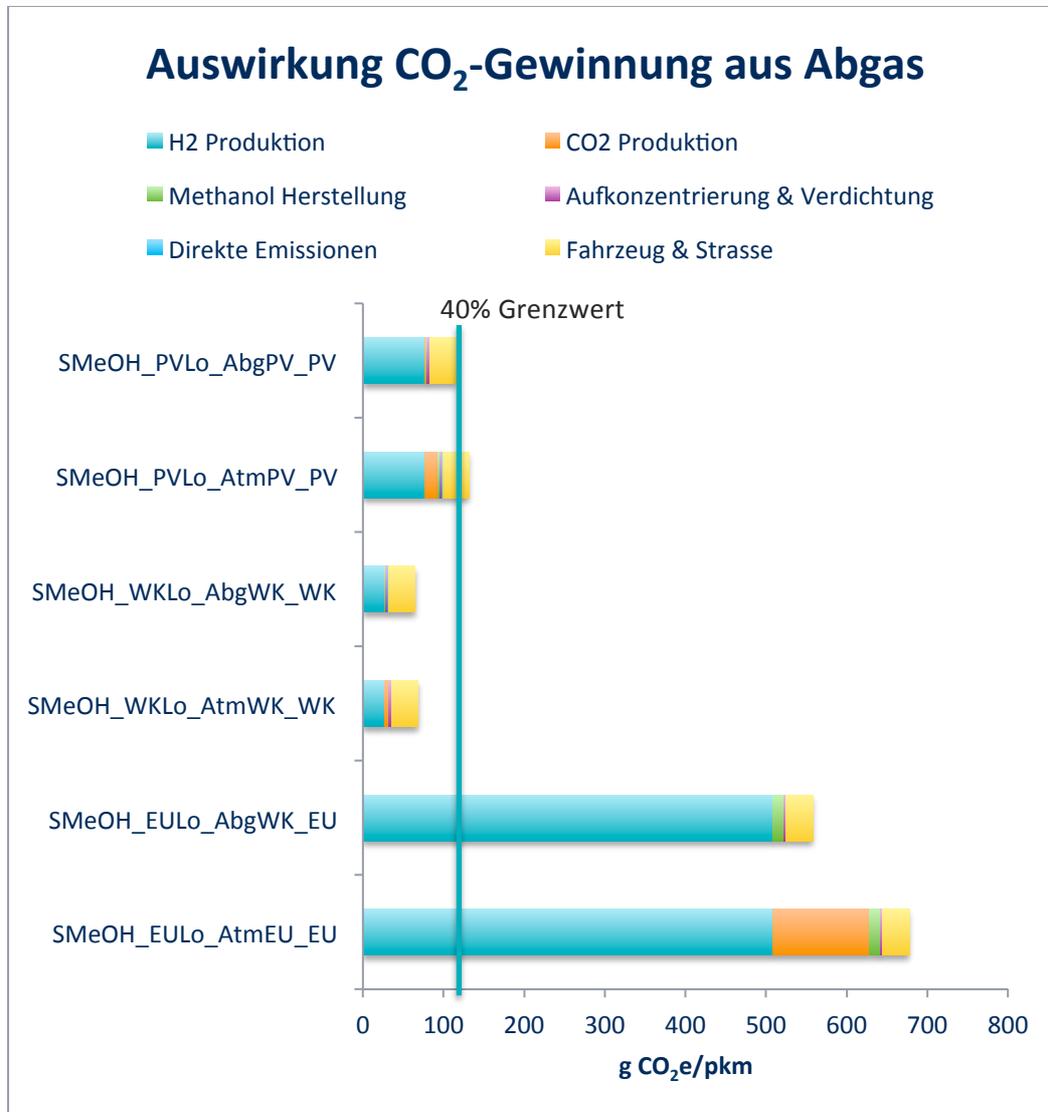


Abbildung 21. CO₂-Gewinnung aus atmosphärischem CO₂ vs. CO₂-Gewinnung aus CO₂-haltigem Abgas in der MeOH-Treibstoffbereitstellungprozesskette

Durch die Gewinnung von CO₂ aus Abgas wird eine signifikante Reduktion der THG-Emissionen für den Prozessschritt CO₂-Gewinnung erreicht. Hinsichtlich der Mindestanforderung ergibt sich keine Veränderungen; d.h. auch wenn CO₂ aus Abgas gewonnen wird, ergibt sich für eine reine PV-Strombasierte Treibstoffbereitstellung nicht die benötigte Reduktion. Allerdings ist der Wert mit 116 g CO₂ e/pkm sehr nahe am Reduktionsziel von 110 g CO₂ e/pkm.

Für den Fall einer „rein auf Netzstrom (EU/UCTE-Mix) basierten“ Treibstoffbereitstellung zeigt sich ein ähnliches Bild wie für die Methanprozesskette; d.h. die THG-Emissionen sind wesentlich höher

als die von einem Benzinfahrzeug und übersteigen den für eine Steuererleichterung einzuhaltenden Wert um den Faktor 5-6.

4.5.3 THG-Emissionen der Elektrolyse mit höherer Effizienz

In **Abbildung 22** wird der Einfluss des Wirkungsgrads der Elektrolyse auf die THG-Emissionen für den sensitiven Fall der Treibstoffbereitstellung mit PV-Strom dargestellt⁴.

Durch die Effizienzsteigerung der Elektrolyse (von 62 auf 70% und Verringerung des Strombedarfs in der Verdichtung) kommt es zu einer sichtbaren Reduktion der THG-Emissionen der gesamten Wertschöpfungskette. Im Extremszenario, d.h. CO₂ wird mit geringem Aufwand aus Abgas gewonnen und die dazu benötigte Energie wird durch PV bereitgestellt, wird der Grenzwert von 40% gegenüber dem Referenzszenario unterschritten. Auch der zulässige UBP 2006 Wert wird unterschritten.

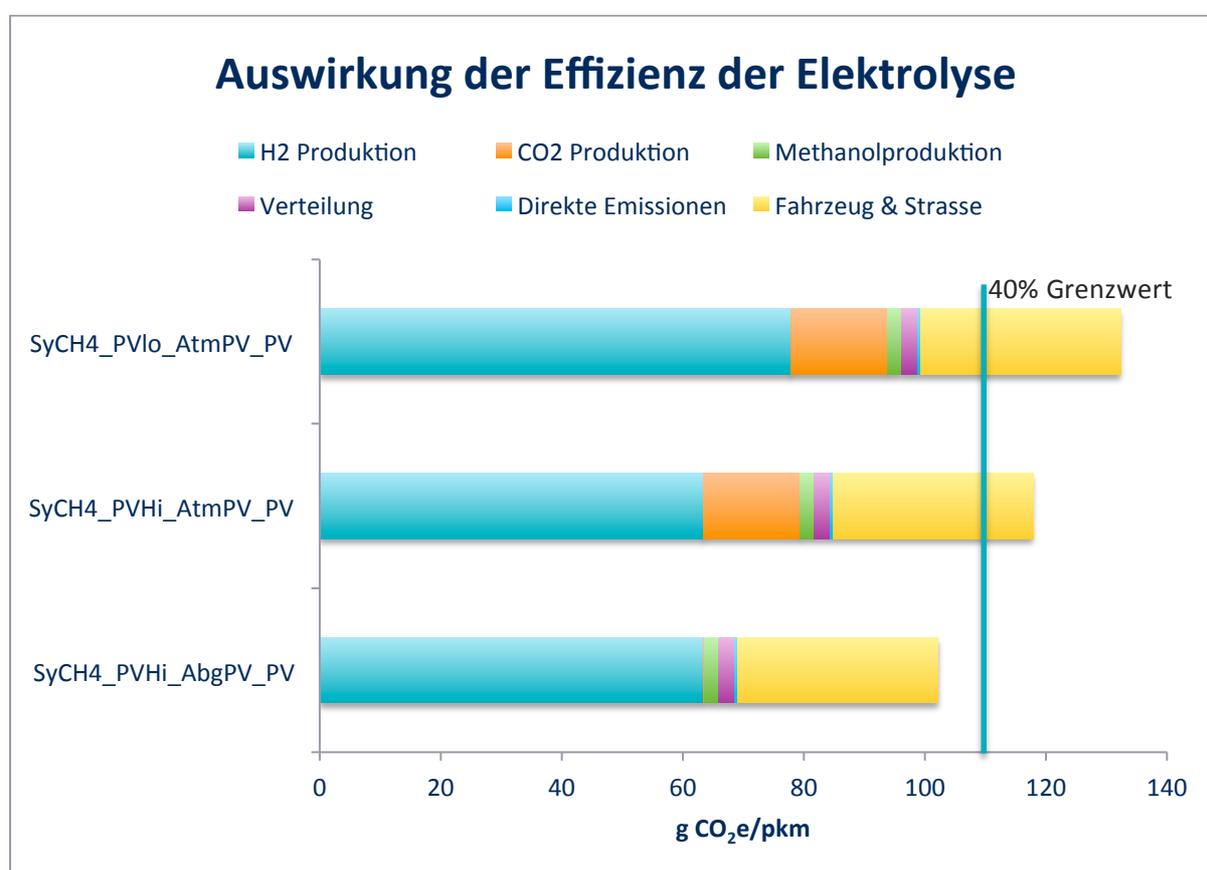


Abbildung 22. Einfluss des Wirkungsgrads der Elektrolyse in der SMeOH Treibstoffbereitstellungsprozesskette.

