

Heuristischer Ansatz für eine nachhaltige und CO₂-neutrale Energieversorgung

Ebene 4: Teil 3:

Die Aufgabe der CO₂-reduzierenden Übergangsphase und Plan für die Endnutzer

Kurzformen und Graphiken des Gesamtlösungskonzepts in „Zusammenfassung“ ergänzt. Version 4.0 Stand 11.1.2026
Graphik „Puzzle mit den Methan Schlüsseltechnologien“ ergänzt. Version 1.3 Stand Dezember 2025
Version 1.2 Stand: September. 2025
Autor: Wolfgang Beier
wolfgang.beier@eets-consulting.eu

Hinweis. Dieses Konzept eines Architekturvorschlags in der 4. Ebene – also schon ziemlich konkret – enthält eine sehr hohe Informationsmenge pro Satz. Um es effektiv zu lesen, könnte folgende Vorgehensweise nützlich sein: Zunächst nur die Zusammenfassung lesen. Dann den Text ohne Fußnoten, ohne Hinweise und ohne Anhang. Und dann noch mal alles zusammen. Und da aufhören, wo es zu detailliert wird.

Inhalt

	Seite
Die Aufgabe der CO ₂ -reduzierenden Übergangsphase und Plan für die Endnutzer.....	1
Vorwort.....	3
1 Der Ausgangspunkt.....	4
2 Die Rahmenbedingungen des Übergangs zur CO ₂ -neutralen Energieversorgung.....	5
2.1 Skalierung der Prozesse (5 bis 9), um über alles eine neutrale CO ₂ -Emission zu erreichen	6
3 Zusammenfassung	11
Anhang A : welche offenen Fragen bleiben	16
A.1 Formalisierung dieser (einer) funktionalen Architektur	16
A.2 Bestätigung einiger Annahmen	16
A.2.1 Wasserstoffspeicher in Lkws und deren Tankprozess	16
A.2.2 Ammoniak spalten.....	16
A.2.3 Methanspaltung dezentral für den Bedarf von Stadtwerken	16
A.2.4 DAC und mCDR alltagstauglich machen	16
A.2.5 Optimierung des Sabatier-Prozesses mit besserem Wirkungsgrad	16
Anhang B : Dekarbonisierung von CO ₂	17
B.1 Die Dekarbonisierung der unvermeidlichen CO ₂ -Emissionen der Industrie.....	17
B.2 Die Dekarbonisierung des e-fuel Ausstoßes ab 2050	18
B.3 Nutzung von Wasserstoff als breit genutzter Sekundärenergieträger	19
B.3.1 Wasserstoff in der Industrie	19
B.3.2 Wasserstoff im Verkehr	20
B.4 Herstellung von Kohlefasern	20
B.5 Die e-fuel Herstellung	20
B.6 Wie entsteht Energie aus Biomasse	20
Anhang C : Der Bedarf von DAC im Verlauf der Übergangsphase	22
C.1 Die Techniken.....	22
Anhang D : Struktur der Gasversorgung heute	23
D.1 Anzahl der Energieunternehmen 2024.....	23

Vorwort

Dieser Konzeptvorschlag ist Teil einer abstrakten funktionalen Architektur einer 100%ig CO₂-freien Energieversorgung¹. Er ergänzt die bisherigen Schichten als 3. und letzten Teil der 4. Ebene und schlägt eine Vorgehensweise vor, wie dieses vorgestellte Gesamtkonzept in Deutschland implementiert und auch während der Einführungszeit kostengünstig und zunehmend CO₂ sparend betrieben wird. Das wird üblicherweise beginnend mit einer vollständigen Beschreibung des gesamten Projektes in einer sehr abstrakten Form in der Ebene 1 und weiter Schicht für Schicht jeweils in den nächsten Ebenen in einer zunehmenden Konkretisierung abgeleitet. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist dies als Pyramide für Deutschland graphisch dargestellt.

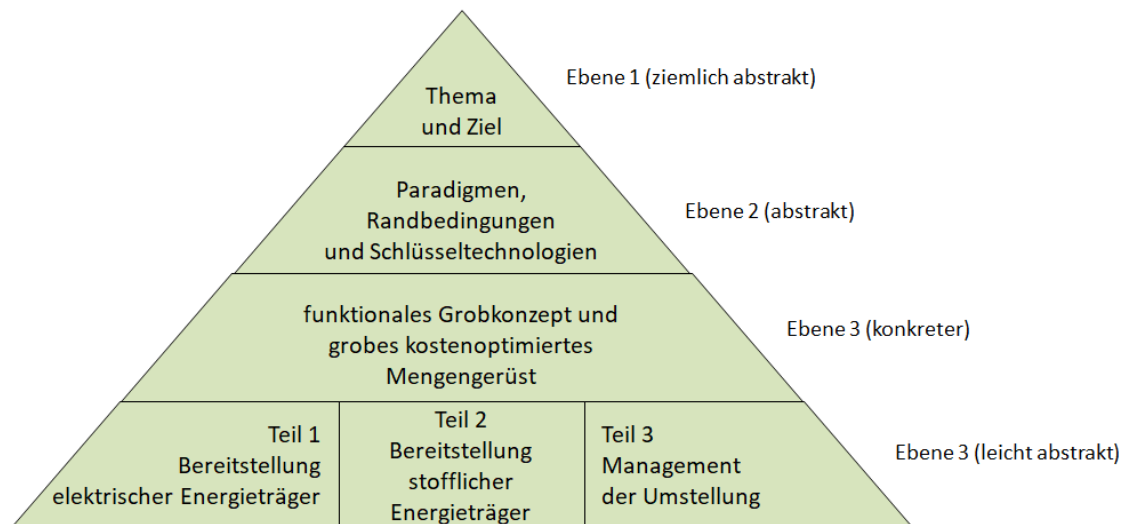


Abbildung 1: Die Architektur, die in jeder Schicht vollständig das Gesamtsystem beschreibt

Nach der üblichen Vorgehensweise für große technologisch anspruchsvolle Projekte² sind die Zuständigkeiten für die Inhalte und damit für die Vorgaben hierarchisch angeordneter Definitionsschichten festgelegt. In der Darstellung der gestaffelten Abstraktion wird für alle Ebenen aus ihrer jeweiligen Sicht das gesamte Projekt vollständig - aber in unterschiedlichen Abstraktionsebenen beschrieben. Nach unten werden die Vorgaben in den Ebenen stufenweise konkreter beschrieben und damit detaillierter und umfangreicher.

Für das Großprojekt des Umstiegs auf CO₂-neutrale Energieversorgung in Deutschland kann somit jeder der Architekturebenen ein Satz von Rollen zugeordnet werden, deren Aufgabe und Verantwortung es ist, das Projekt aus ihrer Sicht vollständig zu beschreiben.

Dieses Dokument folgt der oben dargestellten Architekturstruktur und bildet selbst den Teil 3 der Ebene 4. Die fehlende oder schwer zu findende Ebene 1³, die eigentlich durch die dena formuliert werden und vom Bundestag bestätigt werden müsste, wurde durch eigene vorläufige Schlussfolgerungen ersetzt.

