

I M P U L S

Kurzgutachten

Power-to-X: Potenziale und
Handlungsempfehlungen

Frankfurt am Main, Dezember 2018

Zu diesem Kurzgutachten

Power-to-X, also die Produktion von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf der Basis von erneuerbarem Strom, gilt als wichtiger Baustein der Energie- und Verkehrswende. Der Maschinen- und Anlagenbau ist auf breiter Front von Power-to-X betroffen: vom Anlagenbau über die Energieerzeugung und die Verfahrenstechnik bis hin zur Anwendung etwa im Zusammenhang von mobilen Maschinen und Motoren. Zwar existieren mittlerweile diverse Studien, die Power-to-X aufgreifen. Aber was sich hinter der Technologie an ökonomischen Potenzialen verbirgt und welche politischen Rahmenbedingungen notwendig sind wird oftmals sehr unterschiedlich bewertet und bleibt daher für Unternehmen wie Politik wenig handhabbar. Vor diesem Hintergrund hat die IMPULS-Stiftung ein Kurzgutachten beauftragt, das hier mehr Licht ins Dunkel bringen soll.

Seit 2018 ergänzen Kurzgutachten das Portfolio der IMPULS-Stiftung. „Klassische“ IMPULS-Studien leisten wertvolle Grundlagenarbeit. Oftmals ist für Maschinenbau und VDMA aber auch eine schnelle, erste Einschätzung eines aktuellen Themas wichtig. So auch im Falle von Power-to-X: Das vorliegende Kurzgutachten soll – neben dem wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn – in die neue VDMA-Arbeitsgemeinschaft „Power-to-X for Applications“ einzahlen. Dies zum einen durch das Aufzeigen der enormen Potenziale von Power-to-X für die deutsche Industrie. Zum anderen, indem mögliche politische Stellschrauben für den Markterfolg benannt werden. Denn klar ist: Ein Selbstläufer ist Power-to-X nicht. Über das Gelingen entscheiden – neben technologischer Exzellenz – maßgeblich die seitens der Politik gesetzten Rahmenbedingungen.

Möge das vorliegende Kurzgutachten der IMPULS-Stiftung einen Beitrag im Sinne einer Chancenperspektive auf das Thema Power-to-X leisten und zu mehr Transparenz hinsichtlich der großen Potenziale dieser Technologie führen!

Frankfurt, Dezember 2018

Dr. Johannes Gernandt

Geschäftsführender Vorstand, IMPULS-Stiftung

Stefan Röger

Geschäftsführender Vorstand, IMPULS-Stiftung

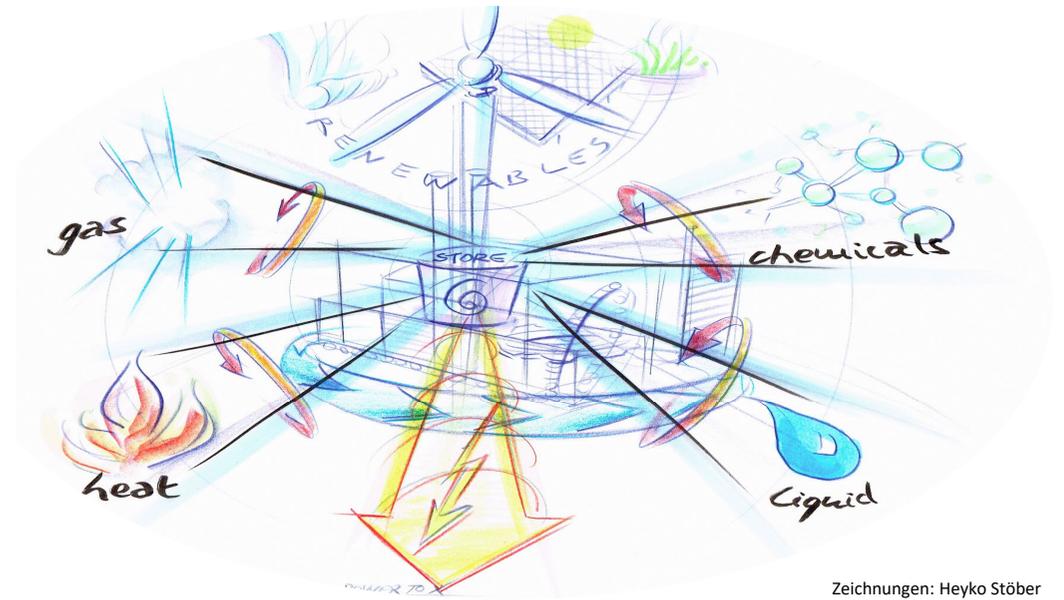
POWER-TO-X: POTENZIALE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

STUDIE IM AUFTRAG DER IMPULS-STIFTUNG

Martin Wietschel, Stella Oberle
(Fraunhofer ISI, Karlsruhe)

Natalja Ashley-Belbin (IREES,
Karlsruhe)

Karlsruhe, November 2018



Zeichnungen: Heyko Stöber

Zusammenfassung

Ziele der vorliegende Studie sind es die Potenziale von Power-to-X, der Produktion von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf der Basis von erneuerbaren Strom, für Deutschland bis 2050 zu untersuchen und daraus Handlungsempfehlungen abzuleiten. Dafür wurden drei prominente Studien ausgewertet und mit einer Szenarioanalyse des VDMA verglichen.

Es lässt sich festhalten, dass zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele ein Bedarf an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen besteht. Die Höhe des Bedarfs wird allerdings unterschiedlich bewertet. Einen Einfluss haben die unterstellte Verfügbarkeit nachhaltiger Biomassenpotenziale, aus der ebenfalls synthetische Brenn- und Kraftstoffe hergestellt werden können, die Bewertung direkter Stromnutzung als Konkurrenzoption und Kostenannahmen bei Technologien, sowie Rahmenparametern wie Energiepreise. Weiterhin ist der Bedarf abhängig von der Höhe der Erneuerbaren Stromproduktion und den Annahmen zum Gelingen eines umfangreichen Stromnetzausbaus. Denn wenn dieser langsamer gelingt wie derzeit geplant, dann steigt der Bedarf an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen wegen höheren regionalen Überschussmengen an Strom und der Notwendigkeit zur Stromspeicherung. Letzteres ist in größeren Mengen nur über synthetische Brenn- und Kraftstoffe wie Wasserstoff oder Methan wirtschaftlich sinnvoll.

Es existieren Anwendungen, in denen der Einsatz von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen nach heutigem Wissensstand bei ambitioniertem Klimaschutz zwingend notwendig wird. Dies sind u.a. der internationale Flug- und Schiffsverkehr, bestimmte Bereiche der industriellen Prozesswärme und gewisse Chemikalienherstellung. In anderen Fällen stehen sie in Konkurrenz zu Verfahren der direkten Elektrifizierung, wie beispielsweise im Schienenverkehr, im Lkw-Ferntransport oder Bereiche der Niedertemperaturwärme.

Zusammenfassung

Aufgrund der beschränkten Ausbaupotenziale an Erneuerbaren Strom in Deutschland kann eine größere Nachfrage an synthetischen Kraft- und Brennstoffen sehr wahrscheinlich nicht aus heimischen Quellen gedeckt werden. Deshalb spielt der Import hier eine zentrale Rolle. Allerdings sind hier noch einige Fragen offen. Es muss analysiert werden, welche Länder hierfür am besten geeignet sind. Sind es eher entwickelte erdölexportierende Ländern, z.B. Saudi-Arabien, oder Ländern ohne Erdölförderung mit guten klimatischen und geographischen Voraussetzungen, z.B. Australien oder Schwellenländer wie Marokko? Weiterhin ist die Entwicklung von Nachhaltigkeitsanforderungen, u.a. bezüglich Umweltschutz, Deckung heimischer Energienachfrage und Süßwasserverbrauch notwendig. Ebenfalls ist die Frage zu beantworten, ob aus Gründen der Versorgungssicherheit oder um gut regelbare Nachfrager und Speicher im System zur optimalen Systemintegration von Erneuerbaren Strom zur Verfügung zu haben, ein gewisser Anteil von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen in Deutschland hergestellt werden sollte.

Synthetische Brenn- und Kraftstoffe bieten vielfältige Chancen für die deutsche Industrie. Damit sie nach 2030 eine bedeutsame Rolle spielen können, muss frühzeitig in eine Industrialisierung und den Start des Markthochlaufs eingestiegen werden. Entscheidend für den Erfolg von synthetischen Kraft- und Brennstoffen ist die politische Rahmensetzung. Verlässliche Klimaschutzziele, Investitionssicherheit und die Reformierung des bestehenden Steuer- und Abgabesystems zur Entlastung von Strom und höherer Belastung fossiler Energieträger sind hierfür notwendig. Dabei sollten ein ökonomisch effizientes Gesamtsystem als auch eine weitgehende Internalisierung Externer Effekte wie des Klimawandels die Leitplanken bilden.

Agenda

I. Projektübersicht

II. Ergebnisse des Studienvergleichs

1. Auswertung von drei nationalen Studien

a) Studienübersicht

b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen

2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau mit den Ergebnissen der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland

a) Studienübersicht

b) Zuordnung der Szenarien

c) Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens

III. Schlussfolgerungen

IV. Hintergrundinformationen

Projektübersicht

Projektziele

1. Auswertung von drei nationalen Studien zu Power-to-X:
 - Welche Potenziale von PtX werden gesehen?
 - In welchen Bereichen stimmen die Aussagen der Studien bezüglich PtX überwiegend überein, wo existieren größere Abweichungen?
 - Was sind die wesentlichen, ergebnisbestimmenden Annahmen?
 - Werden explizite Politikempfehlungen bezüglich PtX gegeben und wenn ja was sind die relevanten? Wie sind sie ordnungspolitisch einzuordnen, auch im Hinblick auf die ordnungspolitische Grundposition des VDMA?
2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA-Studie *Power-to-X 2030 - Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau mit den Ergebnissen der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland*:
 - Welche Einflussfaktoren der VDMA-Studie werden in der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland berücksichtigt?
 - Welche Auswirkungen hat eine mögliche Nicht-Berücksichtigung der Einflussfaktoren auf die PtX-Potenziale in den einzelnen Sektoren?

Projektübersicht

- Würde die Berücksichtigung des bestehenden regulatorische Rahmen zu anderen Ergebnissen führen würde wie sie in der BDI-Studie erzielt werden?
- In welche Richtung sollte der regulatorische Rahmen angepasst werden und wie sieht die ordnungspolitische Einordnung aus?

Projektlaufzeit:

Mai – November 2018

Agenda

- I. Projektübersicht
- II. Ergebnisse des Studienvergleichs
 - 1. Auswertung von drei nationalen Studien**
 - a) Studienübersicht**
 - b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen
 - 2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau mit den Ergebnissen der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland
 - a) Studienübersicht
 - b) Zuordnung der Szenarien
 - c) Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens
- III. Schlussfolgerungen
- IV. Hintergrundinformationen

Studienprofil: Klimapfade für Deutschland („BDI 2018“)

Verfasser: The Boston Consulting Group (BCG), Prognos
Auftraggeber: Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
Erscheinungsjahr: 2018

Zeitraum: 2015 – 2050 **(THG-)Minderungsziel:** 80 und 95 % (normativ)

Fokus und Methodik:

- THG-Senkung zu minimalen Kosten: reiner Kostenansatz, kaum Berücksichtigung weiterer Kriterien (einige Technologieoptionen werden aus Akzeptanz oder anderen Gründen ausgeschlossen)
- Es wird unterstellt, dass das Stromnetz ohne dauerhafte Engpässe ist („Kupferplatte“)
- Bottom-up kostenbezogene Optimierung nach gesamtwirtschaftlichen Kriterien (Ausgaben)
- Breite Industriebeteiligung
- Politikmaßnahmen werden abgeleitet

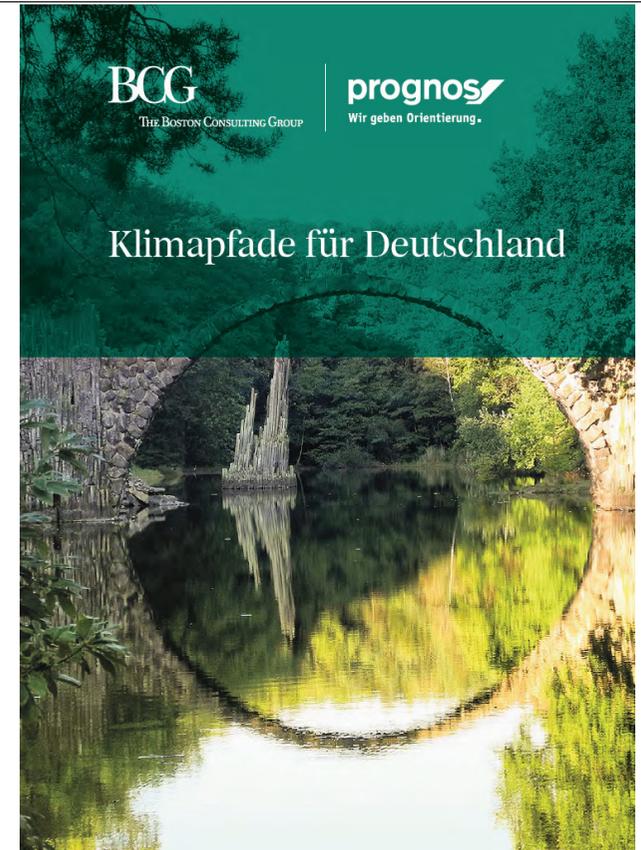
Szenarienbeschreibung:

- Referenzszenario (RS): Derzeitige Anstrengungen* werden fortgesetzt
- Szenario „Nationale Alleingänge“: eine Welt ohne global einheitlichen UN-Klimaprozess, mit dem 80 %-Ziel** (N80) und 95 %-Ziel*** (N95)
- Szenario „Globaler Klimaschutz“: die Weltgemeinschaft verpflichtet sich zur Erreichung des 2-Grad-Celsius-Ziels, mit dem 80 %-Ziel** (G80) und 95 %-Ziel*** (G95)

➤* Maßnahmenumsetzung, politische und regulatorische Rahmenbedingungen und Technologieentwicklung

** THG-Reduzierung bis 2050, gegenüber dem Referenzjahr 1990, um 80 %

*** THG-Reduzierung bis 2050, gegenüber dem Referenzjahr 1990, um 95 %



Studienprofil: dena Leitstudie - Integrierte Energiewende („Dena 2018“)

Verfasser: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Deutsche Energie-Agentur (dena)

Auftraggeber: dena

Erscheinungsjahr: 2018

Zeitraum: 2010 – 2050 **(THG-)Minderungsziel:** 80 und 95 % (normativ)

Fokus und Methodik:

- Untersuchung der Mehrkosten; Nettobetrachtung, verschiedener Transformationspfade
- Kostenoptimalität des Gesamtsystems wird nicht bewertet, Investitionsentscheidungen für Technologien in den Endenergieverbrauchssektoren wurden exogen modelliert*
- Optimierung nach gesamtwirtschaftlichen Kriterien (Steuern, Subventionen, Umlagen und andere staatliche Eingriffe werden nicht berücksichtigt), zur Erreichung der sektorenübergreifenden THG-Minderungszielen**

Szenarienbeschreibung:

- Referenzszenario (RS): Fortschreibung historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen
- Elektrifizierungsszenario (EL): breite Elektrifizierung (direkt) in allen Sektoren, THG- Reduktion um 80 % (EL80) und 95 % (EL95)
- Technologiemit-Szenario (TM): breite Variation an eingesetzten Technologien (u.a. indirekte Stromnutzung), THG-Reduktion um 80 % (TM80) und 95 % (TM95)

dena
Deutsche Energie-Agentur



dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050
Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena)
Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH)

 Integrierte
Energiewende

* Es wurden realistische Pfade, aus Sicht der Partner (mehr als 60 Partner) der dena-Leitstudie, dargestellt

** für die nicht modellierten Sektoren (u.a. Landwirtschaft) wird ein sektorübergreifendes THG-Minderungsziel von 60 % bei 80 %-Ziel bzw. 71 % bei 95 %-Ziel angenommen → andere Sektoren (Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr) müssen deshalb, zur Zielerreichung, eine höhere THG-Minderung erreichen (82,2 bzw. 97,7 % THG-Minderung bis 2050, ggü. 1990)

Studienprofil: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe („Agora 2018“)

Verfasser: Frontier Economics Ltd.

Auftraggeber: Agora Energiewende

Erscheinungsjahr: 2018

Zeitraum: 2015 – 2050

(THG-)Minderungsziel: -

Fokus und Methodik:

- Ziel der Studie ist die Abschätzung (keine Punktprognose von Kostenentwicklungen) der Importkosten* (ohne Steuern und Abgaben) von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen bis 2050
- PtX-Potenzial, internationales wie nationales, wird nicht untersucht
- Abschätzung der Importkosten anhand der Wertschöpfungsstufen (Stromerzeugung / Umwandlung / Transport / Beimischung bzw. Verteilung)
- Politikmaßnahmen werden abgeleitet

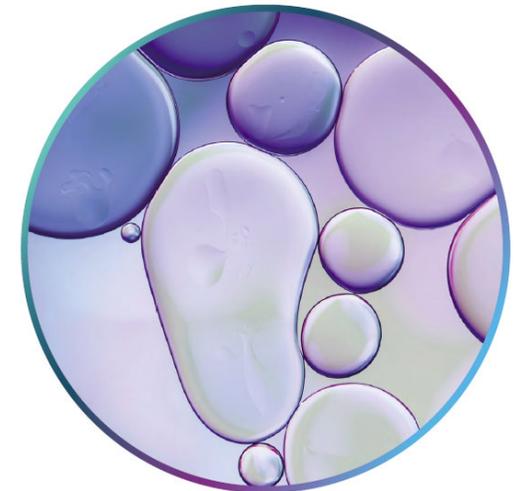
Szenarienbeschreibung:

- Referenzpfad (RS)
- Optimistisches Szenario (Opt.): die getroffenen Annahmen (u.a. Investition und Anlagenauslastung) sind für die PtX-Erzeugung fördernd
- Pessimistisches Szenario (Pess.): die getroffenen Annahmen sind für die PtX-Erzeugung hindernd



Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

STUDIE



frontier
economics

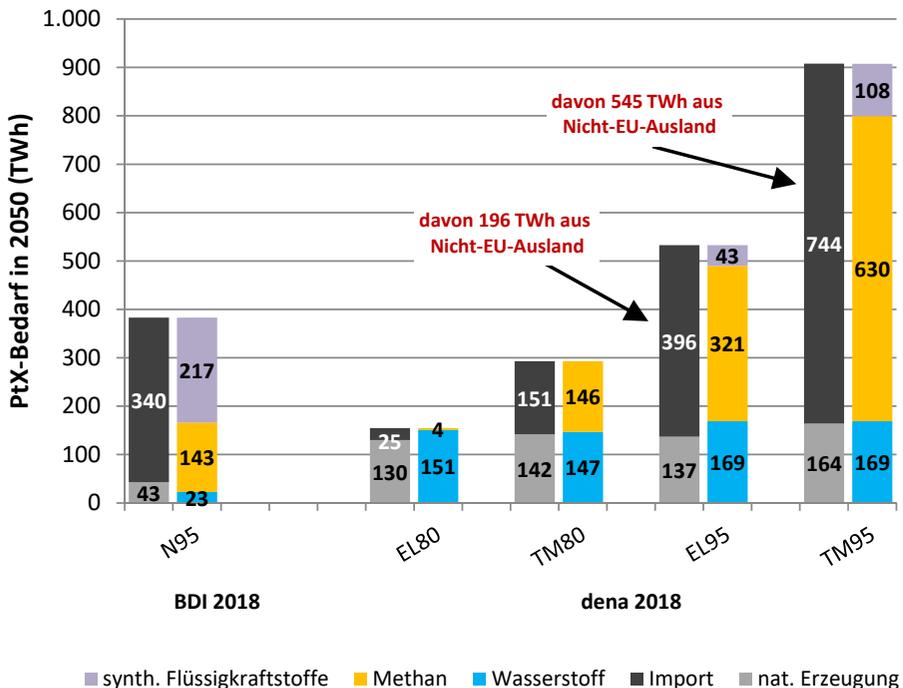
Bei der Interpretation der Studien ist folgendes zu beachten

- Die Auswahl der Studien beeinflusst die Ergebnisse
- Bei den Studien handelt es sich i.d.R. um Szenarien, nicht um Prognosen
- Die Methoden der Studien sind unterschiedlich
- Häufig steht eine wirtschaftliche Bewertung im Zentrum

Agenda

- I. Projektübersicht
- II. Ergebnisse des Studienvergleichs
 - 1. Auswertung von drei nationalen Studien**
 - a) Studienübersicht
 - b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen**
 - 2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie *Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau* mit den Ergebnissen der BDI-Studie *Klimapfade für Deutschland*
 - a) *Studienübersicht*
 - b) *Zuordnung der Szenarien*
 - c) *Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens*
- III. Schlussfolgerungen
- IV. Hintergrundinformationen

Der PtX-Bedarf wird unterschiedlich bewertet - PtX-Import ist eine sehr wichtige Option



davon 545 TWh aus Nicht-EU-Ausland

davon 196 TWh aus Nicht-EU-Ausland

Infobox

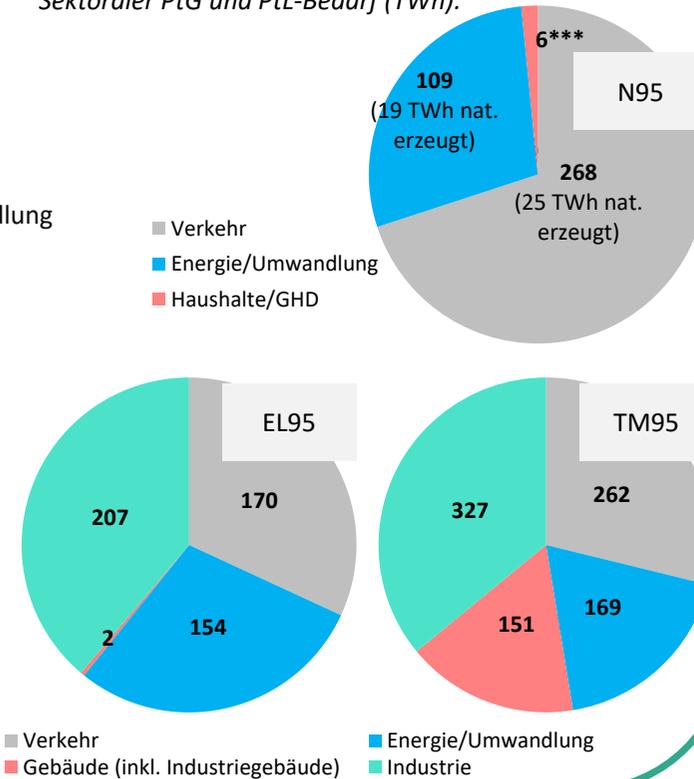
BDI 2018

- Synthetische Brenn- und Kraftstoffe werden nur bei der Zielerreichung Treibhausminderung eingesetzt
- Für den Sektor Energie und Umwandlung (u.a. Fernwärme) werden 109 TWh an synth. Methan benötigt

dena 2018

- Annahme für EL- und TM-Szenarien: ab 2030 dürfen neu entstehende Wasserstoffanwendungen (z.B. Brennstoffzellen-Pkw) nur mit Elektrolyse-Wasserstoff betrieben werden → bis 2050 steigt in DE die Elektrolyseure auf ca. 60 GW an, in 2030 liegt die Kapazität bei 15 GW

Sektoraler PtG und PtL-Bedarf (TWh):



*53 GW Elektrolyseleistung in DE installiert (ca. 2.600 Volllaststunden)
 ** 63 GW Elektrolyseleistung in DE installiert (ca. 2.600 Volllaststunden)
 *** für verbleibende Öl- und Gaskessel im Gebäudesektor

Um PtX rechtzeitig zur Verfügung zu haben, muss man frühzeitig in die Technologie einsteigen

Kernaussagen BDI 2018:

- Um in 2050 den Bedarf an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen von 383 TWh zu decken, sind für die Erzeugung ca. 740 TWh an erneuerbarem Strom notwendig (heute liegt die Nettostromerzeugung in Deutschland bei 610 TWh) → d.h. ein Großteil des PtX-Bedarfs muss importiert (ca. 340 TWh) werden*
- Damit diese Menge an synthetischen Kraftstoffen in 2050 kostengünstig zur Verfügung stehen kann, müssen die ersten großtechnischen Anlagen schon Mitte/Ende der 2020er Jahre in Betrieb gehen
- Im 95 %-Klimapfad (nationale Alleingänge) wird angenommen, dass Deutschland aus Gründen der Versorgungssicherheit rund 20 % des nationalen PtG-Bedarfs, für die Strom- und Fernwärmeerzeugung, durch inländische Produktion** gedeckt werden müssen (entspricht ca. 19 TWh an synth. Methan)
- Der Wasserstoffbedarf, im Verkehrssektor in 2050 (im 95 %-Klimapfad), von 25 TWh wird ebenfalls national erzeugt
- Synthetische Flüssigkraftstoffe werden national nur in geringen Mengen erzeugt, 1,4 TWh (in Demonstrationsanlagen)

* Grund hierfür sind Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien sowie, im Vergleich zum Ausland, höheren Produktionskosten

** Am besten in der Nähe von Industrieanlagen mit Biomassenverbrennung → emittierter biogener Kohlenstoff kann für die PtG-Produktion verwertet werden

Der PtX-Bedarf und die Importmengen steigen mit der Höhe der vorgegebenen Treibhausgasminderung

Kernaussagen dena 2018

- PtX-Bedarf (PtL und PtG) in 2050 variiert je nach Szenario stark, zw. 155 – 908 TWh (2030: 117 – 143 TWh)
- Ein Großteil des PtX-Bedarfs in 2050, ca. 60 %, wird aus dem Nicht-EU-Ausland, Regionen wie Nordafrika, importiert
- National werden in 2050 zw. 130 - 164 TWh (zw. 18 – 26 % des Gesamtbedarfs) an synth. Brennstoffen unter optimierter Nutzung von Einspeisespitzen erneuerbarer Energien erzeugt
- Durch die relativ hohen Transportkosten, ist die Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff in Deutschland am kostengünstigsten → durch die heimische Wasserstoffproduktion steigt der Strombedarf bis 2050 stark an (0 TWh in 2015):
 - Im EL80 bzw. TM80 sind 147 bzw. 161 TWh an Strom für die Wasserstofferzeugung notwendig
 - Im EL95 bzw. TM95 sind 154 bzw. 191 TWh an Strom notwendig
- Gebäudesektor: bis 2050 steigt der Strombedarf in EL-Szenarien, getrieben durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen, um 34 % und in TM-Szenarien um 10 %
- Industriesektor: bis 2050 verdoppelt sich in den EL-Szenarien die Industriestromnachfrage, ausgelöst hauptsächlich durch die Power-to-Heat-Anwendungen und durch den zunehmenden Einsatz strombasierter chemischer Prozesse

Begrenzte Überschussstrommengen und fehlende Auslastung der Elektrolyseure machen heimische PtX-Produktion wenig attraktiv

Kernaussagen Agora 2018:

- Damit die PtG- und PtL-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können, müssen sie hoch ausgelastet (mindestens 3.000 Volllaststunden) mit günstigem erneuerbaren Strom betrieben werden
- In Deutschland reicht der Überschussstrom für die Erfüllung dieser Kriterien (s.o.) nicht aus, d.h. der Strom muss zusätzlich, mittels Offshore-Windanlagen in der Nord-/Ostsee bzw. im Ausland, erzeugt werden
- Mittel- bis langfristig ist der Import synth. Brennstoffe günstiger als die nationale Erzeugung auf Basis von Offshore-Windenergie, allerdings nähern sich die Kosten mit der Zeit merklich an (wie hoch der Kostenvorteil von PtX-Import ggü. inländischer Erzeugung ist, hängt hauptsächlich von den Investitionskosten der Offshore-Windkraftanlagen ab)
- Die Kosten für synthetische Bren- und Kraftstoffe werden sich mittel- bis langfristig den Kosten der konventionellen Erzeugung annähern, da die Kosten von synth. Methan und Flüssigkraftstoffen im Zeitverlauf deutlich sinken (aufgrund der Kostendegression der Investitionskosten und Wirkungsgradverbesserung bei der Wasserelektrolyse)
- Ausgewiesene Kostenreduktion von synth. Brennstoffen ist nur erreichbar, wenn die global installierte PtG- und PtL-Kapazität (Elektrolyseure) auf ca. 100 GW steigt (Skalen- und Lerneffekte) → heute sind es ca. 20 GW weltweit
- Strombasierte Brennstoffe bilden eine Ergänzung zu Anwendungen mit geringeren Umwandlungsverlusten, wie Elektromobilität oder Wärmepumpen

Wichtige Einflussgrößen für die Höhe des PtX-Bedarfs

- Annahmen zu Technologiekosten zur Erzeugung und zur Nutzung von PtX (auch im Vergleich zu Konkurrenztechnologien (z.B. Batteriespeicherkosten vs. Brennstoffzellenkosten))
 - Annahmen zu Volllaststunden der Erzeugungsanlagen (erst über 3.000 Volllaststunden macht die Elektrolyse i.d.R. ökonomisch einen Sinn)
 - Strompreisentwicklung (großer Preisspread begünstigt PtX)
 - Überschussstrommengen (hohe Überschussmengen führen zu längeren Perioden mit negativen Strompreisen und damit wirtschaftlich günstiger PtX-Erzeugung)
 - Nationaler und internationaler Netzausbau (geringer Netzausbau führt zu hohem Strompreisspread und hohen Stromüberschussmengen)
 - Lastmanagementoptionen (wie Laststeuerung von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen verringern Strompreisspread und vermeiden Überschussstrom)
 - Kosten von Speicheroptionen für PtX
 - ...
- Die Auswirkung dieser Einflussgrößen können bei Energiesystemmodellen i.d.R. einzeln nicht nachverfolgt werden
- Die veröffentlichte Datenlage in den Studien ist für ein Nachvollziehen oftmals nicht ausreichend

Überschussstrom als eine Einflussgröße für den PtX-Bedarf

Kernaussagen BDI 2018:

- Mehr Flexibilität im Energiesystem: Die Zunahme der volatilen Erzeugung kann durch mehr „direkte“ Flexibilität (Ausland, Speicher, flexible Verbraucher etc.) noch gut aufgefangen werden – Voraussetzung: Netzausbau.
- Kaum Überschussstrom: Durch diese Flexibilität entstehen trotz des sehr hohen Erneuerbaren-Anteils nur 6 TWh „Stromüberschüsse“ im Jahr 2050 – das Potenzial für nationale PtX-Anwendungen ist daher begrenzt.

Kernaussagen dena 2018:

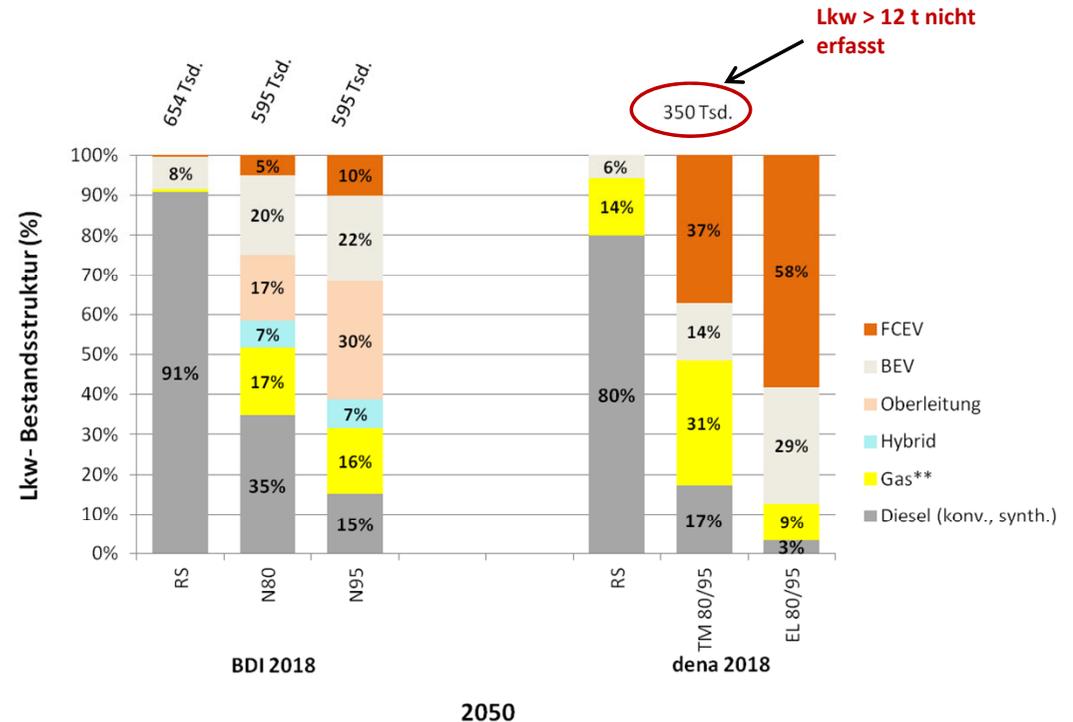
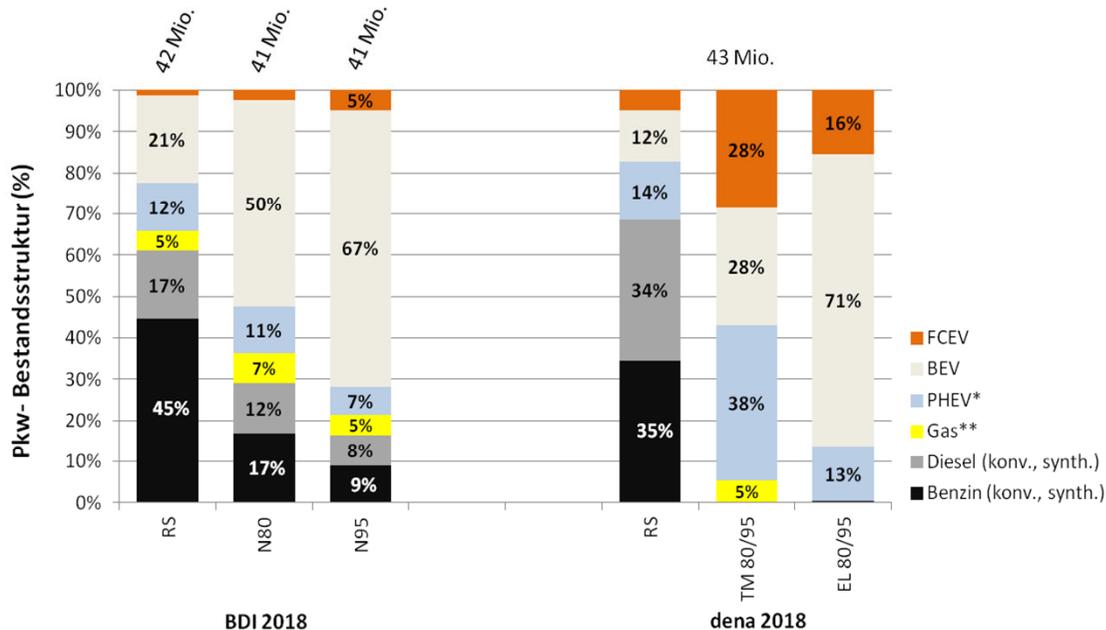
- Keine expliziten Angaben zu Überschussstrom

Zum Vergleich: Kernaussagen des *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*

- Überschussstrom ohne Netzausbau 2030: 43,9 TWh
- Überschussstrom bei zeitgerechter Realisierung aller Bundesbedarfsplan enthaltenen Projekte 2030: 8,2 TWh

PtX-Potenzial (PtL und PtG) im Verkehrssektor – in der Dena-Studie finden Brennstoffzellen sowohl bei Pkw als auch bei Lkw, im Vergleich zu der BDI-Studie, großen Einsatz

Verkehrsbestandsstruktur nach Antriebsart in 2050



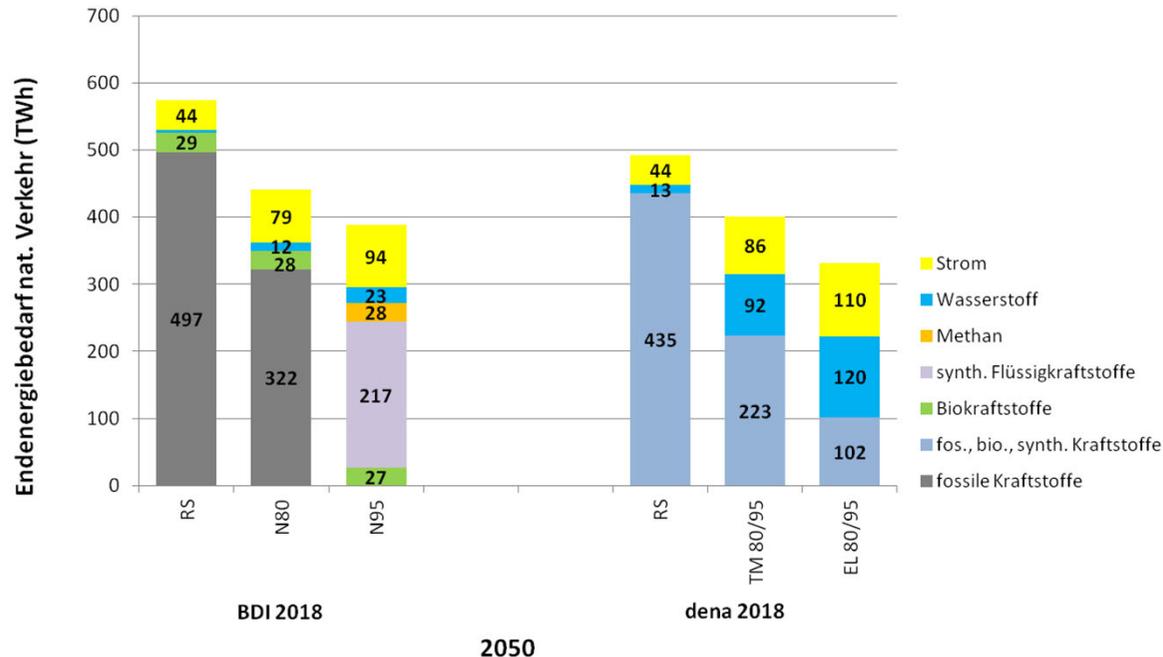
Dena 2018 Oberleitung-Lkw-Sensitivitätsanalyse: zw. 35 – 70 % der Neuzulassungen sind Oberleitung-Lkw (ca. 131 Tsd. im TM95 bzw. 270 Tsd. im EL95) → Im EL95 werden dadurch ca. 74 % an FCEV-Lkws ersetzt sowie 20 – 35 % LNG- und Diesel-Lkws und im TM95 64 Tsd. LNG-Lkws sowie 33 – 35 % FCEV-Lkws und Diesel-Lkws

* dena 2018: 19 % entfallen auf Methan-PHEV (2030: 7 % sind Methan-PHEV)

** BDI 2018: synth. Gas (sowie andere synth. Kraftstoffe) kommen erst im G95 zum Einsatz; dena 2018 = Methan im TM80/95

PtX-Potenzial (PtL und PtG) im Verkehrssektor – synth. Kraftstoffe gewinnen mit steigendem THG-Minderungsziel immer mehr an Bedeutung

Endenergiebedarf des Verkehrs in 2050



Infobox

BDI 2018

- Im G80 entfallen 38 TWh (von insgesamt 322 TWh fossiler Kraftstoffe) auf Erdgas, 105 TWh auf intern. Luftverkehr und 38 TWh auf intern. (von Deutschland abgehend) Seeverkehr
- Im G95 beansprucht intern. Luftverkehr 105 TWh an synth. Flüssigkraftstoffe und der intern. Seeverkehr 38 TWh

dena 2018

- In den 80 %-Klimaschutzszenarien finden fossile Brennstoffe noch verstärkter Einsatz im Güterverkehr sowie Luft- und Schifffahrt
- In den 95 %-Klimaschutzszenarien werden fossile Brennstoffe vollständig durch synthetische Kraftstoffe verdrängt
- In TM-Szenarien liegt der Gasbedarf bei 94 TWh (davon 42 TWh LNG), in EL-Szenarien dagegen nur bei 16 TWh (davon 13 TWh LNG)