⁴ Der Fall Windkraft wird an dieser Stelle nicht quantifiziert, da in diesem Fall auch mit konservativen Stromverbräuchen in der Elektrolyse („low efficiency“ Szenario) der Grenzwert unterschritten wird.

4.5.4 THG-Emissionen beim Einsatz nicht-erneuerbarer Stromquellen

In **Abbildung 23** werden die Ergebnisse von einem Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen entlang der Treibstoffbereitstellungskette für ausgewählte Szenarien dargestellt.

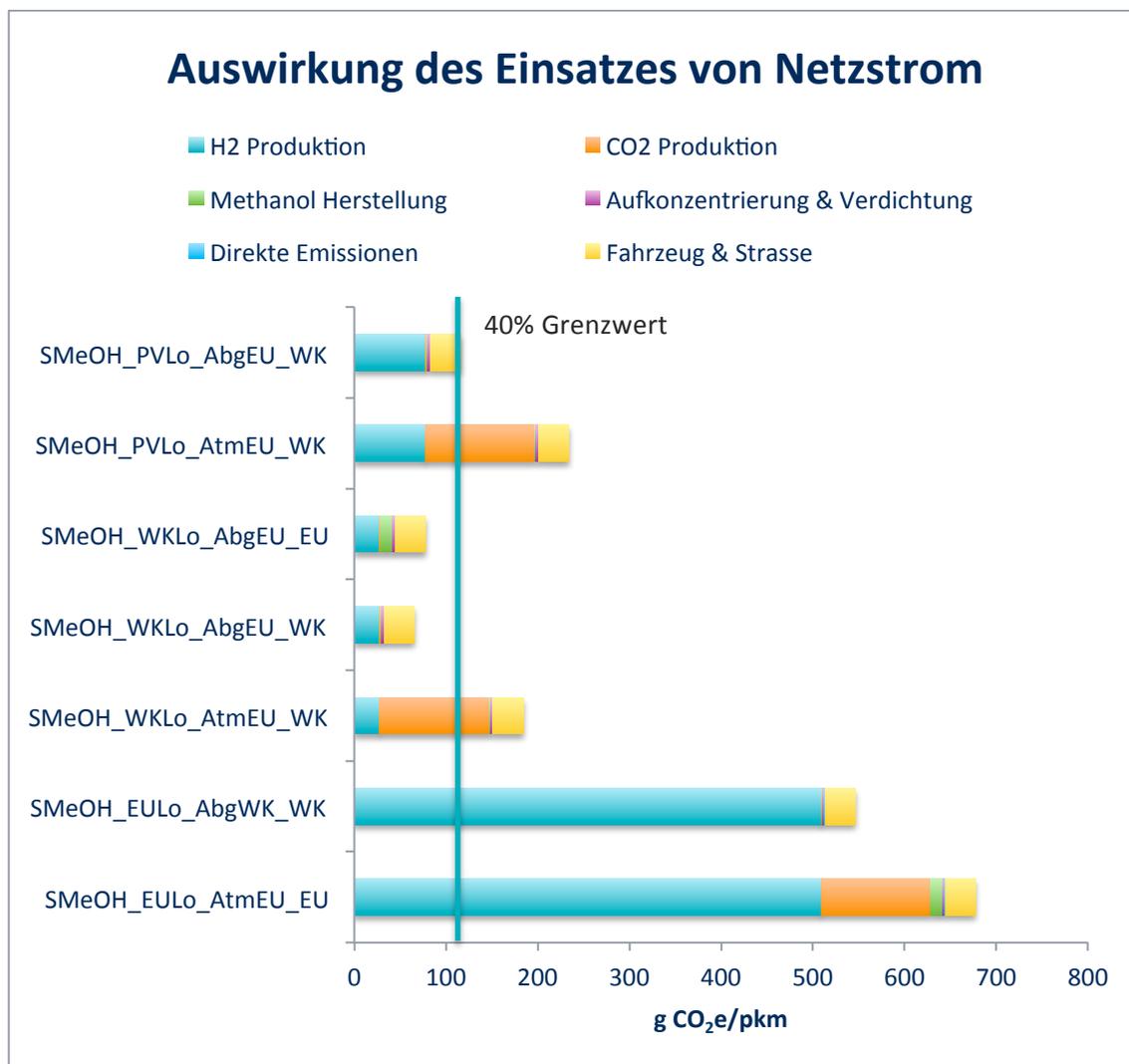


Abbildung 23. Einsatz von nicht-erneuerbaren Stromquellen entlang der MeOH-Treibstoffbereitstellungskette.

Es zeigt sich, dass bei einem Einsatz von Netzstrom entlang der gesamten Treibstoffbereitstellungskette die THG-Emissionen pro pkm um einen Faktor 3,8 höher sind als die THG-Emissionen eines konventionellen Benzinfahrzeugs. Ersetzt man den Netzstrom in der CO₂-Gewinnung und in der Methanolherstellung durch Strom aus Windkraft, liegen die Treibhausgasemissionen immer noch um einen Faktor 3 höher als jene eines Benzinfahrzeugs.

Setzt man für die Elektrolyse Strom aus Windkraft ein, so ergibt sich hinsichtlich der Mindestanforderung beim Einsatz von Netzstrom für die CO₂-Gewinnung ein differenziertes Bild:

- Die Mindestanforderung wird nicht eingehalten, wenn das CO₂ unter Einsatz des UCTE-Mixes aus der Atmosphäre gewonnen wird.
- Die Mindestanforderung wird eingehalten, wenn die Gewinnung von CO₂ aus Abgas erfolgt. Dies gilt unabhängig von der ausgewählten Stromquelle⁵ für die Methanolherstellung. Wie in **Abbildung 17** illustriert, wird der 40% Grenzwert auch unterschritten, wenn in der Methanolherstellung Strom aus dem Netz benutzt wird.

Setzt man für die Elektrolyse Strom aus PV ein, so wird beim Einsatz von Netzstrom für die CO₂-Gewinnung der Reduktionswert nicht erreicht. Dies gilt auch für den Fall, dass CO₂ aus Abgas gewonnen wird. Allerdings liegen die THG-Emissionen beim Einsatz von CO₂ aus Abgas mit 116 g CO₂ e/pkm wiederum sehr nahe am Grenzwert.

4.5.5 THG-Emissionen beim Einsatz unterschiedlicher Stromquellen

In den Basis-Szenarien (Abschnitt 2.8) wurde jeweils nur der Einsatz einer einzigen erneuerbaren Stromquelle entlang der gesamten Treibstoffbereitstellungskette betrachtet. In diesem Abschnitt diskutieren wir die Ergebnisse für den Fall, dass verschiedene erneuerbare Stromquellen entlang der Treibstoffbereitstellungskette eingesetzt werden. **Abbildung 24** illustriert die THG-Emissionen von ausgewählten Szenarien für mögliche Kombinationen verschiedener erneuerbarer Stromquellen entlang der Treibstoffbereitstellungskette von MeOH.

⁵ die Aussage bezieht sich ausschließlich auf die drei hier untersuchten Stromquellen: UCTE-Mix, Windkraft und PV.