Diese Schlussfolgerungen nehmen vorläufig an, wie die Art der Zusammenarbeit mit den anderen EU-Ländern und Schwellenländern sein könnte, die von einer Zusammenarbeit mit Deutschland auch für ihre eigene „Energiewende“ profitieren können. Sie nehmen an, dass eine marktwirtschaftliche Steuerung der

¹ das vollständige Konzept ist unter www.eets-consulting.eu zu finden

² z.B. ISO/IEC/IEEE 42010 in seinen vielen Anwendungsversionen

³ hier ein Beispiel der Ebene 1 der Architektur eines erfolgreichen Großprojektes: ein einziger Satz „I believe that this nation...“
Quelle: <https://www.ardaudiothek.de/episode/urn:ard:episode:86edbf136ce5a322> danach wusste jeder was er tun muss

Gesamtanlage in weiten Teilen besser als eine mit Fördergeldern machbar sein sollte. Sie nutzen Vorgaben der jetzigen Bundesgesetze nur dann, wenn sie aus den vorangegangenen Ebenen der Architektur ableitbar sind.

1 Der Ausgangspunkt

In den Teilen 1 und 2 der 4. Ebene des Architekturvorschlages sind vollständig die gesamten Funktionen der Energieaufbereitung beschrieben, so wie sie am Ende der Umstellung arbeiten sollen.

Diese Umstellung geht aber nicht in kurzer Zeit, sondern wird je nach Qualität der Vorbereitungsphase und der Lebensdauer einiger Komponenten bis zum Jahr 2050 dauern – manche sind mutiger und glauben, dass das schon für 2045 fertig sein müsste. Es muss also ein Ablauf der Umstellung festgelegt werden, der die Reihenfolge der Einzelmaßnahmen auf Grund von Abhängigkeiten strikt einhält, aber gewisse Toleranzen im Zeitplan zulässt.

Weiter müssen neben der Beachtung der funktionalen bzw. technischen Abhängigkeiten auch die aus den Ebenen 1 und 2 abgeleiteten politischen bzw. grundsätzlichen Anforderungen mit beachtet werden. Damit gibt es zusätzlich zu den Anforderungen der Ebenen 3 und 4 noch weitere aus den Ebenen 1 und 2.

Da diese nicht vollständig formuliert wurden, hier die Interpretation der Punkte, so wie sie vorläufig hier verwendet werden.

Zur Ebene1:

- Das grundsätzliche Prinzip der gewählten CO₂-neutralen Energieversorgung muss im Vergleich zu Lösungen in anderen Ländern nicht kompatibel sein, darf aber dort auch nicht zu einer Ablehnung führen
- Die Wahl des Grundprinzips der Lösung sollte die Möglichkeit bieten, dasselbe auch in anderen Ländern – insbesondere Schwellenländern – zu implementieren⁴
- Falls ein Lösungskonzept angestrebt wird, das Schlüsseltechnologien verwendet, die noch nicht alltagstauglich sind, muss frühzeitig eine entsprechende Liste mit Hinweisen für eine mögliche staatliche Förderung bekannt werden. Sonst gilt die marktwirtschaftliche Steuerung und durch Abgaben und Vergünstigungen
- Bei der Wahl von Importquellen muss darauf geachtet werden, dass es nicht zu Konkurrenzsituation mit ansonsten kooperativen Ländern kommt
- Die Risiken, die sich aus den Abhängigkeiten von Importen ergeben, dürfen nicht höher werden als die heute bestehenden, sondern müssen im Lauf der Übergangszeit und danach eher deutlich niedriger sein
- Falls die Entwicklung von Fusionskraftwerken tatsächlich gelingen sollte, dann sollte eine Integration durch entsprechend reduzierte Energieimporte möglich sein. Das darf jetzt weder Kosten noch Zeitverluste erzeugen.

Zur Ebene 2:

Es gibt einen Entwurf einer Ebene 2 der funktionalen Architektur für eine CO₂-neutrale Energieversorgung vom 8.4.24⁵. Danach wurde die Ebene 3 und dann die Ebenen 4/1 und 4/2 formuliert und ergab einige wesentliche Erkenntnisse die zeigen, dass leichte Korrekturen dieses vorläufigen Entwurfs für die Ebene 2 notwendig sind.

⁴ andere Skalierungen sind natürlich notwendig

⁵ dieser Entwurf sollte eigentlich von der Leitungsebene des Projektmanagement formuliert werden als Aufgabenstellung zum Entwurf der Ebene 3 dann durch Spezialisten-Gruppen in z.B. Standardisierungsgruppen

Das sind zum einen:

- Es gibt in Punkt 3 eine Vorgabe, dass grüner Strom nicht nur in Stromspeichern zwischengespeichert wird, sondern optional auch in H_2 umgewandelt in Wasserstoffspeichern. Diese Vorgabe sollte so geändert werden, dass grüner Strom in Deutschland⁶ nur dann in Wasserstoff umgewandelt werden darf, wenn dessen Energie sonst verloren gehen würde. Und dieser Wasserstoff wird nicht in Wasserstoffspeichern zwischengespeichert, sondern diese überschaubare Menge entweder direkt von H_2 -Endverbrauchern genutzt oder in das Ferngasnetz⁷ als Zumischung eingespeist
- in Punkt 6 wird unterstellt, dass der Stromspeicher immer ein Akku ist. Es sollte aber auch zugelassen sein, dass Stromspeicher – z.B. die mit sehr wenigen Zyklen – auch mit e-Methan benutzt werden können⁸. Dann würden die Fernwärmekraftwerke, die auch für die Heizungen arbeiten, diesen Strom liefern. Ein Stromimport sollte vermieden werden, weil der immer steuerbar sein muss und das ist aufwendig und teuer. Außerdem würde ein bisher nicht notwendiger Stromimport die Gesamtanlage komplexer machen und die Abhängigkeit mit den entsprechenden Risiken vergrößern

Die so vorläufig vervollständigten Ebenen 1 bis 4 Teil 2 sind somit geeignet, den dritten und letzten Teil der Ebene 4 der Gesamtarchitektur abzuleiten. Siehe dazu die folgenden Kapitel.

2 Die Rahmenbedingungen des Übergangs zur CO_2 -neutralen Energieversorgung

Um den Übergang von der heutigen Struktur der Energieversorgung zu einer anderen vollständig CO_2 -neutralen zu gelangen, braucht es eine Menge Zeit. Die ist notwendig, um die vielen Technologieänderungen, die komplex voneinander abhängig sind und die zusätzlich auch jedem Investor die Möglichkeit bieten, ihren „return on invest“ zeitnah nach Fertigstellung der jeweiligen neuen Elemente zu beginnen. Kein Invest darf nur in der Übergangsphase genutzt und später rückgebaut werden. Wenn die Aufbauphase eines Teils in neuer Technologie lange dauert, dann müssen die schon aufgebauten Anteile schon in Betrieb gehen können bevor der Rest fertig ist – und das muss auch mit den Abhängigkeiten von anderen technologischen Erneuerungen abgestimmt werden. Daraus entsteht ein Puzzlespiel, das sehr komplex definiert und später auch von allen Beteiligten nach diesem Ablaufplan umgesetzt werden muss. Wie das in einer Marktwirtschaft gehen kann muss vorher politisch geklärt werden.