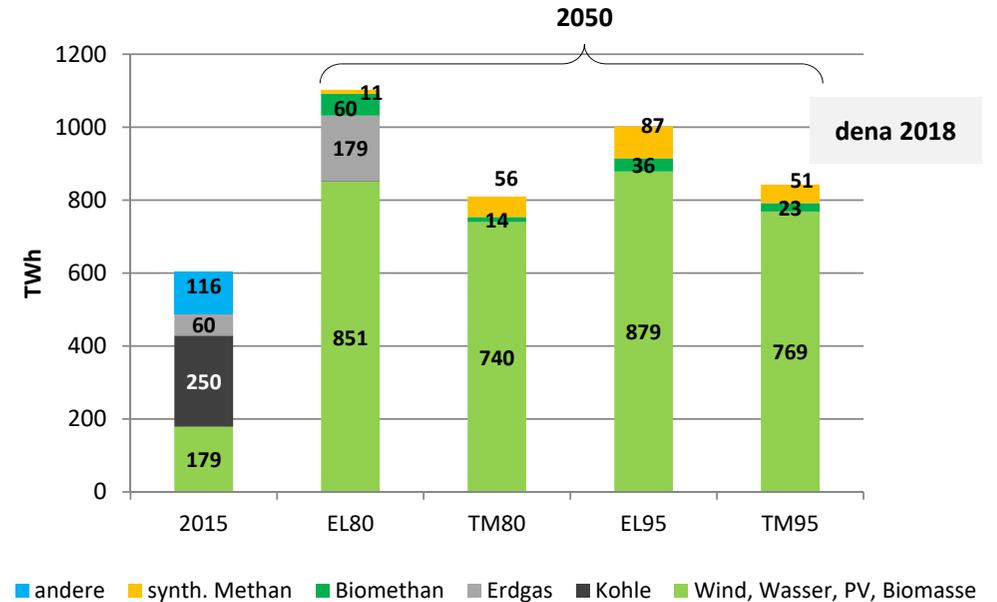
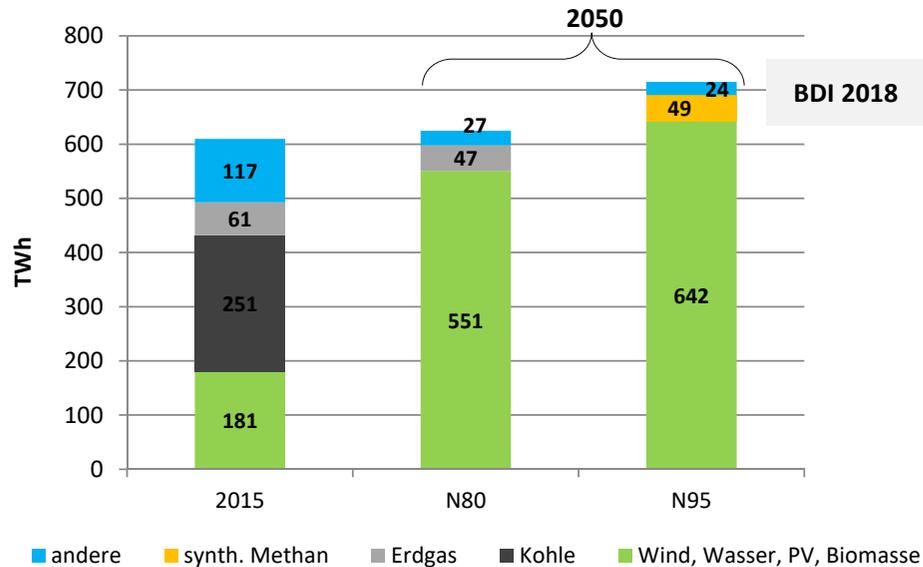
Im Flug-, Schiff- sowie Schwerlastverkehr ist der Einsatz von synth. Kraftstoffen unverzichtbar

- Im Luftverkehr ist nach heutigem Stand der Forschung eine Umstellung der Antriebstechnologie nur teilweise umsetzbar, d.h. z.B. Nebenaggregate/Hilfsantriebswerke können mit Brennstoffzellen angetrieben werden (mit flüssigem Wasserstoff als Kraftstoff)
 - *BDI 2018: Reine batteriegetriebene Flugzeuge sind nach heutigem Stand der Technik mittelfristig nur in der General Aviation* einsetzbar, nicht jedoch für große Passagierflugzeuge*
- Im Schiffverkehr kann Diesel teils durch LNG (u.U. durch synth. Gas) ersetzt werden und die Nebenaggregate können mit Brennstoffzellen angetrieben werden
 - *BDI 2018: Im Personenschiffsverkehr ist der Einsatz von hybriden und batterieelektrischen Antrieben und für Binnen- und Seeschiffe der Einsatz von LNG möglich*
- Die vollständige Elektrifizierung des Langstrecken-Schwerlastverkehr ist aus heutiger Sicht nicht absehbar, Abhilfe können hier synthetische Flüssigkraftstoffe, Umstellung auf Gasantrieb (Methan) sowie Oberleitungs-Hybrid-Lkws (BDI 2018: Batterie-Lkw im Verteilerverkehr mit zusätzlichem Brennstoffzellen-, Gas- bzw. Dieselantrieb für längere Strecken) verschaffen

* Zivile Luftfahrt, inkl. Geschäftsreiseflugzeuge, private Flugzeuge usw.

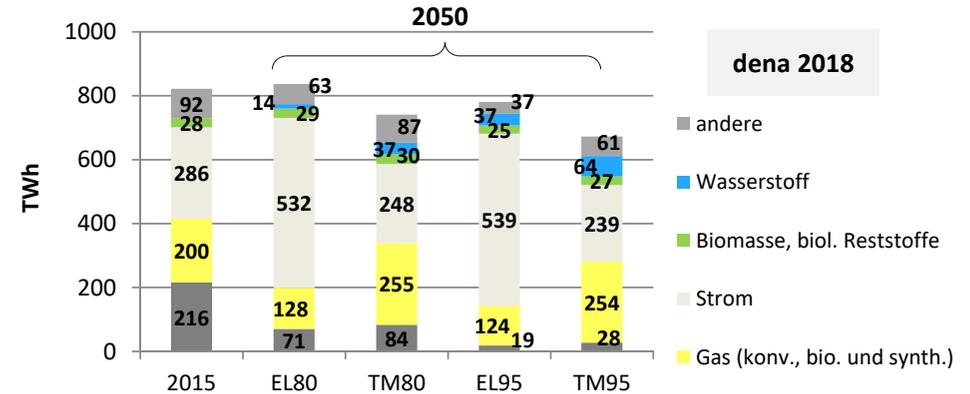
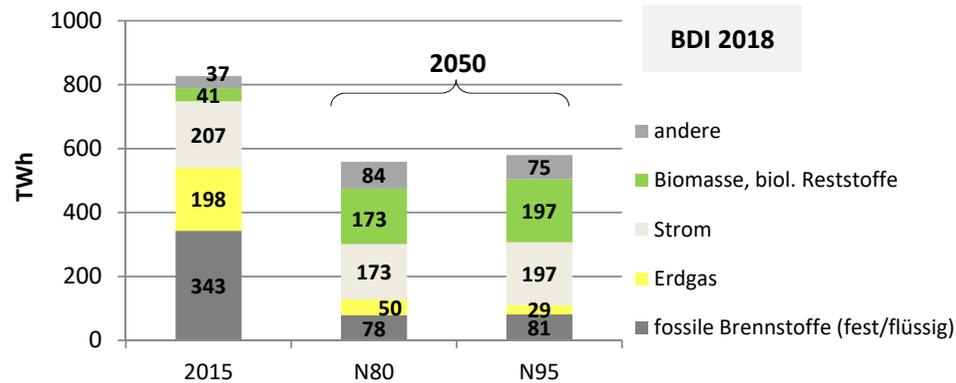
In beiden Studien wird beim 95 %-Ziel synth. Methan in Höhe von 5 - 9 % der Stromerzeugung eingesetzt (Versorgungssicherheit)

Stromerzeugung in 2050:



In der Dena-Studie findet synth. Wasserstoff im Industriesektor sowohl in der Wärmeerzeugung als auch in der stofflichen Nutzung Einsatz

Energieverbrauch im Industriesektor:



- Dena 2018:

- Wasserstoffnachfrage für die industrielle Wärmeerzeugung liegt in 2050 je nach Szenario zw.14 - 64 TWh
- Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie, u.a. für Ethylen- und Ammoniakerstellung, wird als Strombedarf bilanziert

Im Wärmesektor steigt der Bedarf an Wärmepumpen sowie an PtH stark an

Elektrifizierte Wärmeerzeugung in 2050:

➤ BDI 2018:

- In den 80 %-Pfad (N80 und G80) wird im Gebäudesektor die Wärme mittels 14 Mio. Wärmepumpen (WP) und 11 GW PtH (Fernwärmeerzeugung mittels Elektroheizer- und Großwärmepumpen) erzeugt → d.h. von 140 TWh Fernwärme werden 56 TWh mittels PtH und WP bereitgestellt
- In den 95 %-Pfad (N95 und G95) wird im Gebäudesektor die Wärme mittels 16 Mio. WP und 15 GW PtH erzeugen → d.h. von 163 TWh Fernwärme werden 72 TWh mittels PtH und WP bereitgestellt

➤ dena 2018:

- In den Elektrifizierungsszenarien steigt die Anzahl an Wärmepumpen im Gebäudesektor, inkl. Industriegebäuden, von 0,5 Mio. in 2015, auf 16,1 Mio. (118 GW) im EL80 bzw. auf 16,7 Mio. (120 GW) im EL95
- In den Technologiemixszenarien wird ein deutlich geringerer Anstieg angenommen, im TM80 auf 6,5 Mio. (50 GW) und im TM95 auf 7,4 Mio. (58 GW) → da ein Großteil der Wärme mittels synth. Gasen (synth. Wasserstoff und Methan) gedeckt wird

In den Technologiemix-Szenarien der Dena-Studie spielen synth. Wasserstoff und Methan im Industriesektor zukünftig eine große Rolle

- Wasserstoff und synth. Methan ersetzen bei der industriellen Wärmeerzeugung schrittweise Kohle und Öl; der Wasserstoffbedarf (in 2050 im TM95) unterscheidet sich je nach Branche stark:
 - in der Stahlindustrie 24 TWh (Beimischungsanteil von 20 %)
 - in der Chemieindustrie 19 TWh (Beimischungsanteil von 8,5 %)
 - in der Branche Steine und Erden 12 TWh (Beimischungsanteil von 28 %)
 - in GHD-Sektor 2 TWh und in der sonstigen Industrie weitere 8 TWh
- Anwendung von Elektrolyse-Wasserstoff bei der Stahlerzeugung (wasserstoffbasierte Direktreduktion) und Ammoniakproduktion:
 - Im EL80-Szenario wird zw. 2030 und 2050 Ammoniak bis zu zwei Drittel mittels Elektrolyse-Wasserstoff hergestellt und im EL95 wird ab 2035 dem konventionellen Verfahren die Methanpyrolyse (Erdgas wird in Wasserstoff und festen Kohlenstoff zerlegt → verursacht keine THG-Emission) vorgeschaltet
 - in den TM-Szenarien wird die Ammoniakherstellung bis 2030 komplett auf Erdgas umgestellt und ab 2035 wird ein Durchbruch der Methanpyrolyse angenommen
- Kohlenstoff aus synth. Brennstoffen für die Herstellung von organischen chemischen Grundstoffen (z.B. Ethylenproduktion via gasbasiertem Steamcracker oder MTO-Verfahren (Methanol-to-Olefins-Verfahren via Elektrolyse)
 - Im EL-Szenario wird angenommen, dass ab 2030 40 % der Produktion mittels MTO-Verfahren erfolgt und bis 2050 auf 75 % steigt
 - Im TM-Szenario wird dagegen die Umstellung der gesamten Produktion auf Gas-Streamcracker angenommen

Agenda

- I. Projektübersicht
- II. Ergebnisse des Studienvergleichs
 - 1. Auswertung von drei nationalen Studien
 - a) Studienübersicht
 - b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen
 - 2. **Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau mit den Ergebnissen der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland**
 - a) **Studienübersicht**
 - b) Zuordnung der Szenarien
 - c) Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens
- III. Schlussfolgerungen
- IV. Hintergrundinformationen

Entscheidungsperspektive BDI-Studie 2018

- Volkswirtschaftliche Perspektive (wirtschaftliche Kostenminimierung zur Zielerreichung):
 - Durchschnittliche Kosten und Einsparungen werden berechnet
 - Ohne heimische Steuern, Förderungen und Zölle
 - Importe werden mit Grenzübergangspreis bewertet
 - Ein Realzinssatz von 2% wird zur Bewertung herangezogen
- Volkswirtschaftliche Perspektive kann von betriebswirtschaftlicher Entscheiderperspektive abweichen
- Makroökonomische Aspekte werden ebenfalls betrachtet
- Akzeptanzhürden bei bestimmten Technologien, deren Umsetzung als unwahrscheinlich eingestuft wird, werden berücksichtigt:
 - Eine Verzögerung des Kernenergieausstiegs
 - der Import oder die Umwidmung von größeren derzeit landwirtschaftlich genutzten Flächen zum Anbau von Biomasse
 - Suffizienzmaßnahmen, wie beispielsweise kleinere Autos oder Wohnungen
 - Carbon-Capture-and-Storage (CCS) nur dann, wenn keine anderen realistischen oder nur substanzuell teurere Alternativen zur Verfügung stehen

BDI-Studie definiert 5 Szenarien und analysiert die Auswirkungen (quantitativ)

Szenariodefinition

1. Referenzszenario (RS):

Fortschreibung aktueller und als sicher geltender technischer Maßnahmen (für Deutschland und international); ökonomischer und klimapolitischer Hintergrund: Wachstumspfad, keine fundamental verstärkte klimapolitische Zusammenarbeit

2. und 3. Szenario sind „globaler Klimaschutz“ mit den Klimaschutzzielen 80 % THG-Minderung (G80) und 95 % THG-Minderung (G95):