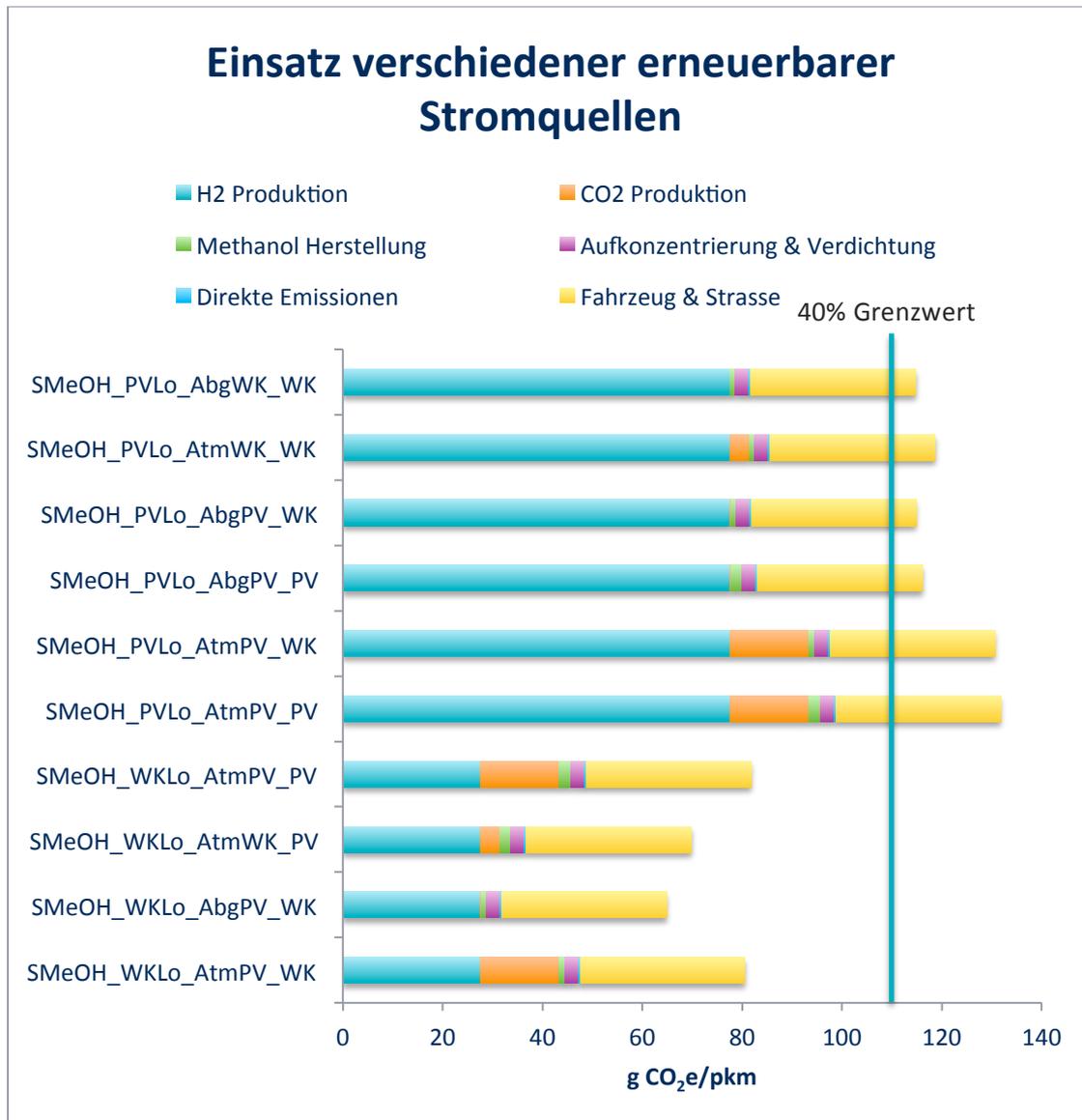


Abbildung 24. Einsatz verschiedener erneuerbarer Stromquellen in der MeOH Treibstoffbereitstellungsprozesskette.

Die THG-Emissionen der ausgewählten Szenarien zeigen, dass der Grenzwert von 40% überschritten wird, wenn für die Elektrolyse Strom aus PV eingesetzt wird. Bei einem Einsatz von Strom aus Windkraft für die Methanolproduktion und einer CO₂-Gewinnung aus Abgas (SyCH₄_PVHi_AbgWK_WK) liegen die THG Emissionen (116-120 g CO₂ e/pkm) allerdings wesentlich näher am Grenzwert als bei den vergleichbare Szenarien für Methan (145 g CO₂ e/pkm).

Wird Windstrom für die Elektrolyse eingesetzt, wird die THG-Mindestreduktion von 40% erreicht, auch wenn PV-Strom in der Methanisierung und in der CO₂-Erzeugung (SyCH₄_WKLo_AtMPV_PV) zum Einsatz kommt.

4.5.6 Umweltbelastungspunkte für qualifizierte Szenarien

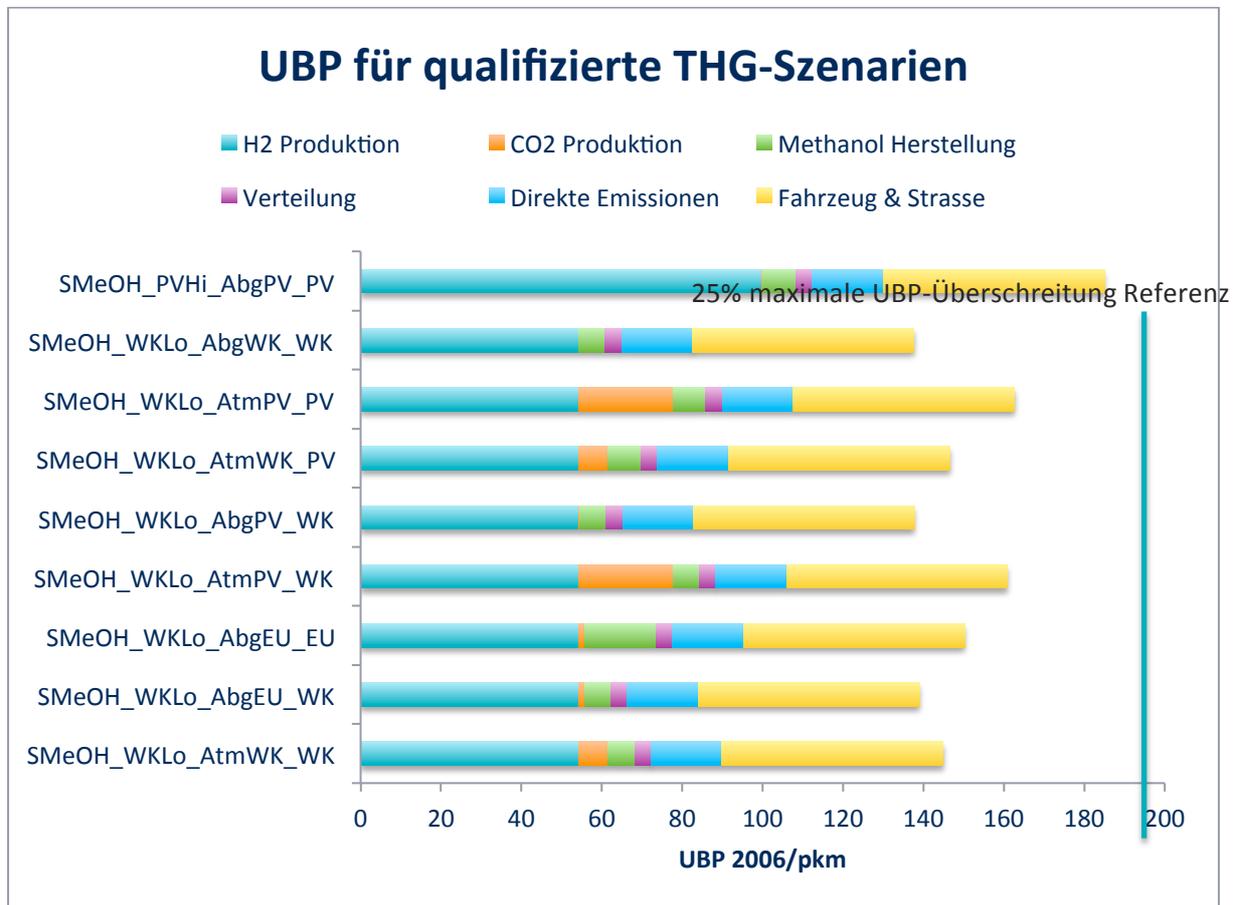


Abbildung 25. PtMeOH Umweltbelastungspunkte für qualifizierte THG-Szenarien.

Abbildung 25 demonstriert, dass für die qualifizierten THG-Szenarien die korrespondierenden Umweltbelastungspunkte den maximalen Grenzwert in allen Fällen deutlich unterschreiten. In den meisten Fällen ergibt sich sogar eine leichte Reduktion gegenüber dem Referenzfahrzeug (156 UB/pkm).

4.6 Vergleich mit anderen Studien

PtX-Technologien haben im Zuge der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung gewonnen. In diesem Zusammenhang sind auch erste Studien zur Abschätzung der Umweltauswirkungen veröffentlicht worden. Ein detaillierter Vergleich ist nicht möglich, da sich der Untersuchungsrahmen unterscheidet und wesentliche Annahmen nicht oder nur ansatzweise dokumentiert sind. An dieser Stelle soll aber ein erster Vergleich mit aktuellen Studien erfolgen. Der

Vergleich erhebt keinerlei Anspruch auf Vollständigkeit. Ziel ist es a) die Plausibilität unserer Berechnungen zu überprüfen und b) sensitive Parameter zu ermitteln.

Für den Fall, dass wir eine CO₂-Bereitstellung aus Abgas annehmen, ergeben sich für die Methanbereitstellung gemäss unserer getroffenen Annahmen für das Szenario SyCH₄_WKLo_AbgWK_WK THG-Emissionen von 74,5 g CO₂ e/ kWh_{th} (siehe **Abbildung 18**).