Um die Definition des Ablaufs dieser Umstellung möglichst einfach zu halten, wird zunächst eine Energieträger-Übergangsstelle definiert, die beiden Seiten unabhängig voneinander eine deutlich größere Freiheit ihrer jeweiligen Vorgehensweise erlaubt. Als „Übergangsstelle“ wird hier vorläufig der „Grenzübergang“ nach Deutschland bzw. lokal die Entgegennahme einer Primärenergie gewählt. (Siehe dazu auch für die stofflichen Energieträger den blauen Hintergrundbalken in Abbildung 5 des Architekturvorschlags im 2. Teil der Ebene 4)

Daraus ergeben sich folgende Hauptschnittstellen, die im Durchsatz der benötigten Liefermenge langsam gesteuert werden.

Das sind also:

- (1) die Stromübernahme aus (lokalen) volatilen Quellen die nicht bedarfsgerecht sein muss

⁶ importierter Wasserstoff dagegen wird im Exportland aus Sonne und Wasser hergestellt. Es obliegt dem Exportland, ob das mit Elektrolyse gemacht wird oder durch direkte H_2O -Spaltung. Dieser Wasserstoff wird dann mit einem Energieträger als e-Methan oder Ammoniak über Pipelines oder Schiffe nach Deutschland gebracht

⁷ dieses bleibt weiterhin ein (e)-Methanetz mit den großen existierenden Speichern. Die Menge bleibt moderat

⁸ ein Methan-Stromspeicher speichert in Methan umgewandelten Strom und gibt ihn, lange Zeit später, als in Strom zurückgewandelt wieder ab. Das hat einen sehr schlechten Gesamtwirkungsgrad. Deshalb kann man auch Wasserstoff in das e-Methan mischen und in den Methanspeichern speichern und die Fernwärmeheizkraftwerke dazu benutzen, diese Energie später zu nutzen

- (2) der Stromübergang aus/in (lokalen) Speicher, schnell steuerbar (ca. 500 Lastwechsel pro Jahr)
- (3) der Stromübergang aus/in (lokalen) Speicher, steuerbar (ca. 300 Lastwechsel pro Jahr)
- (4) die Stromübergang aus/in (lokale) Speicher, steuerbar (ca. 80 Lastwechsel pro Jahr)
- (5) der steuerbare Anteil der H₂-Beimischung zur Speicherung in den Methanspeichern⁹
- (6) die Wasserstoffübernahme mit einem Stickstoffträgermedium als Ammoniak
- (7) die Wasserstoffübernahme mit einem Kohlenstoffträgermedium aus z.B. fossilem Methan mit positivem CO₂-Fußabdruck
- (8) die Wasserstoffübernahme mit einem Kohlenstoffträgermedium aus e-Methan mit negativem CO₂-Fußabdruck
- (9) die Wasserstoffübernahme mit einem Kohlenstoffträgermedium als Biomethan mit negativem CO₂-Fußabdruck

2.1 Skalierung der Prozesse (5 bis 9), um über alles eine neutrale CO₂-Emission zu erreichen

Die Skalierung der Mengenverteilung des Wasserstoffimportes muss eng mit dem Bedarf von e-fuels (einschließlich des Kerosins) verknüpft werden. Die Grundidee war ja, CO₂-frei produzierten Wasserstoff, der am Anfang des Transportweges gewonnen wurde mit CO₂, das ebenfalls am Anfang des Transportweges aus der Luft oder dem Oberflächenwasser entnommen wurde, in e-Methan zu wandeln und so über die Methanschiene zu transportieren. Es darf dabei kein CO₂ emittiert werden damit ein negativer CO₂-Fußabdruck des so produzierten e-Methans entsteht und erhalten bleibt.

Wenn man also die Produktion von e-fuels (e-Benzin, e-Diesel und e-Kerosin) betrachtet, dann kann man aus dem e-Methan aus der Methanschiene – wie oben beschrieben – Treibstoffe herstellen, die solange sie noch nicht verbrannt sind einen negativen CO₂-Fußabdruck haben und in normalen Bestandsfahrzeugen getankt werden können¹⁰. Aber dann bei der Verbrennung mit CO₂-Ausstoß wird der Vorteil des bis dahin negativen Fußabdruck durch die Verbrennung immerhin zu einem CO₂-neutralen Gesamtfußabdruck geändert.

Dieser CO₂-Ausstoß muss mengenmäßig dem am Beginn des Transportweges durch z.B. DAC gewonnenem CO₂ entsprechen, um eine CO₂-neutrale Endlosschleife bei der e-fuel-Produktion zu erreichen¹¹ (natürlich können die Sabatier- und Fischer Tropsch Prozessschritte durch modernere wie z.B. die Co-Elektrolyse – ein EU-Projekt¹² – ersetzt werden).

Bleibt noch der Wirkungsgradverlust der e-fuel-Produktionsschleife, der nicht so leicht bestimmbar und in der Praxis natürlich ein kontinuierlicher Prozess ist. Er führt aber stets auf eine kleinere Menge des durch die Fahrzeuge emittiertem CO₂ als am Beginn der Transportschiene aus der Luft – oder dem Meer – zur Nutzung als Transportmedium gewonnen wurde. Diese fehlende CO₂-Menge könnte vorteilhaft aus dem CCU-Ertrag entnommen werden und direkt zusammen mit der passenden Menge Wasserstoff die produzierte Menge an e-Fuels ausbalancieren. Der so arbeitende e-fuel-Prozess einschließlich der Nutzung durch Fahrzeuge wird dadurch klimatechnisch neutralisiert.

⁹ das nur bis zu einer zulässigen Sättigung

¹⁰ https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=4

¹¹ die hier häufig genau zugeteilten Mengen sind nur eine rechnerische Bilanz. In der technischen Umsetzung ist natürlich Wasserstoff gleich Wasserstoff

¹² Quelle: <https://www.fona.de › medien › pdf › DE-GR Co-Elektrolyse.pdf> Co-Elektrolyse (CERTH): „wenn aus klimaschädlichem CO₂ Kraftstoffe werden“

Der Wasserstoff, der mit der CCU-Wiederverwendung¹³ für die e-fuel-Produktion benutzt wird, sollte aus der Ammoniakschiene kommen, um den zentralen „Anlandungspunkt“ des Ammoniaks mit kurzem Weitertransport zu den großen und zentralisierten e-fuel-Raffinerien nutzen zu können.

Die Steuerung durch einen zentralen Managementbereich eröffnet die Möglichkeit durch die temporäre Wahl zwischen dem Wasserstoffimport mehr oder weniger über die Methanschiene, die e-Methanschiene oder die Ammoniakschiene die Bilanz der CO₂-Emissionen auf in der Summe null auszubalancieren. Und dies entweder nur bezogen auf Deutschland oder gerechnet zusammen mit dem Anteil der Lieferländer.