Staaten verpflichten sich zu 2°C-Ziel; Klimainstrumente werden international koordiniert; Wachstum und offene Märkte; Investitionen in Klimatechnologien beschleunigen Innovation; Anhaltend niedrige Preise fossiler Rohstoffe; Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz

4. und 5. Szenario sind „nationale Alleingänge“ mit den Klimaschutzzielen 80 % THG-Minderung (N80) und 95 % THG-Minderung (N95):

Nur einzelne Staaten verfolgen weiter ambitionierte Klimaziele; Es entsteht ein Nebeneinander nationaler “Sonderwege”; Trotzdem Wachstum und offene Märkte; Rückgang Innovationsgeschwindigkeit; Preise fossiler Brennstoffe steigen an; Fokus liegt auf Wohlstand; geringere Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz

Entscheidungsperspektive VDMA-Studie 2017

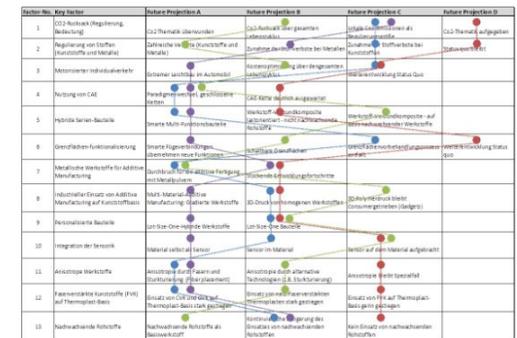
- Keine explizite wirtschaftliche Bewertung
- Nicht-quantitative Szenarien auf der Basis folgender Einflussfaktoren
- Entwicklung von konsistenten, qualitativen Szenarien

Weg von Einzelannahmen zu konsistenten Szenarien VDMA-Studie 2017

- Relevante Faktoren identifizieren und alternative Annahmen für einzelne Faktoren ausarbeiten
- Einflussanalyse für alle Faktoren, um Treiber für Veränderung zu identifizieren
- Konsistenzanalyse für alle Annahmen der Kernfaktoren
- Auswahl von vier konsistenten, möglichst unterschiedlichen Kernszenarien und Zuordnung weiterer Annahmen zu einem vollständigen Szenario
- Diskursive Ausarbeitung eines Zukunftsbildes für den Maschinenbau



Kernfaktoren	Umweltwissen				Materialeigenschaften				Antriebsmechanik				Substrat				Produktion				Nutzer/Anwender			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1. Energieeffizienz																								
2. Leichtbau																								
3. Digitalisierung																								
4. Nachhaltigkeit																								
5. Flexibilität																								
6. Individualisierung																								
7. Modularität																								
8. Serviceorientierung																								
9. Vernetzung																								
10. Plattformen																								
11. Open Source																								
12. Additive Fertigung																								
13. Nanotechnologie																								
14. Biotechnologie																								
15. Künstliche Intelligenz																								
16. Robotik																								
17. Augmented Reality																								
18. Virtual Reality																								
19. 3D-Druck																								
20. Smart Factories																								



Charakterisierung der vier Welten anhand von Einflussfaktoren

VDMA-Studie 2017*



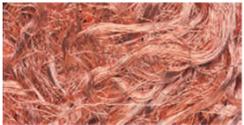
Harmonie

Intelligente Sektorkopplung weltweit etabliert.
Klimaschutz als globales Ziel dominiert.



Vielfalt

Klares Bekenntnis zu CO₂-Reduktionen, aber keine abgestimmte, langfristige Strategie.



Kupferplatte

Vorfahrt für direkte Stromnutzung



Mauer

Gleichgültigkeit und Resignation dominieren in der Klima-Debatte. Fokus auf nationale Optimierung, Energietechnologien verharren.

*Die Einflussfaktoren, in der VDMA-Studie 2017, sind auf der Folie 60 (Hintergrundinformationen) dargestellt.

Agenda

- I. Projektübersicht
- II. Ergebnisse des Studienvergleichs
 - 1. Auswertung von drei nationalen Studien
 - a) Studienübersicht
 - b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen
 - 2. **Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie *Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau* mit den Ergebnissen der BDI-Studie *Klimapfade für Deutschland***
 - a) Studienübersicht
 - b) Zuordnung der Szenarien**
 - c) Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens
- III. Schlussfolgerungen
- IV. Hintergrundinformationen

Zuordnung der Szenarien

VDMA-Studie	BDI-Studie
Harmonie	Globaler Klimaschutz 95%-Pfad (G95)
Vielfalt	Globaler Klimaschutz 80%-Pfad (G80)
Kupferplatte	Volkswirtschaftlich optimierter Ausbaupfad; Deutschland ist Kupferplatte, Grenzüberschreitender Stromimport/-export
Mauer	Referenzszenario

Gute Übereinstimmung zwischen Harmonie-Szenario und globaler Klimaschutz 95%-Szenario (G95)

Relevantesten Übereinstimmungen

VDMA-Studie - Eigenschaftsausprägung	BDI-Studie – Entsprechung in Annahmen/Szenariendesign/Ergebnissen
Volles Kommitment zu Paris: Erreichung des 2-Grad Ziels	95%-Pfad (G95): THG-Reduzierung bis 2050, gegenüber dem Referenzjahr 1990, um 95 %
Harmonisierte Regulierung über das Energiesystem	Steuern und Abgaben werden weggelassen
Vollständig durchdachtes und koordiniertes Erzeugungssystem und "OPEC"-Szenario mit Global Grid	Volkswirtschaftlich optimierter Ausbaupfad; Deutschland ist Kupferplatte, Grenzüberschreitender Stromimport/-export
Internationale Standorte mit günstigen Bedingungen für die regenerative Energieerzeugung umfangreich genutzt	Umfangreiche Importe synthetischer Kraftstoffe aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien (340 TWh)
Erste Nutzung CO ₂ aus der Atmosphäre	CO ₂ -Abscheidung aus der Luft in Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien
Direktstromnutzung stößt an Grenzen	PtX wird benötigt, in Luft- und Seeschifffahrt, ggf. weitere
Sehr niedriger Rohölpreis: Rohöl-Ächtung	Moderate Rohölpreisentwicklung unterstellt (50\$/Barrel in 2050)

Eine tendenzielle Übereinstimmung zwischen Mauer-Szenario und Referenzszenario

Relevantesten Übereinstimmungen

VDMA-Studie - Eigenschaftsausprägung	BDI-Studie – Entsprechung in Annahmen/Szenariendesign/Ergebnissen
Massive Zielverfehlung (5-6 Grad Erwärmung)	Die THG-Emissionen sinken von 1990 bis 2050 auf 40%
Keine Nutzung von Power-to-Liquid; Keine Nutzung von Power-to-Chemicals; Keine Nutzung von Power-to-Heat; Geringer Bedarf an CO ₂ für Power-to-X	PtX kein Teil der Lösung/wird nicht benötigt
Kein Ausbau des Wasserstoffnetzes	Wasserstoff kein Teil der Lösung/wird nicht benötigt

Agenda

I. Projektübersicht

II. Ergebnisse des Studienvergleichs

1. Auswertung von drei nationalen Studien

a) Studienübersicht

b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen

2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie *Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau* mit den Ergebnissen der BDI-Studie *Klimapfade für Deutschland*

a) Studienübersicht

b) Zuordnung der Szenarien

c) **Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens**

III. Schlussfolgerungen

IV. Hintergrundinformationen

Vergleich der Handlungsempfehlungen zu Power-t-X

→ Beide Studien fokussieren sich auf Handlungsempfehlungen für die Politik, weniger für die Industrie

Handlungsempfehlungen, die in den beiden Studien (VDMA- und BDI-Studie) gegeben werden	Handlungsempfehlungen, die nur in der VDMA-Studie gegeben werden
<ul style="list-style-type: none">▪ Politik muss den Ordnungsrahmen setzen▪ Internationale und harmonisierte Energie- und Klimapolitik verfolgen (Wettbewerbsschutz der deutschen Industrie)▪ Bedarfsorientierter, kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energien (inkl. Bedarf für PtX) und der Stromnetzinfrastrukturen vorantreiben▪ F&E-Förderung von PtX-Schlüsseltechnologien (u.a. Wasserelektrolyseure, CO₂-Gewinnung aus der Luft, Methanisierung, usw.)▪ Marktvorbereitung und –einführung von weiteren, fortgeschrittenen Technologien▪ Chancen des Klimaschutzes für die Industrie in den Fokus nehmen (u.a. Schaffung von innovationsfreundlichem Umfeld, aktive Exportpolitik usw.)	<ul style="list-style-type: none">▪ Akteursvernetzung entlang der Wertschöpfungskette▪ Lebenszyklusanalysen durchführen und berücksichtigen▪ Technologieoffenheit▪ CO₂ als Wertstoff betrachten (CCU*) – Kreislaufwirtschaft etablieren▪ Schaffung von Planungssicherheit durch sehr langfristige und stabile gesetzliche Rahmenbedingungen▪ Anpassung des regulatorischen Rahmens:<ul style="list-style-type: none">- Faire Belastung von Strom mit Abgaben und Steuern im Vergleich zu den konventionellen Energieträgern- Finanzierung der Energiewende nicht alleine/überwiegend aus dem Strombereich- CO₂-Bepreisung zu einem zentralen Steuerinstrument ausbauen

* Carbon Capture and Use

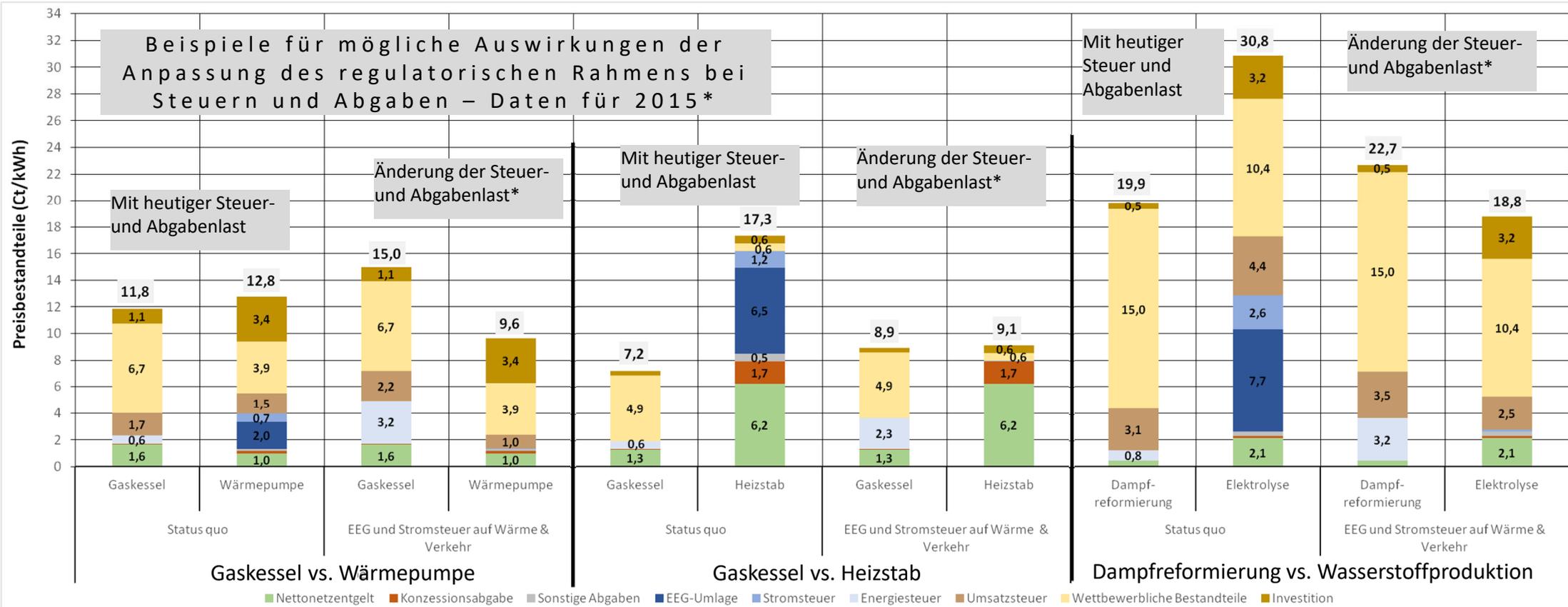
Anpassung des regulatorischen Rahmens als ein Schlüsselement für Power-to-X am Beispiel der Steuer- und Abgabenlast (I)

- Die Substitution von fossilen Energieträgern durch die indirekte Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie ist das wesentliche Ziel der Sektorkopplung.
- Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, auch die regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sektorenübergreifend zu betrachten, um sicherzustellen, dass langfristig die richtigen und effizienten Anreize gesetzt werden.
- Der Einsatz, die Wirtschaftlichkeit und damit die Verbreitung von Sektorkopplungstechnologien, hängen dabei von den jeweils gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen ab, die in der Vergangenheit im Regelfall sektorspezifisch definiert waren.
- Im Zentrum der Diskussion zu den regulatorischen Rahmenbedingungen stehen die verschiedenen Abgaben, Umlagen und Steuern auf Strom, Gas und andere Energieträger, die in ihrer Höhe zum Teil sehr unterschiedlich ausfallen.
- Dabei wird häufig kritisiert, dass es durch eine unterschiedliche Belastung von einzelnen Energieträgern zu einer Marktverzerrung zwischen den einzelnen Sektoren kommt.
- Erschwerend kommt hinzu, dass heutige regulatorische Rahmenbedingungen verschiedene Zielsetzungen verfolgen, die zu einer hohen Komplexität der Rahmenbedingungen führen.