4.6.1 Fraunhofer-Studie (2014)

In der Fraunhofer-Studie “Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem” (10) wird eine THG-Bilanzierung einer 250 kW-Forschungsanlage zur Methanherstellung sowie mögliche zukünftig PtG-Anlagenkonzepte durchgeführt.

Die Ergebnisse der Versuchsanlage unter dem Einsatz von Onshore-Windstrom sind in **Abbildung 26** dargestellt.

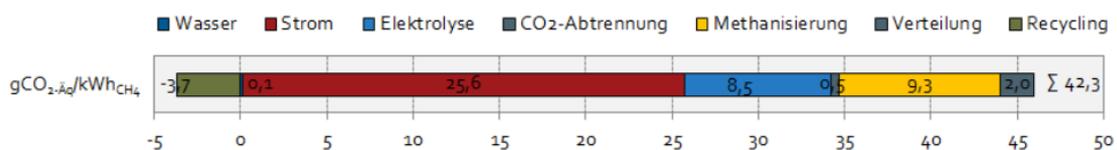


Abbildung 26. Cradle-to-Gate Betrachtung der Treibhausgasemissionen (screenshot Fraunhofer-Studie)

der Fraunhofer 250 kW-Forschungsanlage bezogen auf den Heizwert des erzeugten Methans (g CO₂ e/ kWh_{th}).

Die grössten Abweichungen treten bei der Strombereitstellung, der Infrastruktur für die Elektrolyse sowie der Methanisierung auf. Ein Vergleich der Ergebnisse ist nur bedingt möglich, da uns die vollständigen Annahmen nicht vorliegen. Ein Vergleich der Methanisierung ist aufgrund mangelnder Dokumentation nicht möglich. Auch für die Elektrolyseanlage liegen keine weiteren Informationen vor, die einen Vergleich ermöglichen. Mögliche Ursachen für unterschiedliche Ergebnisse sind neben Annahmen zur Anlagenlaufzeit auch die Detailtiefe der Inventardaten. Auch die Wahl des korrekten Stahltyps aus den ecoinvent v2.2-Stahldatensätzen kann einen signifikanten Einfluss auf die THG-Bilanz haben; Chromstahl weist z.B. dreimal höhere THG-Emissionen auf als Armierungsstahl.

Zudem verteilen wir in unseren Berechnungen – in Übereinstimmung mit der ecoinvent cut-off Logik – keine Recycling Gutschriften.

Besser dokumentiert sind der Stromverbrauch und die Stromquelle für die Wasserstoffelektrolyse.

Die Verbrauchsdaten unterscheiden sich nicht wesentlich. In der Fraunhofer-Studie wird ein Gesamtverbrauch von 5,0 kWh_{el}/Nm³ Wasserstoff angenommen. In unserem Basisszenario ergibt sich ein Gesamtverbrauch von 5,48 kWh_{el}/Nm³ Wasserstoff inkl. Verbrauch für die Verdichtung.

Wesentlich höhere Abweichungen dürften sich aufgrund der spezifischen THG-Emissionen der genutzten Windkraft ergeben. Anhand der Information, dass in der Fraunhofer-Studie "Windkraft on-shore 800 kW" gemässecoinvent angenommen wird, gehen wir davon aus, dass die spezifischen THG-Emissionen mit 11 g CO₂ e/kWh_{el} in die Berechnung eingehen. In dieser Studie wurde ein konservativerer Wert von 17 g CO₂ e/kWh_{el} ("Windkraft ab Windkraftanlage Schweiz") verwendet. Die Treibhausgasbelastung des Stroms in der Fraunhofer-Studie beträgt also nur etwa 64% des von uns benutzten Wertes.

Um die Ergebnisse der Fraunhofer-Studie mit unseren Ergebnissen vergleichbar zu machen, haben wir das SyCH₄_WKLo_AbgWK_WK-Szenario bezüglich der genutzten Windkraft an die Fraunhofer-Studie (11 g CO₂ e/kWh_{el}) angeglichen. **Abbildung 27** zeigt die konkreten Unterschiede zwischen der Fraunhofer Studie und den Ergebnissen unseres angepassten SyCH₄_WKLo_AbgWK_WK-Szenarios. Die Ergebnisse liegen grundsätzlich in der gleichen Grössenordnung. Die Differenz ergibt sich hauptsächlich aufgrund der unterschiedlichen Modellierung der Elektrolyse-Infrastruktur. Die unterschiedlichen Annahmen können jedoch nicht näher analysiert werden, da die in der Studie des Fraunhofer-Instituts getroffenen Annahmen nicht dokumentiert sind.

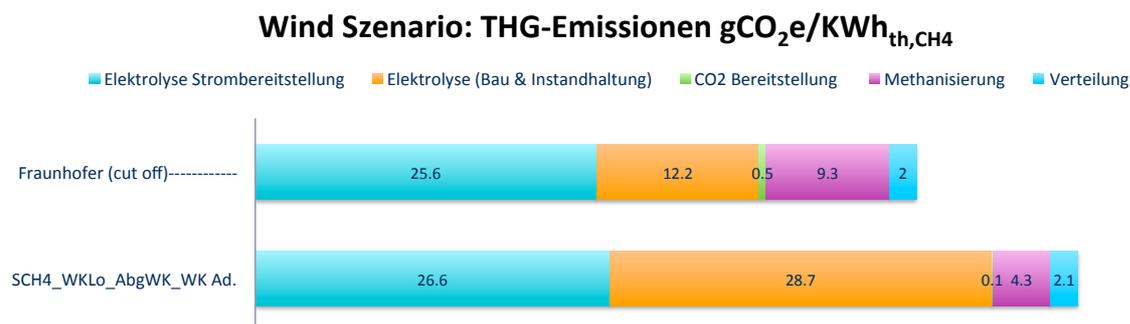


Abbildung 27. Ergebnis-Vergleich mit der Fraunhofer-Studie anhand eines Windstrom-Szenarios.

4.6.2 Reiter & Lindorfer (2015)

In einer weiteren aktuellen Studie (18) wurde die THG-Bilanz der Wasserstoff- und Methan-Produktion mittels Power-to-Gas-Technologie aus erneuerbarem Strom berechnet. Die Studie wurde mit der LCA-Software GaBi und GaBi-LCI Daten durchgeführt. **Abbildung 28** zeigt die Unterschiede in den Ergebnissen zwischen den beiden Studien. Bei (18) sind sowohl der Einsatz von SyCH₄ aus Windstrom als auch aus PV-Strom signifikant CO₂-ärmer als der Einsatz von Benzin. Die Unterschiede lassen sich durch die Kombination verschiedener Faktoren nahezu vollständig erklären:

- Reiter & Lindorfer haben sowohl bei der Windenergie als auch beim PV-Strom um ca. 30% niedrigere Emissionsfaktoren verwendet.

- Reiter & Lindorfer haben beim Gasfahrzeug einen um 40% niedrigeren Methan-Verbrauch als beim entsprechenden Datensatz aus ecoinvent angenommen.
- Während der von Quantis verwendete Stromverbrauch in der Elektrolyse (53 kWh_{el}/kg H₂ + 8 kWh_{el}/kg H₂ für die Verdichtung) das konservative Szenario darstellt, haben Reiter & Lindorfer als Basis-Szenario den optimistischeren Wert verwendet (57.6 kWh_{el}/kg H₂) und nehmen dann einen konservativeren Wert für die Sensitivitätsanalyse (115.2 kWh_{el}/kg H₂).