- Also je mehr H₂-Import über die Methanschiene (fossiles CH₄) umso schlechter wird die CO₂-Bilanz.
- Je mehr H₂-Import über die e-Methanschiene (CH₄ mit CO₂ aus DAC) umso besser wird die CO₂-Bilanz. (wegen der Kohlenstoffbeseitigung am Ende der Nutzungskette durch z.B. die Pyrolyse)
- Mehr oder weniger e-fuels mit H₂ über die e-Methanschiene produziert verändern nicht die CO₂-Bilanz
- Je mehr CO₂ aus CCU umso schlechter wird die CO₂-Bilanz. Das kann man aber durch Methanisierung mit grünem H₂ z.B. aus der Ammoniakschiene zu CO₂-neutral kompensieren
- Je mehr Biomethan in des Ferngasnetz und weiter in die Pyrolyse geleitet wird, je besser wird die CO₂-Bilanz
- Mehr oder weniger H₂-Import über die Ammoniakschiene verändert nur die Gesamtmenge aber nicht die CO₂-Bilanz.

Diese Einstufung gilt für die Einrechnung des Ertrages durch den DAC-Betrieb im Empfängerland - nicht im Lieferland. Der CO₂-Anteil, der im Lieferland gewonnen wird, wird ja nicht entsorgt, sondern sofort exportiert.

Hinweis: Es muss politisch geklärt werden, ob ein H₂-Lieferland seinen DAC-Ertrag, der nicht beseitigt, sondern exportiert wird, zu seiner CO₂-Bilanz oder zu der des Empfängerlandes, wo dieses CO₂ endgültig entfernt wird, zählt. Dem Weltklima wäre das egal.

Eine Herausforderung ist hier, die Entwicklung der Nachfrage nach den verschiedenen Formen der e-fuels festzulegen und über die Übergangszeit ständig so anzupassen, dass kein Invest am Ende nicht mehr gebraucht wird. Das gilt auch für die Zeit nach der Fertigstellung der Energiewende.

Hierzu eine Betrachtung der zu erwartenden Nachfragesteuerung der einzelnen Energieklassen¹⁴.

- **PV-Strom, on-shore Windstrom und off-shore** Windstrom zusammen müssen auch in der Übergangsphase, wenn noch längst nicht die vollständige Stromversorgung erneuerbar ist, einem Mengenverhältnis genügen, welches die vorhersagbaren Bedarfsschwankungen über das Jahr am besten kompensiert¹⁵.
- Weiter muss zu jedem Zeitpunkt des Ausbaus der erneuerbaren Stromversorgung die jeweilig passende **Residuallast** ebenfalls CO₂-frei bereitgestellt und benutzt werden. Siehe dazu auch Abbildung 11 im Teil 1 der Ebene 4.
- Bestehende **erneuerbare Stromquellen**, wie Laufwasser, Talsperren, Biomüll usw. sollten Schritt für Schritt aber zu jeder Zeit passend zu dem Ausbau der volatilen Quellen auf die neue Steuerung umgestellt werden.

¹³ hier ist die Verwendung von Co-Elektrolyse nachteilig, weil sie zwar Wasser statt H₂ verarbeitet dafür aber grünen Strom als Energieträger braucht, der mindestens in diesen Mengen innerhalb Deutschlands nicht verfügbar ist.

¹⁴ siehe dazu auch in der Ebene 3 dieses Architekturvorschlag die Abbildung 5

¹⁵ siehe Teil 1 Ebene 4. Z.B. die Mehrproduktion der PV-Anlagen im Sommer müssen den geringeren Ertrag der Windanlagen kompensieren usw.

- Die mit dem Ausbau der volatilen Stromquellen **freiwerdenden Kraftwerke** mit Verbrenner-Motoren oder Turbinen¹⁶ sollten an ihrem Standort in Monatsspeicher bzw. Quartalspeicher¹⁷ genau passend zur Höhe des jeweiligen Bedarfs umgerüstet werden. Siehe dazu auch Teil 1 der Ebene 4.
- Der **Strombedarf durch BEV** sollte durch Ladesäulen am jeweiligen Arbeitsplatz, am jeweiligen Nachtparkplatz bzw. in Garagen oder an großen allgemeinen Parkplätzen¹⁸ gedeckt werden. Und das parallel zum Ausbau der erneuerbaren Quellen für jeden der Standortarten.
- Die **Gebäudeheizungen** arbeiten jeweils mit unterschiedlichen Primärenergien. Die wesentlichen sind nachwachsende wie Holz-Pellets, Gasheizungen, und neben Fernheizungen vor allem Wärmepumpen. Um die bestehenden Heizungssysteme soweit möglich auch über die Übergangsphase hinaus bedienen zu können müssen einige Reihenfolgen der Umrüstungen beachtet werden. Die Endnutzer bleiben frei in ihrer Entscheidung, welche Heizungsart sie nehmen (oder behalten), können aber nur die Heizungsarten wählen, die der Versorger anbietet bzw. akzeptiert. Generell gilt aber für die Netzbetreiber, dass da wo bisher Fernwärme oder Gasheizungen, einschließlich BHKW bedient wurden, wird das auch weiter bedient.

Die folgenden Projektabschnitte können für jeden Niederdruckzweig im Gasnetz zeitlich unabhängig und ggf. auch hintereinander durchgeführt werden.

- jeder Niederdruckgasnetzwerkabschnitt muss ggf. zeitlich unabhängig voneinander wasserstofftauglich nachgerüstet werden¹⁹
- spätestens zeitgleich dazu müssen die Gasnutzer eines im Umbau befindlichen Netzwerkabschnitts ihre Geräte ebenfalls wasserstofftauglich nachrüsten oder ersetzen
- wenn diese Schritte abgeschlossen sind, kann die Versorgung dieses Netzwerkabschnittes – also ein Niederdruckabschnitt - auf höhere H₂-Bestandteile umgestellt werden
- dann wird parallel zum Druckminderer des Netzabschnittes eine Methanspaltungsanlage²⁰ aufgestellt und in Betrieb genommen und damit die Nutzer dieses Abschnitts versorgt. Diese Anlage spaltet das Methan aus dem Hochdruckteil des Gasnetzwerkes in festen Kohlenstoff und Wasserstoff. Der Kohlenstoff wird anderswo als Baustoff verwendet, der Wasserstoffanteil wird zur Versorgung der Gasnutzer in den Niederdruckast des Gasnetzwerkes eingespeist.

Die Umrüstung der Versorgung der Gasendkunden mit Wasserstoff ist zweigleisig. Eine Aufgabe, z.B. der zuständigen Stadtwerke ist es, die Versorgung über den Niederdruckteil des Gasnetzwerkes zu betreiben (wie oben beschrieben), die andere Aufgabe ist es, eine Methanspaltungsanlage mit Methan bzw. e-Methan jeweils dezentral am Eingang des Niederdruckgasnetzwerkes zu betreiben. Der genutzte Energieträger sollte zunächst zwingend Methan sein und nicht der über die Ammoniakschiene importierte Wasserstoff, weil nur so das bestehende Ferngasnetzwerk und insbesondere auch dessen Massenspeicher für die Kompensation der Lastanomalie im Winterhalbjahr weiterverwendet werden kann.