Anpassung des regulatorischen Rahmens als ein Schlüsselement für Power-to-X am Beispiel der Steuer- und Abgabenlast (II)

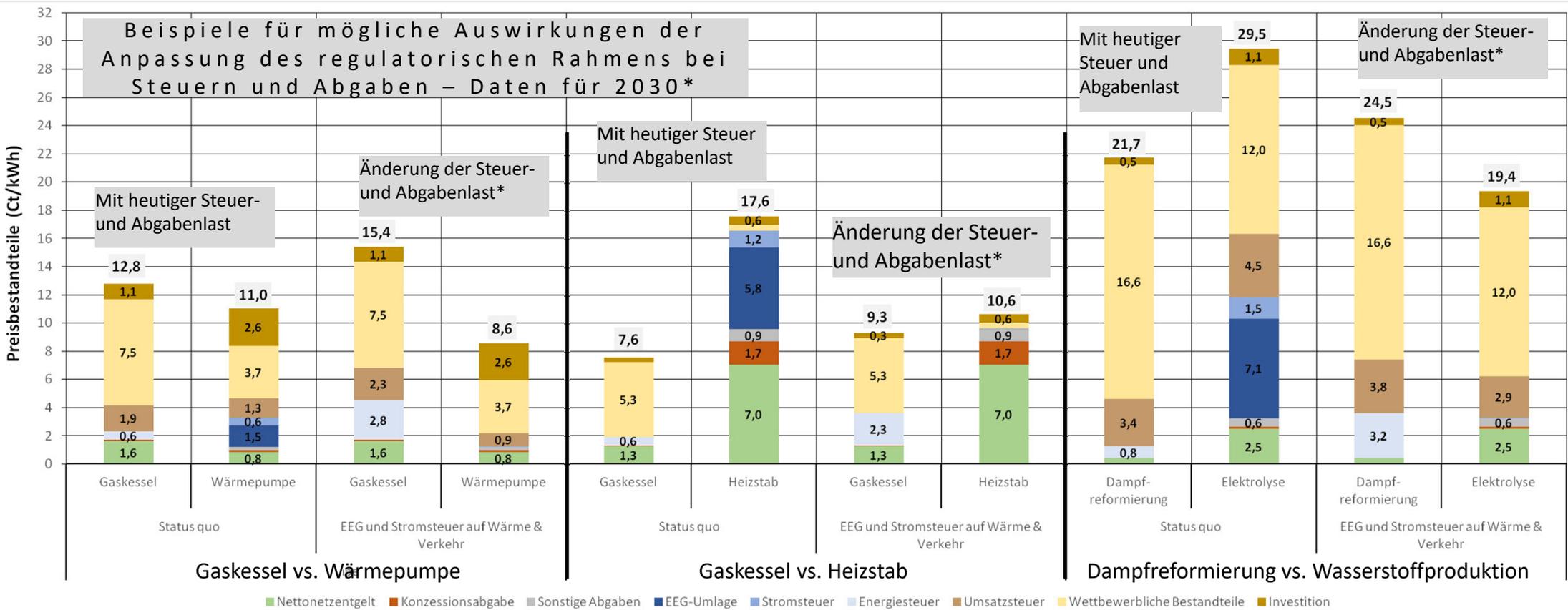
- Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen wird im Kontext Sektorkopplung vor allem dort diskutiert, wo bestehende Abgaben, Entgelte, Umlagen und Steuern dazu führen, dass die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit bestimmter Sektorkopplungstechnologien nicht gegeben ist.
- Ein mögliches Zielmodell für die regulatorischen Rahmenbedingungen sollte daher sowohl zu einem ökonomisch effizienten Gesamtsystem als auch zu einer weitgehenden Internalisierung von Umweltkosten (u. a. durch CO₂-Emissionen) führen.
- Neben einem effizienten Gesamtsystem und der Internalisierung von Umweltwirkungen sind durch die regulatorischen Rahmenbedingungen ggf. weitere Anforderungen wie Technologieförderung oder das Vermeiden von Carbon Leakage zu erfüllen.
- Die Umsetzung wird erschwert, da die Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Verkehr unter verschiedene gesetzliche Regelungen fallen und auch die Zuständigkeiten für Regulierungsfragen und Gesetzesvorhaben auf unterschiedliche Akteure verteilt sind
- Eine Vielzahl an regulatorischen Fragen betreffen die Refinanzierung von Förderzusagen als auch die Refinanzierung von sektorspezifischer Infrastruktur. Die daraus resultierenden Abgaben und Umlagen können zu Verzerrungen zwischen den Sektoren führen.

Die Änderung des regulatorischen Rahmens verändert die Wirtschaftlichkeit von PtX deutlich (I)



* Erläuterung verwendetes Umverteilungsinstrument: Stromsteuer wird bis auf Mindeststeuersatz und EEG-Umlage komplett auf fossile Energieträger des Wärme- und Verkehrssektors basierend auf deren CO₂-Gehalt umverteilt.

Die Änderung des regulatorischen Rahmens verändert die Wirtschaftlichkeit von PtX deutlich (II)



* Erläuterung verwendetes Umverteilungsinstrument: Stromsteuer wird bis auf Mindeststeuersatz und EEG-Umlage komplett auf fossile Energieträger des Wärme- und Verkehrssektors basierend auf deren CO₂-Gehalt umverteilt.

Agenda

I. Projektübersicht

II. Ergebnisse des Studienvergleichs

1. Auswertung von drei nationalen Studien

a) Studienübersicht

b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen

2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie *Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau* mit den Ergebnissen der BDI-Studie *Klimapfade für Deutschland*

a) Studienübersicht

b) Zuordnung der Szenarien

c) Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens

III. Schlussfolgerungen

IV. Hintergrundinformationen

Schlussfolgerungen (I)

PtX-Bedarf generell

- ⇒ Zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele sind synth. Kraft- und Brennstoffe notwendig → weniger ambitionierte Klimaschutzziele werden zum Teil auch ohne PtX erreicht
- ⇒ Die Höhe des PtX-Bedarfs wird in den Studien unterschiedlich bewertet, abhängig von:
 - Verfügbarkeit nachhaltiger Biomassenpotenziale
 - Bewertung direkter Stromnutzung als Konkurrenz
 - Kostenannahmen bei Technologien und Rahmenparametern wie Energiepreisen
 - Annahmen zum Ausbau des nationalen und europäischen Stromnetzes

PtX-Bedarf nach Anwendungsgebieten

- ⇒ Anwendungsgebiete, Relevanz von + (weniger relevant) bis + + + (sehr relevant), für synthetische Kraft- und Brennstoffe sind:
 - Verkehrssektor, insbesondere der internationale See- und Flugverkehr + + +
 - Wärme- und Industriesektor + +
 - Rückverstromung +

Schlussfolgerungen (II)

Heimische Produktion vs. Import

- ⇒ Eine größere Nachfrage an synth. Kraft- und Brennstoffen kann aus Kosten und Akzeptanzgründen nicht aus heimischen Quellen gedeckt werden → Import
- ⇒ Importstrategien und ihre Folgen (sind bisher unzureichend analysiert) → Bedarf für:
 - Globaler Analyse (weltweites Angebot und weltweite Nachfrage beachten)
 - Umsetzungsstrategien (möglicher Produktionsaufbau in den Exportländern)
 - Setzung von Mindeststandards, u.a. Umweltschutz, Deckung heimischer Nachfrage usw. in den Exportländern
 - Analyse makroökonomischer Auswirkungen (z.B. auf Beschäftigte, BSP) bei der Abwägung zwischen Import vs. heimische Produktion
 - Diskussion über Mindestmenge der heimischen PtX-Eigenversorgung zur Gewährleistung einer Versorgungssicherheit

Realisierung von PtX

- ⇒ Bietet vielfältige Chancen für die deutsche Industrie
- ⇒ Damit Wasserstoff und synthetischer Brenn- und Kraftstoffe nach 2030 eine bedeutsame Rolle spielen können, muss frühzeitig in eine Industrialisierung und den Start des Markthochlaufs eingestiegen werden
- ⇒ Entscheidend für den Erfolg von synthetischen Kraft- und Brennstoffen ist die politische Rahmensetzung
 - Verlässliches Klimaschutzziel, Investitionssicherheit
 - Reformierung des bestehenden Steuer- und Abgabensystems (Entlastung Strom, Belastung fossiler Energieträger),
 - wobei noch Analysebedarf, u.a. zu Struktur- und Verteilungseffekten, besteht

Agenda

- I. Projektübersicht
- II. Ergebnisse des Studienvergleichs
 - 1. Auswertung von drei nationalen Studien
 - a) Studienübersicht
 - b) Ergebnisvergleich und Kernaussagen
 - 2. Abgleich der Ergebnisse der VDMA Studie *Power-to-X 2030 Zukunftsbilder für den Maschinen- und Anlagenbau* mit den Ergebnissen der BDI-Studie *Klimapfade für Deutschland*
 - a) Studienübersicht
 - b) Zuordnung der Szenarien
 - c) Vergleich der Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens
- III. Schlussfolgerungen
- IV. Hintergrundinformationen

Zusatzinfo: Basisannahmen und Kernaussagen der Studien

	BDI 2018	Agora 2018	dena 2018
Basisannahmen			
<i>Bevölkerung</i>	2030: 81 Mio. 2050: 77 Mio.	N/A	2030: 81 Mio. 2050: 76 Mio.
<i>BIP –CAGR</i>	+ 50 % bis 2050	N/A	1,1 % p.a. bis 2050
<i>Erdölpreis</i>	2030: 111 \$/Barrel (RS / „nationale Alleingänge“) / 80 \$/Barrel („globaler Klimaschutz“) 2050: 115 \$/Barrel (RS / „nationale Alleingänge“) / 50 \$/Barrel („globaler Klimaschutz“)	N/A	2030: 77 \$/Barrel 2050: 65 \$/Barrel
<i>CO₂-Preis</i>	2030: 26 €/t CO ₂ (RS / „nationale Alleingänge“) / 55 €/t CO ₂ („globaler Klimaschutz“) 2050: 45 €/t CO ₂ (RS / „nationale Alleingänge“) / 124 €/t CO ₂ („globaler Klimaschutz“)	N/A	N/A

Zusatzinfo: Elektrolyse-Wasserstoff - (Preis-)Entwicklung

Parameter:	BDI 2018	Agora 2018 (Niedrig- /Hochtemperaturelektrolyse)	dena 2018 (Alkali- / SO-Elektrolyse)
Wirkungsgrad	N/A	<ul style="list-style-type: none"> 67 / 81 % in 2020 71 / 84 % in 2030 80 / 90 % in 2050 } bezogen auf den Heizwert	<ul style="list-style-type: none"> 82 / 87 % in 2020 84 / 95% in 2050
Investition		Elektrolyse (Szenarien Opt. - Ref. - Pess.): <ul style="list-style-type: none"> 656 - 737 - 768 / 877 - 930 - 969 €/kW_{el} in 2020 442 - 625 - 707 / 675 - 804 - 909 €/kW_{el} in 2030 200 - 450 - 600 / 400 - 600 - 800 €/kW_{el} in 2050 	Elektrolyse (Basisszenarien bzw. PtX-Sensitivität)*: <ul style="list-style-type: none"> 650 / 1.700 €/kW_{el} in 2020 473 / - bzw. 630 / - €/kW_{el} in 2030 250 / 270 bzw. 500 / 540 €/kW_{el} in 2050
Produktionskosten		Produktion in Afrika (ohne Transportkosten nach DE): <ul style="list-style-type: none"> 10 ct/kWh in 2022 8 ct/kWh in 2030 5 ct/kWh in 2050 	N/A
Speicherung		Investitionskosten für Wasserstoffspeicher liegen bei 27 €/kWh _{H2}	N/A
Gesamtkosten		N/A	Gasförmiger Wasserstoff im Nicht-EU-Ausland (Basisszenarien bzw. PtX-Sensitivität): <ul style="list-style-type: none"> 16 / 20,4 ct/kWh in 2020 12,1 / 17,8 ct/kWh in 2030 7,4 / 12,6 ct/kWh in 2050 Verflüssigter Wasserstoff im Nicht-EU-Ausland kostet: <ul style="list-style-type: none"> 17,6 / 22,5 ct/kWh_{th} in 2020 13,3 / 19,6 ct/kWh_{th} in 2020 8,1 / 13,8 ct/kWh_{th} in 2020

* Basisszenarien sind die Szenarien EL80 bis TM95 (PtX-Sensitivität → höhere PtX-Kosten)

Zusatzinfo: Synth. Methan - (Preis-)Entwicklung

Parameter:	BDI 2018	Agora 2018	dena 2018
<i>Wirkungsgrad</i>	N/A	Wirkungsgrad (Wasserstoff zu Methan) in Höhe von 80 % (keine Wirkungsgradsteigerung über die Zeit, da Technologie bereits weit entwickelt)	Katalytische Methanisierung: <ul style="list-style-type: none"> 83 % in 2020 90 % ab 2030
<i>Investition</i>		Methanisierungsanlage (Szenarien Opt. - Ref. - Pess.): <ul style="list-style-type: none"> 652 - 748 - 785 €/kW_{CH4} in 2020 432 - 654 - 756 €/kW_{CH4} in 2030 190 - 500 - 700 €/kW_{CH4} in 2050 	Methanisierung (Basisszenarien bzw. PtX-Sensitivität): <ul style="list-style-type: none"> 400 €/kW in 2020 275 bzw. 367 €/kW in 2030 130 bzw. 260 €/kW in 2050
<i>Produktionskosten</i>		Produktion in Afrika (ohne Transportkosten nach DE): <ul style="list-style-type: none"> 16 ct/kWh in 2022 13 ct/kWh in 2030 9 ct/kWh in 2050 	N/A
<i>Speicherung</i>		Wasserstoff wird für die Methanherzeugung zwischengespeichert: <ul style="list-style-type: none"> Nordafrika (PV bzw. PV/Wind): 0,43 bzw. 0,28 ct/kWh_{H2} Naher Osten (PV bzw. PV/Wind): 0,42 bzw. 0,29 ct/kWh_{H2} Deutschland (Offshore-Wind): 0,34 ct/kWh_{H2} 	N/A
<i>Gesamtkosten</i>		<ul style="list-style-type: none"> 2020 zw. 16 - 34* ct/kWh_{CH4} 2030 zw. 10 - 26 ct/kWh_{CH4} 2050 zw. 7 - 18 ct/kWh_{CH4} 	Im Nicht-EU-Ausland, Elektrolyse und Methanisierung (Basisszenarien bzw. PtX-Sensitivität): <ul style="list-style-type: none"> 20 / 25,5 ct/kWh_{th} in 2020 15,1 / 22,3 ct/kWh_{th} in 2030 9,2 / 15,7 ct/kWh_{th} in 2050