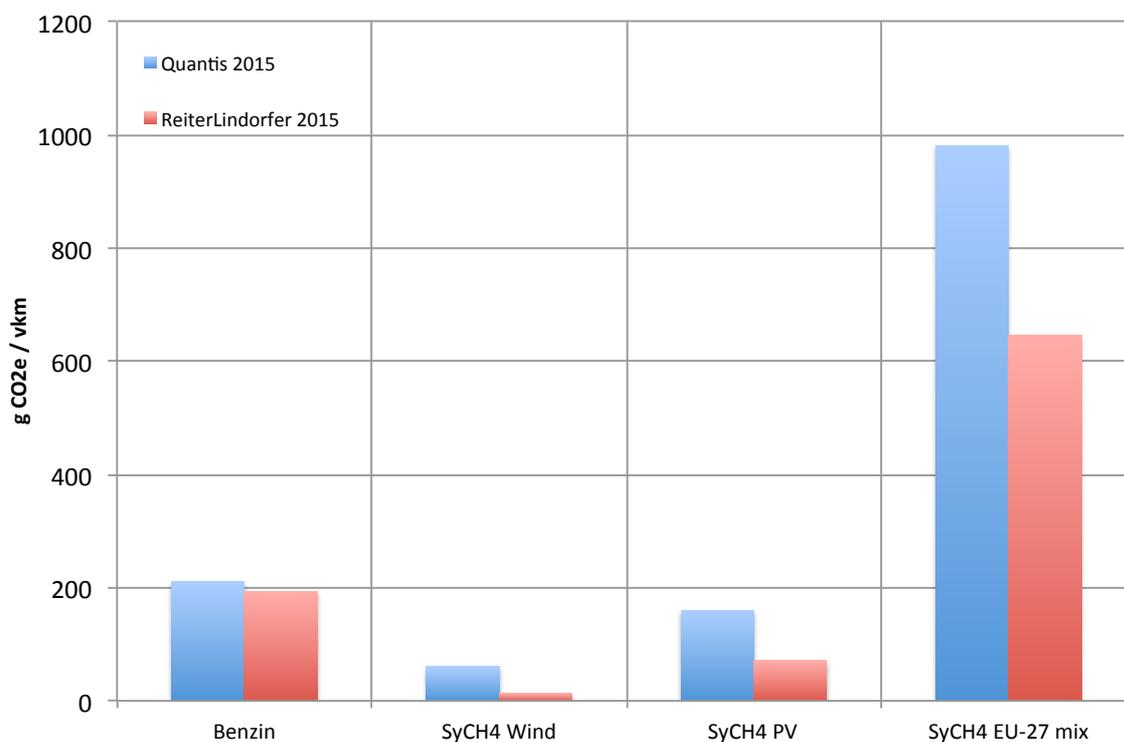


Abbildung 28. Vergleich der Ergebnisse zu SyCH₄ von dieser Studie mit Reiter & Lindorfer 2015 (18). Die Daten aus der Quantis-Studie wurden zur Vergleichbarkeit in Bezug auf Infrastruktur und vkm an die Studie von Reiter & Lindorfer angepasst.

4.6.3 Concawe: Well-to-Tank

In den Well-to-Tank-Studien von Concawe (19) wird das Thema PtX nur am Rande betrachtet. In einer Grafik sind die Treibhausgas-Emissionen eines power-to-hydrogen-Szenarios ausgewiesen. Eine Dokumentation der Berechnungen ist aber nicht ersichtlich. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass bei Windstrom nur die THG-Belastung⁶ der Nutzungsphase und nicht die Erstellung der Infrastruktur berücksichtigt werden. Die Concawe-Studie ist dadurch keine eigentliche LCA-Studie. Somit ist ein direkter Vergleich mit dieser Studie nicht möglich.

⁶ It is ... generally considered that wind power is created from “nothing” except a minor amount of fossil energy required to cover maintenance activities of the installations. (Concawe)

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

5.1 Hauptergebnisse

5.1.1 Vergleich der verschiedenen Routen

Ein direkter Einsatz (Beimischung) von Wasserstoff (SynH_2) ergibt das grösste THG-Reduktionspotential der untersuchten PtX-Pfade gegenüber der fossilen Referenz. Für Methan (SyCH_4) und für Methanol (SMeOH) ist eine differenzierte Betrachtung einzelner Prozessschritte zur Treibstoffbereitstellung notwendig. Grundsätzlich lassen sich die Grenzwerte für eine Mineralölsteuererleichterung erreichen, besonders wenn die Elektrolyse mit Windkraft betrieben wird.

Der Einsatz von Graustrom in der Elektrolyse führt dagegen zu THG-Emissionen und einer Gesamtumweltbelastung die signifikant über den Grenzwerten für eine Mineralölsteuererleichterung liegen, wenn die Berechnung mit einem UCTE-Strommix gemäss ecoinvent v2.2 durchgeführt wird.

5.1.2 Differenzierte Betrachtung von Methan (SyCH_4) und Methanol (SMeOH)

Anhand der umfangreichen Szenario-Analysen können für Methan (SyCH_4) und für Methanol (SMeOH) die folgenden Aussagen getroffen werden:

Die Wasserstoffelektrolyse ist der aus Umweltsicht dominierende Prozessschritt.

- Die Art der Stromerzeugung entscheidet darüber, ob eine THG-Reduktion von 40% erzielt werden kann.
 - Der Einsatz von UCTE-Strom führt zu 4–5-mal höheren THG-Emissionen im Vergleich zur fossilen Referenz. Bei vollständig fossilem Strom wären die THG-Emissionen noch höher.
 - Der Einsatz des in dieser Studie angenommenen PV-Stromes als Stromquelle für die Elektrolyse zeigt in den meisten untersuchten Fälle eine leichte Überschreitung der Mindestanforderung. In vielen Fällen liegen die berechneten Werte sehr nah beim Grenzwert. In einem „Best Case“-Szenario, d.h. CO_2 wird mit geringem Aufwand aus Abgas gewonnen und die dazu benötigte Energie wird durch PV bereitgestellt, wird das Reduktionsziel von 40% gegenüber dem Referenzszenario erreicht. Auch der zulässige UBPO6-Wert wird unterschritten. Zur Beurteilung von PtX-Projekten aus PV-Strom empfiehlt sich daher eine spezifische Betrachtung der konkreten Prozessschritte unter Berücksichtigung des lokalen Kontexts.
 - Die Geothermie-Inventare aus ecoinvent 3.1 weisen eine ähnliche THG-Intensität und UB-P-Werte auf wie PV-Strom. Allerdings handelt es sich bei der betrachteten Technologie um aufwändige Tiefen-Geothermie (wie sie z.B. in Basel zur Anwendung

kommen würde). Es ist anzunehmen, dass Geothermie-Strom aus vulkanisch aktiven Gebieten (Island, Italien) eine deutlich günstigere THG-Bilanz aufweist. Somit gilt auch hier, dass zur Beurteilung von PtX-Projekten aus geothermischem Strom eine detaillierte Betrachtung der spezifischen Datenlage und der natürlichen lokalen Schwankungen erfolgen muss.

- Beim Einsatz von Wind-Strom in der Elektrolyse wird die geforderte Reduktion auch bei niedriger Effizienz erreicht, wenn im Falle der atmosphärischen CO₂-Gewinnung die weiteren Prozessschritte mit regenerativen Stromquellen (WK und/oder PV) betrieben werden. Im Falle, dass das notwendige Kohlendioxid aus Abgas gewonnen werden kann, deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die geforderte Reduktion der THG-Emissionen auch beim Einsatz von UCTE-Strom in der Methan- und Methanolherstellung erreicht werden kann.

Die CO₂-Gewinnung zeigt ebenfalls einen signifikanten Beitrag zu den THG-Emissionen.

- Aufgrund des hohen Strombedarfs bei der atmosphärischen CO₂-Erzeugung ist auch hier die Art des eingesetzten Stroms von entscheidender Bedeutung. Wird UCTE-Strom oder Strom aus fossilen Energieträgern eingesetzt, wird der Grenzwert selbst beim Einsatz von erneuerbarem Strom in der Elektrolyse überschritten. Folglich muss auch die energetische Effizienz der CO₂-Gewinnung und die Herkunft des verwendeten Stromes abgefragt werden.
- Wird das CO₂ aus CO₂-haltigen Abgasen erzeugt, reduziert sich der Strombedarf deutlich. Dies führt dazu, dass selbst bei einem Einsatz von UCTE-Strom in der CO₂-Gewinnung der Grenzwert unterschritten werden kann, wenn erneuerbarer Strom in der Elektrolyse eingesetzt wird.

Die Erstellung der Infrastruktur für Elektrolyse und Methanisierung kann ebenfalls eine gewisse Rolle in der THG-Bilanz spielen, wie der Vergleich mit der Fraunhofer-Studie zeigt. Die Erhebung der korrekten Materialmengen und Materialtypen spielt eine wichtige Rolle, um konsistente Ergebnisse zu erhalten.

Die direkten Emissionen aus der tatsächlichen Treibstoffherstellung sowie Transport und Bereitstellung spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle.

5.2 Grenzen der Studie

5.2.1 Datenlage PV-Strom

Die spezifischen THG-Emissionen des Solarstroms sind von vielen Faktoren abhängig. Herstellung, Technologie und Nutzungsphasenannahmen können einen grossen Einfluss auf das Ergebnis haben.

Grossindustrielle Anwendungen und Technologieentwicklung führen in der Regel zu einer erhöhten Effizienz und somit zu geringeren THG-Emissionen. Die Datenqualität wird als grundsätzlich gut eingestuft, allerdings ist zu beachten, dass nicht alle Daten in ecoinvent auf aktuellen Prozessdaten basieren. So beruhen die Daten zum „Czochralski singlecrystalline silicon“ Prozess teilweise auf Annahmen und nicht auf tatsächlichen Produktionsdaten. Es ist deshalb zu empfehlen die Szenarien der vorliegende Studie nach einem Kernupdate von ecoinvent – welches auch eine Harmonisierung der LCI Daten in allen Regionen und Aktualisierung der LCI-Daten zur Modulproduktion vorsieht – noch einmal neu zu berechnen. Auch in Frankreich wird der Tatsache, dass PV-Strom sehr unterschiedliche THG-Emissionen aufweisen kann, Rechnung getragen, indem die spezifischen THG-Emissionen eines der Zuschlagskriterien in Ausschreibungen von Anlagen mit über 100 kW sind⁷.