¹⁶ wegen des unvermeidlichen Carnot-Verlust von über 50% sollten in Kraftwerken Verbrenner nicht weiterverwendet werden. Siehe auch Regeln für Lkw-Antriebe

¹⁷ Hier sollten Speichertechnologien verwendet werden, die pro kWh deutlich billiger sind, sie dürfen dafür aber deutlich schwerer und in ihrer Reaktion langsamer als Akku-Speicher sein. Nur Tagesspeicher, die besser dezentral platziert sind müssen sehr schnell sein.

¹⁸ um über den Tag einen möglichst gleichmäßigen Lastverlauf zu erhalten

¹⁹ Es ist z.Z. unklar, ob überhaupt etwas geändert werden muss, wenn nur die Niederdruckleitungen betroffen sind

²⁰ z.B. Pyrolyseanlage oder modernere Technologien

Hinweis: Die Kohlenstoffabspaltung hier dezentral vor der Nutzung des Wasserstoffs schließt die Dekarbonisierung der Nutzung der fossilen oder e-fuel Treibstoffe für die verbliebenen Verbrennerfahrzeuge ab und macht deren Betrieb weltklimatechnisch CO₂-neutral. Es bleibt aber die politische Frage, ob der emittierte CO₂-Anteil aus den Kraftstoffen, der ja am Beginn der Methanschiene durch z.B. DAC zurückgewonnen wurde und als H₂-Trägermedium nach Deutschland exportiert wurde der CO₂-Bilanz in Deutschland angerechnet wird. Klimatechnisch wirkt das allemal.

Fernwärmekraftwerke können ihre Umstellung auf Wasserstoff zeitlich unabhängig von der Wärmenutzung vornehmen²¹. Auch hier sollten die Fernwärmekraftwerke über die Methanschiene versorgt werden, um die Lastanomalie im Winter aus dem „Erdgasspeicher“ – dann Methanmassenspeicher – kompensieren zu können. Die Kapazität der verwendeten Methanpyrolyse muss entsprechend ausgelegt sein. Die Doppelnutzung als KWK-Anlagen (Wärme und Strom) erzeugt keine Carnot-Verluste. Wasserstoff betriebene Fernwärmekraftwerke und BHKW haben so einen guten Wirkungsgrad und sind ebenfalls CO₂-neutral²².

Diese Fernwärmekraftwerke müssen so skaliert werden, dass sie zur Not Stromengpässe wegen extremer Dunkelflauten unterstützen können. Dazu muss bei den Anlagen eine entsprechende Kühlung - wegen der Nichtnutzung der Wärme - eingerichtet sein²³.

Die Wärmepumpen, die den Strom der Fernwärmekraftwerke oder BHKW nutzen, werden nur für Warmwasser und im Winter proportional der „Außenkälte“ gebraucht. Diese Volatilität ist an wenigen Tagen im Jahr extrem. Diese Spitzen sollten, wie das bei WP jetzt schon gängig ist, durch elektrisches Nachheizen abgefangen werden. Der nötige Strom dazu muss intelligent gesteuert durch vorherige Aufladung aller Stromspeicher durch die KWK-Anlagen bereitgestellt werden.

- Die **Treibstoffversorgung** für Fahrzeuge und Flugzeuge auf CO₂-neutralen Betrieb umzustellen ist komplex und die gegenseitige Abhängigkeit ist hier am größten, weil es in der Übergangszeit hier mehrere Wechsel und sich langsam ändernden Zusammenstellungen gibt. Und alles ist nach einer Anlaufzeit für jeden Zweig unabhängig.

Das Grundprinzip der Skalierung dieses Teilsystems sollte sich an den folgenden Regeln orientieren. Siehe dazu auch die Abbildung 5 aus dem Teil 2 dieser Systemarchitektur:

1. So lange, wie der Import an stofflichen Energien noch anteilmäßig auf e-Methan – also Wasserstoff auf einem Kohlenstoff Transportmedium – besteht, können so viel CO₂ emittierende e-fuel Treibstoffe verwendet werden, wie das Trägermedium für den e-Methan-Import „mitbringt“.
2. Das importierte e-Methan muss dazu am Beginn des Transportweges aus der Umgebung gewonnen und mit grünem Wasserstoff zu e-Methan umgeformt werden.
3. In der Übergangszeit können beide „Seiten“ vorübergehend diese Regel missachten und dann geduldet in kleinerer und abnehmender Menge CO₂ emittieren.
4. Die Menge des in Deutschland aus Industrie-Abgasen gefilterten CO₂s muss auch in Deutschland²⁴ z.B. als Kohlenstoff entsorgt werden. Das kann vorteilhaft über die Methanpyrolyseanlagen des importierten e-Methans im Niederdruck-H₂-Netzwerkes realisiert werden.

²¹ siehe dazu: <https://fnb-gas.de/pressematerialien/erklavideo-umstellung-einer-fernleitung-von-erdgas-auf-wasserstoff/>

²² vor der Umstellung auf H₂ mit Nutzung von z.B. Methanpyrolyse wird das noch an verschiedenen Stellen verbleibende Rest-CO₂ noch geduldet emittiert und wie das von e-fuels behandelt und entsorgt

²³ Das verschlechtert den Wirkungsgrad, bleibt aber CO₂-neutral

²⁴ sonst muss CO₂ weit transportiert werden. Das kann man einsparen

Hinweis: Das CO₂, das in Deutschland in die Umgebungsluft abgegeben wurde, wird also rechnerisch ggf. weit entfernt am Anfang des e-Methantransportweges wieder aus der Luft durch DAC (oder aus dem Seewasser mit mCCR) zurückgewonnen. Und dann als Trägermedium des eigentlich zu exportierenden Wasserstoffs nach Deutschland zurückgeschickt. Hier wird das ankommende e-Methan direkt in das schon existierende Ferngasnetzwerk eingespeist und bis an die Übergangsstelle zum Niederdrucknetzwerk transportiert. Hier sollten im Lauf der Übergangszeit dann zunehmend Anlagen zur Trennung des Methans in den eigentlich importierten Wasserstoff und den Kohlenstoff stehen, der rechnerisch aus dem am Anfang der Prozesskette in die Umgebungsluft abgegebenen Abfall-CO₂s stammt.

Die ganze Kette der Dekarbonisierung ist somit am Ende der Übergangszeit klimaneutral – auch einschließlich des importierten Wasserstoffs für eine ganz andere Aufgabe.