* Je nach Erzeugungsland unterschiedliche Gesamtkosten (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten): zw. 21 - 33 ct/kWh_{CH4} in Deutschland (je nach Szenario) und in den anderen betrachteten Länder ca. 17 – 20 ct/kWh_{CH4}

Zusatzinfo: Synth. Flüssigkraftstoffe - (Preis-)Entwicklung

Parameter:	BDI 2018	Agora 2018	dena 2018
<i>Wirkungsgrad</i>	Elektrochemischer Wirkungsgrad: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 46 % in 2020 ▪ 47 % ab 2030 	Wirkungsgrad (Wasserstoff zu flüssigen Kraftstoffen) in Höhe von 79,9 %	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 56 % in 2020 ▪ 66 % ab 2030
<i>Investition</i>	Gesamte PtL-Anlage*: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 4.300 €/kW_{Produkt} in 2020 ▪ 2.800 €/kW_{Produkt} in 2030 ▪ 2.500 €/kW_{Produkt} in 2050 	Kosten für die Umwandlungsanlage**: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 732 - 788 - 843 €/kW_{PtL} ▪ 544 - 677 - 828 €/kW_{PtL} ▪ 300 - 500 - 800 €/kW_{PtL} 	Fischer-Tropsch-Synthese (Basisszenarien bzw. PtX-Sensitivität): <ul style="list-style-type: none"> ▪ 600 €/kW in 2020 ▪ 413 bzw. 550 €/kW in 2030 ▪ 195 bzw. 390 €/kW in 2050
<i>Produktionskosten</i>	N/A	N/A	N/A
<i>Gesamtkosten</i>	Importkosten inkl. Verteilung: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 20 ct/kWh in 2020 ▪ 16 ct/kWh in 2030 ▪ 15 ct/kWh in 2050 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ zw. 16 - 33 ct/kWh in 2020 ▪ zw. 11 - 27 ct/kWh in 2030 ▪ zw. 7 - 19 ct/kWh in 2050 	Kosten für synth. flüssige Kraftstoffe: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 28 / 35,8 ct/kWh_{th} in 2020 ▪ 20,7 / 30,6 ct/kWh_{th} in 2030 ▪ 12,1 / 20,7 ct/kWh_{th} in 2050

* Kosten beziehen sich auf: Fischer-Tropsch-Synthese, Hochtemperaturelektrolyse, CO₂-Abscheidung aus der Luft und Raffinierung)

** Kosten beziehen sich auf: Methanolsynthese / Fischer-Tropsch-Synthese sowie die weitere Umwandlung in raffinierten Kraftstoff

Zusatzinfo: Transport und Verteilung von PtX (I)

- Transport von Methan nach Deutschland kann über bestehende Gaspipelines (nur bei Ländern mit Anbindung an europäisches Gasnetz möglich) oder als LNG erfolgen
- Beimischungsgrad von synth. Methan zu Erdgas zu 100 % möglich
- Beimischungsgrad von Wasserstoff ohne Anpassung der bestehenden Gasinfrastruktur sowie der Endanwendungen ist begrenzt (Wasserstofftoleranz im vorhandenen Gasverteilungsnetz liegt bei 10 Volumenprozent) → heute liegt er der zulässige Beimischungsanteil bei 2 Volumenprozent
 - *Angabe in der Agora-Studie: perspektivisch wären auch 15 Volumenprozent möglich*
 - *Annahme in der dena-Studie: ab 2030 eine allgemeine Grenze zu Wasserstoffbeimischung von 10 Volumenprozent*
- Wasserstoff kann alternativ in flüssiger Form in Tankern transportiert werden sowie in organischen Trägerflüssigkeiten oder in Form von Ammoniak
- Synth. Flüssige Kraftstoffe können bis zu 100 % zu Benzin oder Diesel beigemischt werden

Zusatzinfo: Transport und Verteilung von PtX (II)

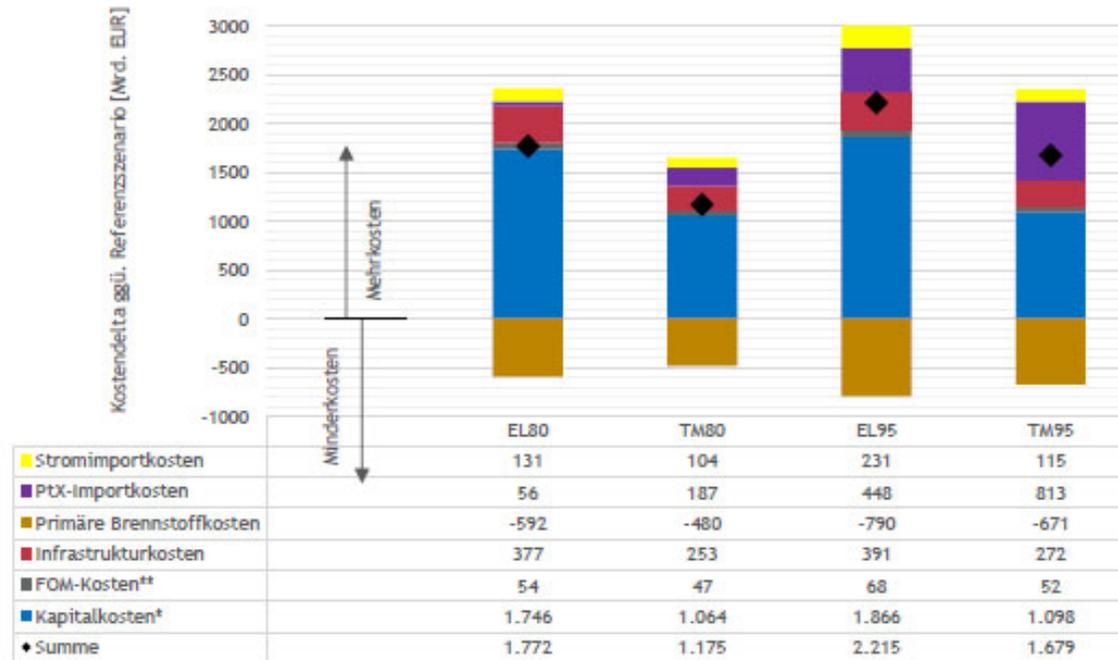
Für:	BDI 2018	Agora 2018	dena 2018
<i>Wasserstoff</i>	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoff von der Tankstelle kostet in 2050 2,82 ct/kWh (Kosten enthalten Tankstelleninfrastruktur und Belieferung der Tankstellen mittels Lkw für 1,32 ct/kWh) Annahme für die Belieferung der Industrie: 90 % (für 0,28 ct/kWh) über umgerüstete Pipelines und 10 % (für 0,85 ct/kWh) über neugebaute Pipelines
<i>Methan</i>		<p>LNG-Transportkosten (Pipeline-Transport wird nicht betrachtet):</p> <ul style="list-style-type: none"> Kosten für die Verflüssigung von Methan liegen in 2020 bei 0,69 ct/kWh und sinken bis 2050 auf 0,61 ct/kWh Transportkosten aus Island / Nordafrika / Naher Osten liegen bei 0,08 / 0,12 / 0,36 ct/kWh Kosten für Regasifizierung liegen bei 0,15 ct/kWh 	LNG-Transportkosten (Kosten inkl. Verflüssigung und Regasifizierung) liegen bei 0,88 ct/kWh _{th}
<i>PtL</i>		<p>Angenommene Transportkosten aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> Island bei 0,014 ct/kWh_{th} Nordafrika bei 0,022 ct/kWh_{th} Naher Osten bei 0,067 ct/kWh_{th} 	Transportkosten für synth. flüssige Kraftstoffe (Diesel, Benzin, Kerosin und Heizöl) liegen bei 0,022 ct/kWh _{th}

Zusatzinfo: Nachhaltigkeitskriterien für den Import von synth. Kraftstoffen (Agora 2018)

Für die Erzeugung von synth. Heiz- und Kraftstoffen außerhalb Deutschland sollen folgende Nachhaltigkeitskriterien (in den Erzeugungsländern) beachtet werden:

- Additivität der EE-Erzeugung („Additivität“ umfasst die Frage, ob die EE-Stromerzeugung in den Herkunftsländern zusätzlich zu anderer EE-Stromerzeugung erfolgt oder diese verdrängt)
- Nachhaltige Flächennutzung (Nutzungskonkurrenz von Landflächen, die für die Herstellung von Nahrungsmitteln nutzbar sind, sowie die Nutzungskonkurrenz von Waldflächen)
- Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in den Erzeugungsländern (z.B. zusätzliche Investitionen, Verringerung der Armut sowie Transfer und Verbreitung neuer Technologien)
- Keine Verwendung bestehender Trinkwasserversorgung in trockenen Klimazonen (z.B. Bereitstellung von Wasser mittels Meerwasserentsalzungsanlagen)

Zusatzinfo: Szenarienvergleich - Gesamtkosten des Energiesystems (dena 2018)

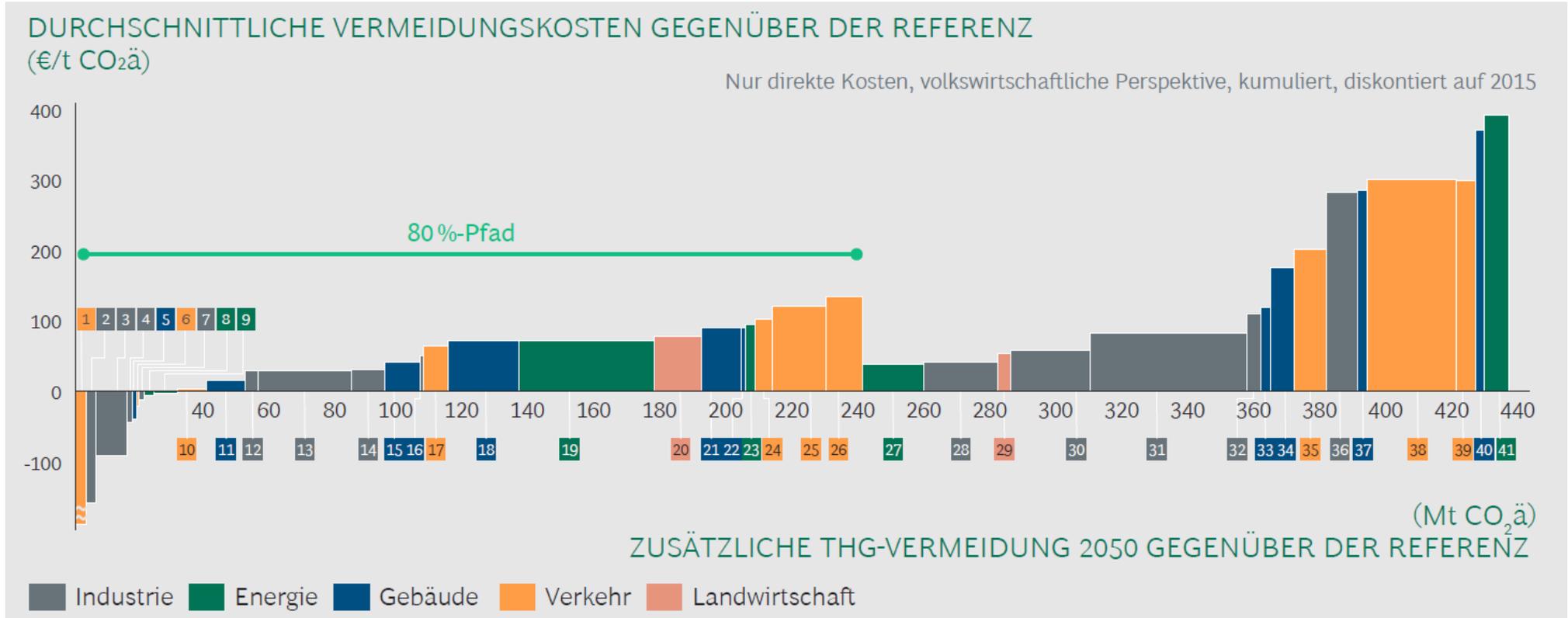


*Kapitalkosten für Kraftwerke, PtX-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen, Fahrzeuge und nahe Verkehrsinfrastruktur (Ladesäulen, etc.) sowie CCS jeweils Zubau ab 2018.