5.2.2 Datenlage für Windstrom

Auch für die Windkraft sind im Rahmen des Kernupdates von ecoinvent Aktualisierungen angedacht. Diese könnten die folgenden Aspekte betreffen: Bilanzierung moderner Offshore-Anlagen hoher Leistung, regionsspezifische Bilanzierung von Offshore-Anlagen sowie eine differenzierte Bilanzierung von Onshore- und Offshore-Ertrag.

Es ist deshalb zu empfehlen, die Szenarien der vorliegenden Studie nach einem Kernupdate von ecoinvent noch einmal neu zu berechnen.

5.3 Empfehlungen zur Fragebogenanpassung

In diesem Abschnitt werden anhand des existierenden Fragebogens (Anhang A2) für die Steuererleichterung von biogenen Treibstoffen und der gewonnenen Erkenntnisse aus der durchgeführten Studie Empfehlungen für die Gestaltung des Fragebogens für PtX definiert.

⁷ The French Government has introduced a tender process for support measures to encourage the development of the photovoltaic sector in France. The decree of 4 March 2011 introduced the government's new strategy by launching tender processes for photovoltaic systems above 100 kW. The tender process is managed by the Commission de régulation de l'énergie (CRE- French Energy Regulation Commission), France's electricity and gas market regulator. A new tender process has been launched in this power category in October 2013. The amended specifications will focus not only on the proposed electricity purchase price, but also on the carbon footprint of the PV module manufacturing process. The specifications differ from the first tender process as they include criteria that focus on the technical innovation and carbon footprint of the PV modules concerned (a 20 % weighting in the final score).

5.3.1 Analyse der Seiten 1 und 2 des Fragebogens

Anhang A2 Treibstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen (biogene Treibstoffe) (gemäss Treibstoffökobilanz-Verordnung)	
Bitte konsultieren Sie den Leitfaden zum Ausfüllen des Formulars 45.85 Anhang A2.	
Fragen zur Art und Herkunft der Rohstoffe	
1. Rohstoff (A)	2. Endprodukt (B-)
3. Ertrag von (A) [kg/ha]	4. Anbaufläche [ha]
5. Normen & Gesetzgebung <input type="checkbox"/> ÖLN <input type="checkbox"/> Integrierte Produktion <input type="checkbox"/> Cross Compliance <input type="checkbox"/> Biologisch-dynamisch <input type="checkbox"/> FSC <input type="checkbox"/> Biologisch-organisch Andere: _____ Wurde der Treibstoff gemäss einer nationalen Gesetzgebung hergestellt, die ökologische Kriterien festlegt? Falls ja, geben Sie den Titel der Gesetzgebung an. _____ Qualitätsnormen für Treibstoffe _____	6. Herkunft Land _____ Region _____ Karten beigelegt <input type="checkbox"/> Ja Koordinaten _____ Beschreibung der Region _____
Fragen zum Schutz der biologischen Vielfalt	
7. Besondere ökologische Vorteile 7a. Massnahmen zur Förderung der biologischen Vielfalt _____ 7b. Massnahmen zur Förderung der Bodenfruchtbarkeit _____ 7c. Massnahmen zum Schutz nicht erneuerbarer Wasservorkommen _____	8. Umweltvorschriften Zählen Sie die im Anbaubereich geltenden Umweltvorschriften für die Landwirtschaft auf, die eingehalten werden. _____

Abbildung 29. Seite 1 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.

Frage 1: Der Rohstoff bei Power-to-X ist prinzipiell der elektrolytisch hergestellte Wasserstoff. An dieser Stelle wäre es ggf. sinnvoll den Typ der Elektrolyse zu spezifizieren (z.B. PEM Elektrolyse)⁸.

Frage 2: Das Endprodukt sollte klar spezifiziert werden und auch der Einsatz beschrieben werden. Z.B. 2a) Endprodukt: Methanol 2b) Einsatz Treibstoff: In Ottomotor oder in der Stromerzeugung.

Frage 3: Hier sollte Anstelle des Ertrags die Effizienz der gesamten Prozesskette abgefragt werden. Da es sich bei Power-to-X nicht um Treibstoffe auf pflanzlicher Basis handelt, könnten Fragen zum Schutz der biologischen Vielfalt prinzipiell gestrichen werden (Punkt 7).

Frage 4: Anstelle der Anbaufläche wäre an dieser Stelle eine Information zum jährlichen Produktionsumfang sinnvoll. Dies ist wichtig zur Bestimmung der Emissionen durch die Infrastruktur der Anlage.

Frage 5: Kann übernommen werden.

Frage 6: Anstelle der Anbaufläche sollte hier der Standort der Elektrolyse, d.h. Land, spezifiziert werden. Detailinformationen wie im vorliegenden Fragebogen können ggf. weggelassen werden.

⁸ Dies ist v.a. für zukünftige neue Elektrolyseverfahren wichtig z.B. Hochtemperaturelektrolyse (SOEL), welche sich grundsätzlich von heute genutzten Verfahren unterscheiden.

Frage 7: Das Thema biologische Vielfalt ist für PtX von geringer Relevanz und sollte nicht abgefragt werden.

Frage 8: Kann in weniger spezifischer Form beibehalten werden.

Fragen zum Schutz der biologischen Vielfalt (Forts.)

9. Schutzgebiete	9a. Anbau innerhalb eines Schutzgebiets? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein	10. Landnutzungsänderungen	10a. Nutzungsart der Anbauflächen	10b. Angebaute Kulturen (Fruchtfolge)
	9b. Name des Schutzgebiets:		-10 Jahre	-3 Jahre
	9c. Distanz des Schutzgebiets zur nächstgelegenen Anbaufläche		-9 Jahre	-2 Jahre
	9d. Anbau in besonders schützenswerten Ökosystemen <input type="checkbox"/> Wälder <input type="checkbox"/> Kein Anbau in schützenswerten Ökosystemen <input type="checkbox"/> Feuchtgebiete <input type="checkbox"/> Grünland <input type="checkbox"/> Andere:		-2 Jahre -7 Jahre -6 Jahre -5 Jahre -4 Jahre -3 Jahre -2 Jahre -1 Jahr heute	heute +1 Jahr
11. Umweltschutz	11a. Luftreinhaltung	11d. Schutz der biologischen Vielfalt		
	11b. Bodenschutz und Erosionsverhinderung	11e. Schutz vor invasiven Organismen		
	11c. Schutz des Grundwassers und der Oberflächengewässer	11f. Andere:		
12. Methoden und Praktiken	12a. Sorgfältiger Einsatz von Pflanzenschutz- und Düngemitteln	12c. Anbautechniken		
	12b. Integrierter Pflanzenschutz	12d. Bodenabhängige Pflanzenwahl		
	12e. Andere:			

Abbildung 30. Seite 2 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.

Fragen 9-12: diese Fragen zielen spezifisch auf pflanzenbasierte Treibstoffe ab und sind somit nicht zutreffend für PtX-Treibstoffe. Es empfiehlt sich daher, diese Fragen nicht in einen Fragebogen für PtX-Treibstoffe zu übernehmen.

5.3.2 Analyse der Seiten 3 und 4 des Fragebogens

Die Seiten 3 und 4 des Fragebogens spezifizieren die wesentlichen Annahmen für die Ökobilanz und müssen für PtX Treibstoffe gemäss den Ergebnissen der vorliegenden Studie überarbeitet werden.

Fragen zur Ökobilanz

13. Düngemittel	13a. Stickstoff (N)		Anteil	kg/ha/a	13b. Phosphat (P ₂ O ₅)		Anteil	kg/ha/a	13c. Kalium (K ₂ O)		Anteil	kg/ha/a	13d. Organische Dünger	
	Ammoniumnitrat				Triple-Superphosphat				Kaliumchlorid				Fest	
	Urea/Harnstoff				Single-Superphosphat				Kaliumsulfat				Art:	
	Diammoniumphosphat				Diammoniumphosphat				Andere:				t/ha/a	
	Kalziumammoniumnitrat				Phosphorit									
	Ammoniumsulfat				Thomasmehl								Flüssig (unverdünnt)	
	Andere:				Andere:								Art:	
Total		100%		Total		100%		Total		100%		m ³ /ha/a		

14. Anbautechniken	14a. Pflanzenbehandlungsmittel			14b. Maschineneinsatz			14c. Bewässerung			
	Wirkstoff	kg/ha/a	Typ	Maschinentyp			h/ha/a	Bewässerungsbedarf <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein		
				Bodenbearbeitung				Wassermenge		
				Aussaat				Oberflächenwasser %		
				Bewässerung				Grundwasser %		
			Düngung/Pflanzenbeh.				Beschreiben Sie gegebenenfalls die Wasserproblematik im Anbaubereich.			
			Ernte							
			ODER							
			h/ha/a		kg Treibstoff/ha					
			Flugzeug	ODER	Flugzeug					
			Traktor		Traktor					
			Anteil Maschinen mit Partikelfilter							

15. Produktion	15a. Verwendete Hilfsstoffe bei der Herstellung des Treibstoffs		15b. Treibhausgas- und Schadstoffemissionen			16. Transporte			
	Art	kg/kg Treibstoff	kg/kg Treibstoff			Von	Nach	Transportmittel	km
			Methan						
			Lachgas						
			Andere:						
			15c. Trocknung			17. Abfälle			
			<input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein			Entstehung bei	Abfallart	kg/kg	Entsorgungsart
			Energieverbrauch		kWh/kg				
			Energiequelle						
			Produktionsschritt						

Abbildung 31. Seite 3 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.