- Die Bio-Masse hat, solange sie nicht verbrannt wird, einen negativen CO₂-Fußabdruck. Bio-Masse sollte deshalb am besten als e-Methan in das Ferngasnetzwerk eingespeist werden. Dann, im Niederdruckteil des Netzwerkes, wird dieses in Wasserstoff und weiter verwendbaren Kohlenstoff getrennt und somit bleibt der negative CO₂-Fußabdruck erhalten. Auf diese Weise wird „Raum“ für andere nicht vermeidbare CO₂-Emissionen bereitgestellt. Das Ganze bleibt zusammen trotzdem CO₂-neutral.
- Der Import von Wasserstoff kann auch über eine Ammoniakschiene laufen. Hier ist kein Kohlenstoff beteiligt. Deshalb sollte dieser Weg auch zur Ausbalancierung des nutzbaren Kohlenstoff-trägermediums aus der Methanschiene verwendet werden. Ansonsten ist die Verwendung der Ammoniakschiene besonders günstig für die Versorgung der Industrie und in Ballungsgebieten. Dann ist der Aufwand für den Bau eines begrenzten Wasserstoffnetzwerkes gering. Dieses Wasserstoffnetzwerk kann ggf. nach der Übergangszeit erweitert und so das heute schon bestehende Erdgasnetzwerk ersetzen.
- Zu Steuerung des Ablaufs der Umstellung der Treibhausversorgung muss mit „nicht technischen Mitteln“ erreicht werden, dass ...
 1. ... die Anzahl der Benzinfahrzeuge stetig im Laufe der Übergangszeit auf einen minimalen Restwert abnimmt und durch Fahrzeuge mit e-Antrieb ersetzt werden. Davon etwa $\frac{2}{3}$ auf BEV und $\frac{1}{3}$ auf FCEV
 2. ... die Anzahl der Dieselfahrzeuge stetig im Laufe der Übergangszeit auf einen sinnvollen Restwert abnimmt und durch Fahrzeuge mit e-Antrieb ersetzt werden. Davon etwa $\frac{1}{3}$ auf BEV und $\frac{2}{3}$ auf FCEV
 3. ... bei der Herstellung von Benzin stetig der Anteil von e-Benzin von der heutigen Beimischung von e-Methanol auf am Ende 100% zugemischt wird
 4. ... bei der Herstellung von Diesel stetig der Anteil von e-Diesel auf am Ende 100% zugemischt wird
 5. ... am Ende der Übergangszeit die Nachfrage nach e-Benzin und e-Diesel wegen der jetzt fehlenden Fahrzeuge auf nahezu null reduziert wird und dass die freiwerdende Produktionskapazität für die Produktion von e-Kerosin verwendet wird.

3 Zusammenfassung

In den beiden Teilen 1 und 2 dieser 4. Ebene dieses Architekturvorschlags einer Energieversorgung mit einer ausgeglichenen Bilanz der CO₂-Emissionen sind die zukünftige Bereitstellung von grünem Strom und grünem Wasserstoff und dessen erforderliche Infrastruktur in nur noch leichter Abstraktion und somit technologie-offen vorgestellt.

Grüner Strom wird durch Wind- und PV-Anlagen über das Land und auf See verteilt in Mengen gewonnen, von denen man annimmt, dass der empfundene „Flächenverbrauch“ dafür noch von der Bevölkerung akzeptiert wird. Damit kann man den gesamten lokalen Strombedarf für alle Nutzerklassen einschließlich der Regelernergie für die volatile Produktion erreichen. Es ist somit kein Stromimport notwendig aber auch kein Strom für andere Bereiche als mechanische Arbeit „übrig“.

So soll es sein – aber wie kommen wir dahin.

Die Ausgangssituation war (ist) die Stromproduktion mit fossilen Energieträgern und Verbrennungsmaschinen. Das hat den größten Teil unserer CO₂-Emissionen und der Energieverluste (bezogen auf die Primärenergie) verursacht im Gegensatz zu den schon immer genutzten Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken.

Als Gasversorgung wurde Erdgas verwendet und dafür ein gut 500.000 km langes Rohrleitungsnetz aufgebaut und genutzt. Etwa ein Viertel davon als Niederdruck-Verteilnetzwerk.

Es gilt also eine erneuerbare Stromproduktion aufzubauen einschließlich der Versorgung mit den notwendigen Speichern für die Residualenergie. Die großen Überland-Stromtrassen können weiterverwendet werden aber ggf. mit Erweiterungen in den Nord-Süd-Langstrecken in beide Richtungen (wobei die Süd-Nord-Richtung mit weniger Leistung nur im Sommer gebraucht wird und ggf. von dem bestehenden Netz aufgefangen werden kann und nicht auch die Gegenrichtung für Gleichstrom ausgebaut werden muss).

Die volatile Strommenge, die durch PV und Wind produziert wird, kann durch intelligente Speicherketten unterschiedlicher Technologien so optimiert werden, dass der so entstehende Stromertrag über das ganze Jahr bedarfsgerecht umgespeichert wird. Eine Kopplung mit den Fahrzeugbatterien braucht man nicht.

Und natürlich die Gas-Versorgung. Das Hoch- und Mitteldruck Gasnetzwerk und die großen (bisherigen) Erdgasspeicher können ohne Änderung bis nach der Übergangsphase weiter benutzt werden, weil darin auf Dauer nur e-Methan transportiert bzw. gespeichert wird. Das gilt auch für die Transporteinrichtungen wie Pipelines und LNG-Terminals. Es muss geprüft werden ob das jetzige Niederdruckgasnetzwerk (unter 0,1 bar) so oder nur leicht verändert für Wasserstoff (über Pyrolyse aus dem e-Methan) benutzt werden kann.

Verbrennungskraftwerke und dazu gehören auch die BHKW braucht man nur noch als KWK-Anlagen für die gekoppelte Produktion von Warmwasser, Fernheizungswärme und der Gewinnung für den Strom für Wärmepumpen parallel zu der allgemeinen Bereitstellung von Strom.

Am Beginn der Übergangsphase werden KWK-Anlagen z.B. mit Erdgas betrieben und müssen bis zur Mitte der Übergangsphase mit einem zunehmenden Anteil von Wasserstoff und dann mit reinem Wasserstoff betrieben werden können.

Wenn im Lauf des Winters die Speicher für die Halbjahres-Nachfrageschwankungen fast entladen sind, kann man die KWK-Anlagen, ohne die Wärme zu nutzen, zur Unterstützung der Produktion von Strom verwenden, um über den Umweg der Elektrolyse die Speicher auf den üblichen Ladezustand hoch zu laden.

Die energetische Nutzung von Wasserstoff basiert auf der Erkenntnis, dass die benötigte Menge Wasserstoff nicht in Deutschland gewonnen werden kann. Deutschland muss Wasserstoff in erheblichen Mengen in sonnenreichen Gegenden dieser Welt gewinnen und über geeignete Transportschienen nach Deutschland bringen. Jetzt ist aber reiner Wasserstoff kein Stoff der problemlos transportiert werden kann. Es geht nur entweder mit erheblichem Druck oder extrem tiefer Temperatur. Beides ist unschön.

Da bleibt nur Wasserstoff chemisch zu binden und dann als Gas oder Flüssigkeit mit Hilfe eines Trägermediums zu transportieren. Da haben sich bereits zwei Trägermedien bewährt, Ammoniak und Kohlenstoff in Form von Methan. Beide dieser Medien sind hier vorgeschlagen den (grünen) Wasserstoff nach Deutschland zu bringen.