**FOM-Kosten: Fixe Betriebs- und Wartungskosten der in * genannten neuzugebauten und bestehenden Anlagen.

ABBILDUNG 128: SZENARIENVERGLEICH - KUMULIERTE GESAMTKOSTEN DES ENERGIESYSTEMS 2018-2050

Zusatzinfo: Szenarienvergleich – Sektorübergreifende Vermeidungskosten im 80- und 95 %-Klimapfad (BDI 2018)



Zusatzinfo: Szenarienvergleich – Sektorübergreifende Vermeidungskosten im 80- und 95 %-Klimapfad (BDI 2018)

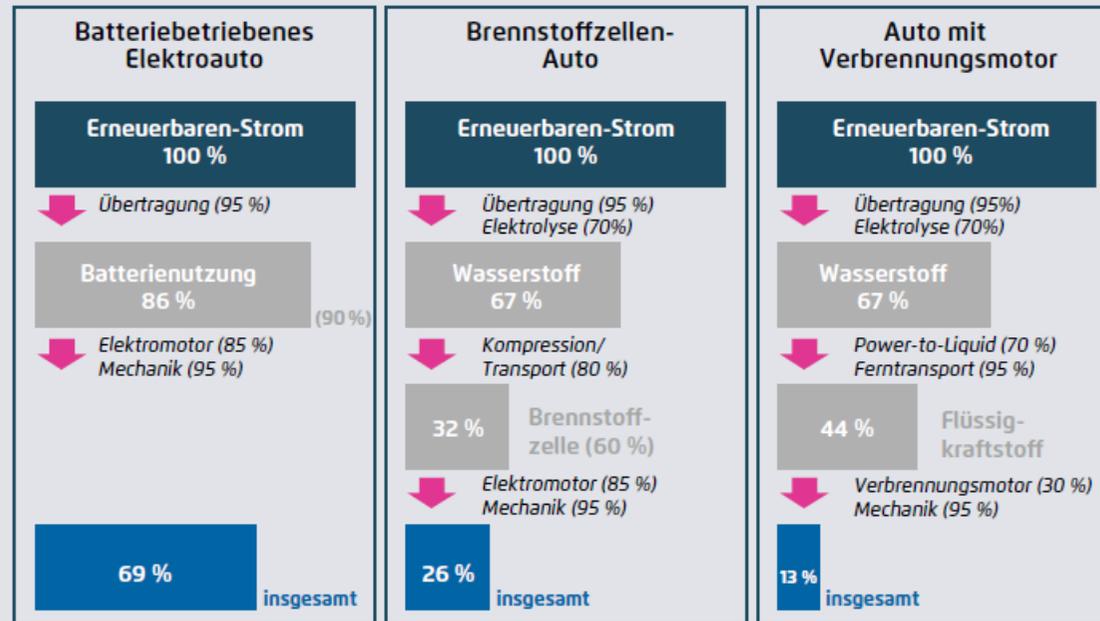
- 1 Verkehrsmittelverlagerung (von Straße auf Bahn, Schiff, Bus, nichtmotorisierte Verkehre)
- 2 Energieeffizienz durch Einsatz von IE3-/IE4-Motoren und Frequenzumrichtern
- 3 Energieeffizienz bei Querschnittstechnologien
- 4 Ausbau der Solarthermie zur Wärmebereitstellung in der Industrie
- 5 Ausbau der Solarthermie in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Haushalten und GHD
- 6 Sonstige Effekte im Verkehrssektor
- 7 Anlagenmodernisierung in der Methanol- und Ammoniakherstellung und bei Steam-Crackern
- 8 Ausbau von Wind Onshore
- 9 Ausbau von Wind Offshore
- 10 Fahrzeugeffizienz im Straßengüterverkehr
- 11 Geräte und Prozesse in Haushalten und GHD: Effizienzmaßnahmen und Energieträgersubstitution
- 12 Stahl: Energieeffizienz bei der Hochofen-Konverter-Route, Prozessoptimierung Lichtbogenofen
- 13 Substitution von Erdgas durch Biomasse in Nieder- und Mitteltemperaturwärme (< 500 °C)
- 14 Substitution von HFKWs/FKW, u. a. bei Kühlung und Klimatisierung
- 15 Aus- und Umbau der Fernwärme
- 16 Neue bzw. modernere Öfen und Mahlanlagen bei Zement- und Kalkproduktion
- 17 Antriebswechsel schwere Nutzfahrzeuge (Oberleitung, Gas, FCV, BEV)
- 18 Ausbau von Wärmepumpen
- 19 Auslaufen Kohleverstromung, Ersatz durch Gas
- 20 Maßnahmen Landwirtschaft (z. B. Vergärung von Gülle in Biogasanlagen)
- 21 Erhöhung der Sanierungsrate auf 1,7 % p. a. im Gebäudebestand
- 22 KfW-40-Niveau in Wohngebäuden (Neubau) ab 2030
- 23 Ausbau Photovoltaik
- 24 Antriebswechsel leichte Nutzfahrzeuge (BEV, Gas, FCV)
- 25 Antriebswechsel Personenstraßenverkehr (BEV, PHEV, FCV, Gas)
- 26 Niedrigerer Verbrauch von Straßenfahrzeugen
- 27 Weiterer Ausbau erneuerbarer Energien
- 28 „Oxyfuel“-CCS bei der Zementproduktion
- 29 „Methanpille“ und weitere Maßnahmen Landwirtschaft
- 30 „Post-Combustion“-CCS bei Raffinerien und Gichtgasverstromung
- 31 „Post-Combustion“-CCS bei der Stahlproduktion
- 32 „Post-Combustion“-CCS bei der Ammoniakproduktion
- 33 PHH-/GHD-Geräte und -Prozesse: Weitere Effizienzwechsel und Energieträgerwechsel
- 34 Weiterer Ausbau Wärmepumpen, Fernwärme, Solarthermie
- 35 Weiterer Antriebswechsel Personenstraßenverkehr (BEV, PHEV, FC, Gas)
- 36 Biogas und PtG in der Industrie
- 37 1,9 %-Sanierungsrate im Gebäudebestand, nahe Passivhausniveau in Neubauten
- 38 Synthetische Kraftstoffe im Verkehr
- 39 Weiterer Antriebswechsel Straßengüterverkehr (Oberleitung, Gas, Batterie, FCV, BEV)
- 40 Synthetische Kraftstoffe für verbliebene Öl- und Gaskessel in der Wärme
- 41 Ausbau Gaskraftwerke mit Power-to-Gas

■ Industrie ■ Energie ■ Gebäude ■ Verkehr ■ Landwirtschaft

Zusatzinfo: Wirkungsgrade bei Pkw mit unterschiedlichen Antriebskonzepten (Agora 2018)

Einzel- und Gesamtwirkungsgrade von Pkw mit unterschiedlichen Antriebskonzepten ausgehend von erneuerbar erzeugtem Strom

Abbildung 2

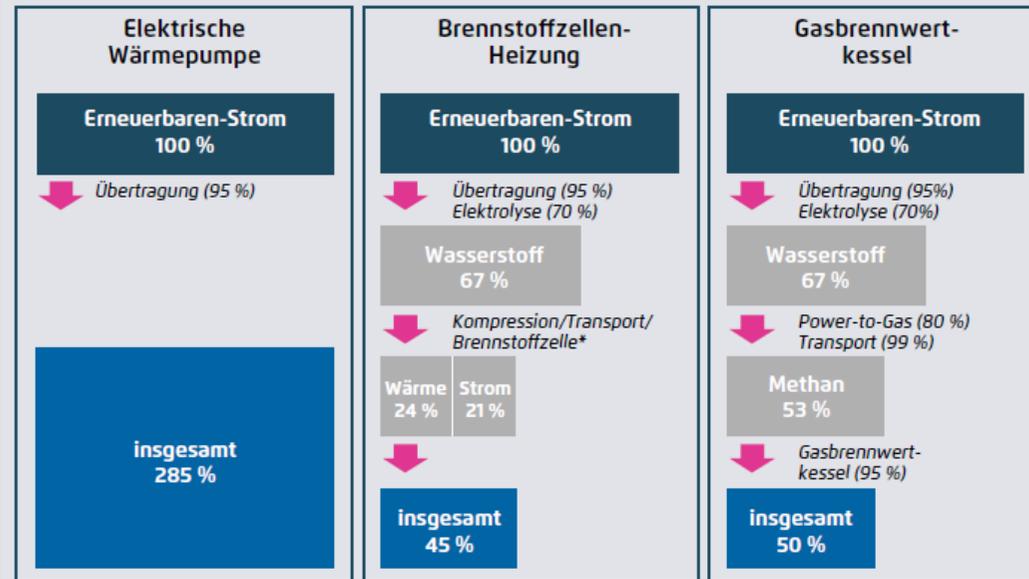


Hinweis: Einzelwirkungsgrade in Klammern. Durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade ergeben sich die kumulierten Gesamtwirkungsgrade in den Kästen.

Zusatzinfo: Wirkungsgrade unterschiedlicher Heizungssysteme (Agora 2018)

Einzel- und Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher Heizungssysteme ausgehend von erneuerbar erzeugtem Strom

Abbildung 3



* Wirkungsgrade: 80 Prozent (Kompression/Transport) und 85 Prozent (Brennstoffzelle insgesamt, davon 45 Prozent Wärme, 40 Prozent Strom)

Hinweis: Einzelwirkungsgrade in Klammern. Durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade ergeben sich die kumulierten Gesamtwirkungsgrade in den Kästen. Für die Wärmepumpe wird eine Jahresarbeitszahl von drei angenommen.

Zusatzinfo: Einflussfaktoren (VDMA-Studie 2017)

Einflussfaktoren	Annahme A	Annahme B	Annahme C	Annahme D
Politisches Umfeld	Volles Commitment zu Paris: Erreichung des 2-Grad-Ziels	Knappe Verfehlung des 1,5 Grad Ziels (2 → 2,5 Grad Erwärmung)	Deutliche Zielverfehlung (4 Grad Erwärmung)	Massive Zielverfehlung (5-6 Grad Erwärmung)
Betriebsstrategie für Power-to-X ohne Direktstromnutzung	Harmonisierte Regulierung über das Energiesystem	Dynamisches Nodal Pricing	Dynamisierung der staatlich veranlassten Preisbestandteile	Beibehaltung des Status quo (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)
Umsetzungsstand: Power-to-Heat	Angepasste Betriebsstrategien für volatilen Strom sind realisiert	Nutzung nur dort, wo Volatilität kein Problem ist oder Substitution	Keine Nutzung von Power-to-Heat (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)	Kein Ausbau des Wasserstoffnetzes (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)
Umsetzungsstand: Power-to-Gas	Beginn des Aufbaus eigener überregionaler Wasserstoff-Trassen	Teilumbau des Erdgasnetzes für Wasserstoff und Aufbau lokaler Wasserstoffnetze	Regionale Wasserstoffnetze in Deutschland und Europa aufgebaut	Kein Ausbau des Wasserstoffnetzes (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)
Umsetzungsstand: Power-to-Liquid	Synthetische Kraftstoffe beginnen sich durchzusetzen	Beginn des Einsatzes im Flug- und Schwerkraftverkehr	Keine Nutzung von Power-to-Liquid (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)	Keine Nutzung von Power-to-Liquid (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)
Standortwahl für die Anlagenintegration von Power-to-X	Internationale Standorte mit günstigen Bedingungen für die regenerative Energieerzeugung umfangreich genutzt	Standorte in der Nähe von CO2-Quellen aus industriellen Prozessen	Standorte für Prozessintegration im Wärmeverbund	Standorte für Prozessintegration im Wärmeverbund

Optimierung der globalen Energieumwandlungskette	umfänglich genutzt Vollständig durchdachtes und koordiniertes Erzeugungssystem und "OPEC"-Szenario mit Global Grid	Erzeugung an günstigen Standorten (unkoordiniert auf Erzeugerseite) und Handel	Optimierung scheitert	
Lebenszyklusanalyse von Technologieoptionen	Lebenszyklusanalyse wird vorangetrieben, begünstigt Power-to-X	Lebenszyklusanalysen werden durchgeführt, aber politische Entscheidungen dominieren	Lebenszyklusanalyse wird vorangetrieben, erschwert Power-to-X im Vergleich zu anderen Optionen	
Entwicklung des Rohölpreises	Sehr niedriger Rohölpreis: Rohöl-Ächtung	Hoher Rohölpreis als Katalysator für Power-to-X	Heutiger Rohölpreis als Barriere für Power-to-X	Sehr hoher Rohölpreis, da die langfristige Verknappung schon 2030 antizipiert wird
Nutzung von CO2-Quellen für Power-to-X	Erste Nutzung CO2 aus der Atmosphäre	Nutzung von Prozessemissionen vor Ort	Beginn des CO2- Transports in Hot-Spots	Geringer Bedarf an CO2 für Power-to-X
Direktstromnutzung	Direktstromnutzung stößt an Grenzen	Direktstromnutzung dominiert in bestimmten Anwendungen	Direktstromnutzung dominiert in allen technisch geeigneten Anwendungen	
Dezentralität (lokale, kleine Einheiten)	Dezentralität der Stromerzeugung behindert Power-to-X nicht	Mix aus Zentralität und Dezentralität	Dezentralität (mit schlecht ausgebauter Infrastruktur) erschwert Power-to-X: fehlende Volllaststunden	
Umsetzungsstand: Power-to-Chemicals	Power-to-Chemicals beginnt sich für eine breite Produktpalette durchzusetzen	Power-to-Chemicals setzt sich nur für ausgewählte Produkte durch	Keine Nutzung von Power-to-chemicals (Belastung für regenerative Stromerzeugung durch Steuern und Abgaben)	

Kontakt

Prof. Dr. Martin Wietschel
Leitung Geschäftsfeld Energiewirtschaft
Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-254 | Fax +49 721 6809-2721
<mailto:martin.wietschel@isi.fraunhofer.de>
<http://www.isi.fraunhofer.de>



VDMA

Peter Müller-Baum

Geschäftsführer Arbeitsgemeinschaft Power-to-X for Applications

Lyoner Straße 18

60528 Frankfurt am Main

Telefon +49 69 6603-1352

E-Mail mueller-baum@vdma.org

Internet p2x4a.vdma.org

IMPULS-Stiftung

Dr. Johannes Gernandt

Geschäftsführender Vorstand

Stefan Röger

Geschäftsführender Vorstand

Lyoner Straße 18

60528 Frankfurt

Telefon +49 69 6603-1462

E-Mail info@impuls-stiftung.de

Internet www.impuls-stiftung.de