Fragen zur Ökobilanz (Forts.) und Erklärung

Produktions-schritt	18. Haupt- und Nebenprodukte			19. Ertrag			20. Energie	
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]
	Aus Produkt (A)...	...wird Produkt (B) gewonnen.	(B) wird verwendet beifür/fals	Ertrag in kg pro kg	Energetischer Ertrag in MJ oder kWh pro kg (B)	Wertmässiger Ertrag in CHF pro kg (B)	Eingesetzte Energieart	kWh pro kg (B)
Anbau								
Erklärung	Die Gesuchstellerin / der Gesuchsteller bestätigt mit ihrer/seiner Unterschrift, das Formular wahrheitsgetreu ausgefüllt zu haben.							
	Sie/er verpflichtet sich, jede Änderung an den Rohstoffen oder am Herstellungsprozess, welche die ökologische Gesamtbilanz beeinflusst, unverzüglich der Oberzoldirektion zu melden.							
	Sie/er ist darum besorgt, alle Beteiligten innerhalb der Produktions- und Handelskette über die Anforderungen in Kenntnis zu setzen. Sie/er nimmt ausserdem zur Kenntnis, dass die Verletzung der Nachweis-, Erklärungs- und Informationspflicht eine Widerhandlung im Sinne des Mineralölsteuergesetzes darstellt und mit Busse geahndet wird.							
	Ort:	Datum:			Rechtsgültige Unterschrift:			

Abbildung 32. Seite 4 des Fragebogens zu biogenen Treibstoffen.

5.3.2.1 Wasserstoffbereitstellung

Die folgenden Informationen sollten abgefragt, bzw. weiter spezifiziert werden:

- Verbrauchsdaten der Wasserstoffbereitstellung:
 - Elektrizität – Elektrolyseur (kWh/kg H₂)
 - Elektrizität – Kompressor (kWh/kg H₂)

- Wasser (kg/kg H₂)
- Energieträger/Stromquelle für die Wasserstoffproduktion

5.3.2.2 Bestimmung der Stromquelle

Grundsätzlich können zwei Fälle unterschieden werden:

- a) **Einkauf des Stroms im Netz** und Nachweis des Energieträgers (z.B. Windkraft/PV) durch HKN. Für diesen Fall muss geprüft werden, welche Differenzierung mit den vorhandenen Angaben aus einem HKN⁹ und einem zusätzlichen Label für erneuerbare Energie (Independent Criteria Schemes) – wie beispielsweise «naturemade star» – für die Berechnung der THG-Emissionen der Strombereitstellung möglich ist. Zusätzlich sollte evaluiert werden, welche zusätzlichen Angaben vom Kraftwerksbetreiber verfügbar sind, ohne dass hierzu eine neue Datenerhebung notwendig ist. Im Falle der Erzeugung von PV-Strom wären dies zum Beispiel Informationen zur Modultechnik, zum Herstellungsort der Module, zur jährlichen Stromerzeugung mit den PV-Modulen, zum Alter der Module, etc. Basierend auf den Ergebnissen der beschriebenen Evaluierung können dann die zu erfassenden Kenngrößen für den Fragebogen praxisnah ausgewählt werden und dem Antragsteller die Möglichkeit gegeben werden, spezifische Werte hinsichtlich der oben genannten Kenngrößen zu liefern. Für den Fall, dass ein Antragsteller keine verifizierten spezifische Werte liefert, müssen Defaultwerte aus ecoinvent bereitgestellt werden.
- b) **Direkte Verbindung zwischen Stromerzeugung und Elektrolyse.** Zum Beispiel wird beim Bau des Elektrolyseurs auch die Windkraftanlage miterrichtet (z.B. Audi). In diesem Fall können direkt Technologie- und Hersteller-spezifische Angaben (inklusive transparenter Dokumentation) geliefert werden.

5.3.2.3 CO₂-Gewinnung

Die folgenden Informationen sollten abgefragt bzw. weiter spezifiziert werden:

- Herkunft CO₂ (Abgas, biogen, Atmosphäre)
- Verbrauchsdaten der CO₂-Erzeugung
 - Elektrizität (kWh/tCO₂)
 - Wärmeverbrauch (MJ/tCO₂) (mit Spezifikation Anteil der Deckung durch Prozessabwärme und weiteren Wärmequellen)

⁹ Mehr Informationen zu den Inhalten der Herkunftsnachweise (HKN) sind zu finden unter: http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/goo/facts_goo/information_goo.html und http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/Herkunftsnachweis_de.pdf

Klärungsbedarf: Wie auch bei der Elektrolyse ist zu diskutieren, inwieweit herstellerspezifische Daten (z.B. PV Anlagen) bzw. Stromversorgerdaten zur Berechnung der spezifischen Emissionen der Strombereitstellung genutzt werden können und sollen.

5.3.2.4 Treibstoffproduktion

Die folgenden Informationen sollten abgefragt, bzw. weiter spezifiziert werden:

- Input an Wasserstoff und wenn angemessen an CO₂:
 - H₂ (kg/m³(kg) Treibstoff) bzw. kg H₂/kWh Treibstoff
 - CO₂ (kg/ m³(kg) Treibstoff) bzw. kg CO₂ /kWh Treibstoff
- Wirkungsgrad der Treibstoffherstellung
- Stromverbrauch in der Treibstoffproduktion (kWh/kWh Treibstoff)
Stromherkunft mit HKN(WK, PV, Netzmix)
- Weitere eingesetzte Energieträger (Wärmeverbrauch, Wärmequellen)
- Angabe zu weiteren Prozessen, wie z.B. Aufbereitung und Verdichtung
- Transportdaten (hier kann direkt Frage 16 aus dem bestehenden Fragebogen genutzt werden).

5.3.3 Finale Empfehlung

Da pflanzenbasierte biogene Treibstoffe – gerade hinsichtlich der THG-Emissionen – eine Anzahl spezifischer Themen aufweisen (wie z.B. Einsatz von Düngemittel und Pflanzenbehandlungsmittel), empfehlen wir, anstelle einer Anpassung des bestehenden Fragebogens einen zweiten neuen Fragebogen zu entwickeln. Ein besonderes Augenmerk sollte dabei auf die Ermittlung der THG-Emissionen für die Strombereitstellung gelegt werden.

6 Referenzen

1. MinöStV. Mineralölsteuerverordnung. 2015 p. 1–44.
2. TrÖbiV. Verordnung des UVEK über den Nachweis der positiven ökologischen Gesamtbilanz von Treibstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen. 2014;1–6.
3. Zah R, Hirsch R, Gauch M, Böni H, Wäger P. Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen. Bern: Bundesamt für Energie, Bundesamt für Umwelt, Bundesamt für Landwirtschaft; 2007.
4. Kasten P, Blanck R, Loreck C, Hacker F, Forin S. Working Paper: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Freiburg, Deutschland; 2013.
5. Frischknecht R, Steiner R. Swiss Ecological Scarcity Method: The New Version 2006. 2006.
6. Frischknecht R, Althaus H-J, Doka G, Dones R, Heck T, Hellweg S, et al. Overview and Methodology. Final report ecoinvent v2.0 No. 1. Duebendorf, CH: Swiss Centre for Life Cycle Inventories; 2007.
7. Koornneef J, van Keulen T, Faaij A, Turkenburg W. Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂. Int J Greenh Gas Control. 2008;2(4):448–67.
8. Specht M, Bandi A, Elser M. CO₂-Recycling zur Herstellung von Methanol. Endbericht. Stuttgart; 2000.
9. Wurzbacher J. Climeworks - Capturing CO₂ from Air. CO₂ arme Treibstoffe der Zukunft. Empa Technology Briefing, Dübendorf, Schweiz; 2013. p. 1–21.
10. Jentsch M, Trost T. Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Fraunhofer IWES; 2014.
11. Saito M, Fujitani T, Takeuchi M, Watanabe T. METHANOL SYNTHESIS FROM CO₂ AND H₂. Appl Catal, A Gen. 1996;138:311–8.
12. IPCC. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. In: Solomon D S, Qin M, Manning Z, Chen M, Marquis KB, Averyt M, et al., editors. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Internet]. The Edinburgh Building Shaftesbury Road, Cambridge, UK: Cambridge University Press; 2007. Available from: www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/
13. Maack M. Deliverable 8.5, RS 1a: Generation of the energy carrier Hydrogen in context with electricity buffering generation through fuel cells. NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability. 2008. p. 47.
14. Gardiner M. Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs [Internet]. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record; 2009. Available from: <http://www.hydrogen.energy.gov/storage.html>