Neben der Methanschiene gibt es noch die Ammoniakschiene. Diese Transporttechnologie ist eine etablierte Technik in der chemischen Düngemittel-Industrie. Sie benutzt in großen Mengen Stickstoff aus der Atmosphäre am Beginn des Transportmedium und nutzt Pipelines, Schiffe oder die Bahn als Transportwege. Am Zielort wird für die H₂-Gewinnung der Stickstoff abgetrennt und in die Luft „entsorgt“. So braucht auch die Ammoniakschiene keinen Rücktransport des Trägermediums. Damit eignet sich Ammoniak wie Kohlenstoff auch als Energieträger für Pipelines.

Die Menge des H₂-Importes über die Ammoniakschienen wird während der Übergangsphase durch die fast bis auf null abnehmende Menge des H₂-Imports über die e-Methan Schienen bestimmt.

Das vorteilhafte an der Methanschiene ist, dass sie doppelt genutzt werden kann, denn sie transportiert nicht nur Wasserstoff, sondern auch Kohlenstoff als Trägermedium. Der Kohlenstoff stammt dabei aus dem CO₂, das am Beginn des Transportweges aus der Umgebungsluft z.B. mit DAC oder mCCR entnommen wurde. Somit hat das e-Methan einen negativen CO₂-Fußabdruck²⁵. Man kann also Treibstoffe herstellen und nutzen (verbrennen) weil das so emittierte CO₂ ja der Umwelt schon entnommen wurde, um neuen Treibstoff herzustellen. Das ermöglicht eine CO₂-neutrale Endlosschleife.

Die Zahl der e-fuels nutzenden Bestandsfahrzeuge wird während der Übergangszeit durch den vermehrten Ersatz durch BEV und FCEV weniger und damit auch der Bedarf an e-fuels. Dadurch kann die e-fuel Produktionskapazität nach und nach für die Produktion von e-Kerosin umgestellt und fossilem Kerosin beigemischt werden. Damit wird auch Flugzeugtreibstoff zunehmend CO₂-neutral. Am Ende der Umstellungsphase werden e-fuels nur noch für e-Kerosin gebraucht. Das betrifft dann auch die CO₂ Gewinnung durch DAC die dann nur noch von e-Kerosin-Nutzern refinanziert werden muss. Siehe dazu eine Überschlagsrechnung in Anhang C.

Bleibt noch die Dekarbonisierung der CO₂-Emissionen deren Edukte nicht aus der zeitnahen Entnahme aus der Umgebungsluft stammen (z.B. in der Zementindustrie). Hierzu kann z.B. die örtlich gewonnene Bio-Masse benutzt werden. Diese kann in Form von e-Methan über das lokale bestehende Ferngasnetzwerk bis an den Niederdruck transportiert werden wo die Spaltung zu Wasserstoff und festem Kohlenstoff stattfindet.

Dort wird das H₂ zu den Endverbrauchern geliefert und der Kohlenstoff als Baustoff endgültig "entsorgt"²⁶. Damit wird das noch von klassisch angetriebenen Fahrzeugen oder Maschinen in die Umgebungsluft emittierte CO₂ kompensiert. Dies ist zielführender als aus CCU Bio-Methan zu produzieren, weil das CO₂ ja dann immer noch besteht.

Die Kompensation der Akteure könnte man vergleichbar zur MwSt. einrichten. Das Geld sollte in Gegenrichtung zu dem chemisch gebundenen CO₂ fließen. Die CO₂ Erzeugung aus Industrieprozessen wird dagegen entsprechend belastet. Der DAC-Prozess im Exportland des e-Methans wird mit dem ersten Abnehmer in der Verarbeitungskette vergütet.

Damit ist am Ende der Übergangszeit alles CO₂-neutral. Die benutzte elektrische Energie, einschließlich der Regelenergie, wird lokal aus Sonne und Wind erzeugt. Grüner Wasserstoff wird vornehmlich aus Schwellenländern importiert. Die Wärmeerzeuger in den Haushalten einschließlich der Heizungen verwenden Wasserstoff direkt oder über den „Umweg“ über Wärmepumpen.

Alles ist nach der Übergangszeit CO₂-neutral und das mit den niedrigsten Investitionen und das so, dass alle neuen Investitionen auch nach der Übergangsphase weiterverwendet werden können.

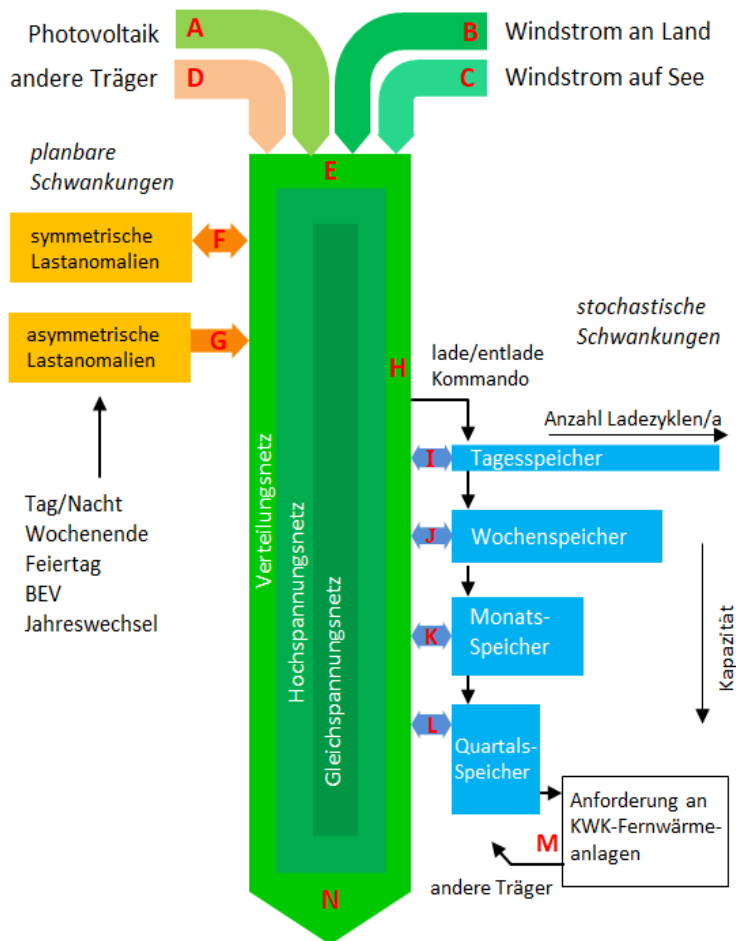
²⁵ siehe auch 29-01-2021-DAC-Studie-Executive_Summary.pdf

²⁶ also nie verbrannt

Hier noch einmal in Kurzform die CO₂-freie Gewinnung von elektrischer Energie ohne Entropieerhöhung

Die Primärenergien **A**, **B** und **C** werden lokal gewonnen. Spätestens am Ende der Übergangsphase müssen deren Mengenverhältnisse so bestehen, dass sich ihre Ertragsschwankungen über das Jahr gegenseitig ausgleichen. Dadurch braucht man keinen „Jahresspeicher“.