15. Konstantin Zech, Grasmann E, Oehmichen K, Rönsch S, Weindorf W, Funke S, et al. Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ); 2011.
16. Linde. Hydrogen technologies. The Ionic Compressor 90 MPa - IC90. Pullach, Germany; 2014. p. 2.
17. Jungbluth N, Stucki M, Flury K, Frischknecht R, Büsser S. Life Cycle Inventories of Photovoltaics. Swiss Federal Office of Energy SFOE; 2012.
18. Reiter G, Lindorfer J. Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. Int J Life Cycle Assess [Internet]. Springer Berlin Heidelberg; 2015;20(4):477–89. Available from: <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-015-0848-0>
19. Edwards R, Larive J-F, Rickeard D, Weindorf W. Well-to-Tank Version 4 JEC Well-to-Wheels Analysis [Internet]. concawe - JRC; 2013. 134 p. Available from: <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/downloads>

7 Anhang

7.1 Ergänzungen zu den Inventardaten

7.1.1 Elektrolyse

In den Tabellen 5-9 sind die Inventardaten für die Herstellung und den Unterhalt der Elektrolyseanlage dokumentiert. Die Daten stammen aus (13) und beruhen auf den folgenden Annahmen:

- Produktionskapazität: 47250 kg H₂ /Jahr
- Lebensdauer: 15 Jahre

Tabelle 5. Infrastruktur Elektrolyse Teil 1: Elektrolyseur

Elektrolyseur		kg/kg H ₂ out
chromium steel 18/8, at plant	5,99E-03	kg
nickel, 99.5%, at plant	7,05E-04	kg
synthetic rubber, at plant	3,53E-05	kg
reinforcing steel, at plant	1,87E-03	kg
copper, at regional storage	5,40E-04	kg
tube insulation, elastomere, at plant	2,40E-04	kg
aluminum, production mix, at plant	1,55E-04	kg
acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer, ABS, at plant	5,64E-05	kg
polyethylene, LDPE, granulate, at plant	1,41E-04	kg
glassfiber, at plant	1,41E-04	kg
cast iron, at plant	4,80E-05	kg
nylon 66, glass-filled, at plant	1,76E-05	kg
transport, lorry 32t	9,97E-04	tkm

Tabelle 6. Infrastruktur Elektrolyse Teil 2: Membrankompressor

Membrankompressor		kg/kg H ₂ out
reinforcing steel, at plant	1,75E-03	kg
chromium steel 18/8, at plant	1,34E-03	kg
cast iron, at plant	4,23E-04	kg
ethylene glycol, at plant	4,94E-06	kg
lubricating oil, at plant	1,27E-05	kg
aluminum, production mix, at plant	4,23E-05	kg
tube insulation, elastomere, at plant	1,06E-05	kg
copper, at regional storage	3,17E-05	kg
electricity, production mix UCTE	7,05E-04	kWh
heat, natural gas, at industrial furnace >100kW	2,54E-03	MJ
transport, lorry 32t	3,62E-04	tkm

Tabelle 7. Infrastruktur Elektrolyse Teil 3: Speichermodul

Speichermodul		kg/kg H ₂ out
chromium steel 18/8, at plant	5,93E-02	kg
electricity, production mix UCTE	6,77E-04	kWh
diesel, burned in building machine	6,04E-04	MJ
transport, lorry 32t	5,93E-03	tkm

Tabelle 8. Infrastruktur Elektrolyse Teil 4: Wände, Fundament und sonstige Komponenten

Wände und Fundament		kg/kg H ₂ out
reinforcing steel, at plant	6,35E-03	kg
flat glass, coated, at plant	2,29E-03	kg
gypsum fiber board, at plant	7,05E-05	kg
silica sand, at plant	4,06E-02	kg
concrete, normal, at plant	7,05E-06	m ³
concrete, exacting, at plant	9,17E-05	m ³
gravel, unspecified, at mine	1,27	kg
lubricating oil, at plant	1,41E-05	kg
electricity, production mix UCTE	3,53E-04	kWh
diesel, burned in building machine	3,02E-02	MJ
transport, lorry 32t	1,56E-01	tkm
Occupation, industrial area	6,44E-03	m2a
Andere Komponenten		kg/kg H ₂ out
reinforcing steel, at plant	1,16E-03	kg
nitrogen, liquid, at plant	1,01E-04	kg
chromium steel 18/8, at plant	2,85E-04	kg
polypropylene, granulate, at plant	7,05E-06	kg
transport, lorry 32t	6,90E-02	tkm

Tabelle 9. Infrastruktur Elektrolyse Teil 5: Instandhaltung

Instandhaltung		kg/kg H ₂ out
chromium steel 18/8, at plant	3,69E-02	kg
nickel, 99.5%, at plant	2,82E-03	kg
synthetic rubber, at plant	1,41E-04	kg
reinforcing steel, at plant	5,50E-02	kg
cast iron, at plant	2,54E-02	kg
ethylene glycol, at plant	2,96E-04	kg
lubricating oil, at plant	7,62E-04	kg
electricity, production mix UCTE	4,23E-02	kWh
heat, natural gas, at industrial furnace >100kW	1,52E-01	MJ
transport, lorry 32t	2,20E-01	tkm

7.1.2 CO₂-Gewinnung

In den Tabellen 5-9 sind die Inventardaten für die Herstellung der CO₂-Gewinnungsanlage dokumentiert. Die Daten stammen aus (7) und beruhen auf den folgenden Annahmen:

- Produktionskapazität: 94 Mt /Lebensdauer
- Lebensdauer: 30 Jahre

Die Daten sind als erste Abschätzung zu betrachten. Eine Analyse zeigt, dass die Infrastruktur keinen Einfluss auf das Endergebnis hat.

Tabelle 10. Infrastruktur CO₂ Gewinnung.

CO ₂ -Gewinnungsanlage		
chromium steel 18/8, at plant	82	t
concrete, at plant	1	m ³
reinforcing steel, at plant	235	t

7.1.3 Methanisierung

Anpassung des bestehenden ecoinvent Prozesses: („Methan, 96 Vol.-%, aus Synthesegas, Holz, ab Aufbereitung“)

Prozesse die entfernt wurden:

Inputs from technosphere:

- Wood: chips at forest and chips at plant
- Wood transport
- Wood pre-treatment (drying): electricity, heat waste.
- Wood gasification: chemicals, electricity
- Syngas from wood cleaning treatment: electricity, chemicals

Emissions to air:

Emission related to wood treatment, gasification and syngas cleaning: CO₂, heat waste, particles <2.5µm and chemicals (gasification and syngas cleaning)

Outputs to technosphere. Waste and emissions to treatment:

- Disposal of wood ash
- Disposal of chemical waste
- Disposal of oil

Anpassung des Stromverbrauchs

In **Tabelle 11** sind die Stromverbräuche für die einzelnen Prozessschritte der Methanherzeugung aus der Holzvergasung gemäss ecoinvent 2.2 zusammengefasst. Für alle Schritte ergibt sich ein Gesamtverbrauch von 0,93 kWh/Nm³. Für die Methanherzeugung aus Wasserstoff ist die Prozessführung weniger komplex und die Prozessschritte „Drying“, „Comminution“, „Air compressing“ sind nicht notwendig. Es ergibt sich somit ein verringerter Wert für den Stromverbrauch von 0,637 kWh/Nm³ Methan.

Weitere Prozesse, die angepasst wurden:

- Total water use: nur für Methanisierung (aus ecoinvent report „life cycle inventories of bioenergy“, v2.2.). Wasser für Syngas entfernt.

Tabelle 11. Energieverbrauchsdaten die einzelnen Prozessschritte der Methanherzeugung aus der Holzvergasung, gemäss ecoinvent 2.2

Tab. 18.24 Summary of heat and electricity use in the dataset 'methane, 96 vol.-%, from synthetic gas, wood, at plant'.

Process stages	Heat consumption (MJ/Nm ³ methane)	Electricity consumption (kWh/Nm ³ methane)
Drying	-	9.300E-02
Comminution		4.042E-02
Air compression		4.394E-02
Syngas compression		1.598E-01
Pumping		8.055E-02
Gasification	6.997E+00	
Methanation		5.126E-01
Total (net)	6.997E+00	9.302E-01