Der „andere“ Ertrag **D** muss passend zum Fortschritt der volatilen Generatoren in der Übergangsphase die fehlenden Mengen zum Jahresendenergiebedarf ggf. mit CO₂-Ausstoß unter Berücksichtigung von **G** und **M** genau schließen. Je nach Fortschritt der Nutzbarkeit anderer Technologien wird der notwendige Anteil **D** auf „Null“ reduziert. Dann bildet die Menge **E** den unregelmäßigen Teil der Primärenergie.



bedarfsgerechte Stromversorgung über die Tage, die Wochen, die Feiertage, die Wetterperioden und Jahreszeiten ohne Entropie bzw. Carnotverluste

Abbildung 2: CO₂-frei und ohne Entropie Strom gewinnen

Die planbaren und symmetrischen Lastanomalien wie z.B. Wochenende... können durch passende Speicher **F** ausgeglichen werden. Diese ändern (η !) nicht die Menge, sondern nur den Zeitpunkt der Verfügbarkeit der nutzbaren Energie. Die ebenfalls planbaren aber asymmetrischen Lastanomalien z.B. Jahreswechsel... werden nicht durch Speicher ausgeglichen. Das wären sehr ineffektive Speicher mit sehr langen Zeiten der Energiespeicherung und sind deshalb besser durch steuerbare Generatoren **G** zu realisieren.

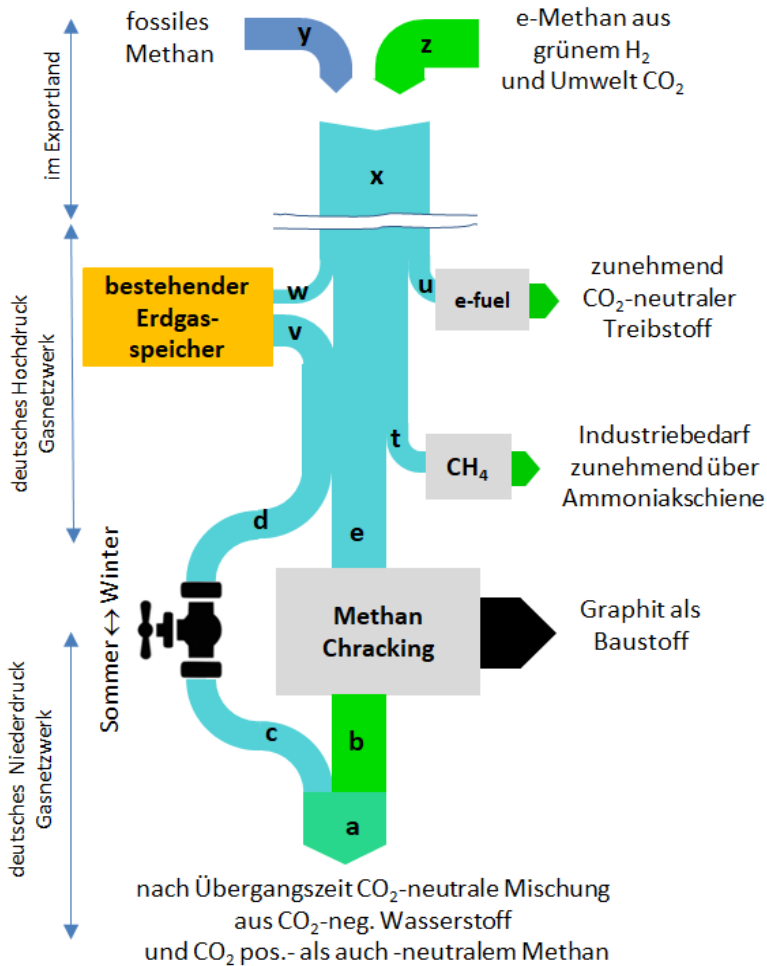
Das ergibt die Strommenge **H**, die hier nur noch stochastische Schwankungen hat. Die Frequenzbandbreite ist jedoch ungewöhnlich hoch. Das reicht vom Minutenbereich **I** über alle Spektralbereiche **J** und **K** bis hin zu Halbjahreswellen **L**. Für jeden dieser Frequenzbereiche sind andere Akkutechnologien optimal. Durch eine hierarchische Steuerung der Bevorzugung von schnell reagierenden Technologien (mit gutem Wirkungsgrad – aber teuer –) die pro Jahr mehrere hundert Lade/Entladezyklen bekommen **I**, bis hin zu sehr großen ggf. langsamen Speichern **L**. Diese dann mit schlechtem Wirkungsgrad aber billig mit nur einzelnen Ladezyklen pro Jahr und dadurch mit schlechteren Abschreibungsmöglichkeiten. Die Kapazitäten dieser Speicherklasse sind so gewählt, dass die teureren Technologien deutlich höhere Jahreszyklen durchfahren als die

preiswerten und das nur durch Weitergabe der jeweiligen Ladezustände an die niedrigere Speicherklasse.

Wenn es in Jahren mit extremen Wetterbedingungen tatsächlich in den Quartalsspeichern zu Engpässen führt, können diese bei den KWK-Anlagen, die eigentlich nur in Winterspitzenzeiten in ihrer Kapazität gebraucht werden, angefragt werden, ausnahmsweise Strom als Primärenergie **D** einzuspeisen.

Und hier in Kurzform die CO₂-freie Gewinnung von stofflicher Energie ohne Verlust von Wärmeenergie

Die importierte Gasmenge **x** bzw. **y+z** entspricht dem Bedarf an stofflicher Energie, gemessen an dem Energieinhalt des beteiligten Wasserstoffs und ohne den Ammoniakanteil der inhärent CO₂-frei ist.



Das Mischungsverhältnis der Quellen **y/(y+z)** beginnt bei 1 - also nur fossiles Methan bzw. Erdgas und wechselt in der Übergangszeit bis zu Werten nahe Null - also fast vollständig e-Methan, ohne fossilen Kohlenstoff **z**. Dadurch wird am Anfang noch fossiles CO₂-emittiert und dann zunehmend durch e-Methan ersetzt.

Die Menge **w**, also die Energie, die über die Jahre kontinuierlich und gleichmäßig in den bisher schon bestehenden Gasspeicher fließt, entspricht dem Bedarf an Raumheizungsenergie (über das Jahr gemittelt). Auch die Fernwärmanlagen nutzen den Gasspeicher und somit die Methanschiene, um den schwankenden Bedarf an Brennstoff über das Jahr abbilden zu können.

Die aus dem Gasnetz entnommene Menge **u** wird für die am Ende der Übergangszeit CO₂-neutrale Produktion und Nutzung von e-fuels benutzt – einschließlich und später nur noch für e-Kerosin.

Der Anteil **t** aus dem Mittel- oder Hochdruckteil des bestehenden Gasnetzes, wird anfangs für die Versorgung der Fernheizkraftwerke und der Industrie mit Brennstoff

Abbildung 3: Das Zusammenspiel der Schlüsseltechnologien

verwendet und später durch Wasserstoff aus der Ammoniak-schiene ersetzt. Auch das ist am Ende der Übergangszeit somit CO₂-neutral.

Für die Nutzung von Warmwasser und anderen über das Jahr gleichbleibenden Mengen von Brennstoffen (z.B. kochen) wird die Menge **e** de-karbonisiert und als Wasserstoff mit negativem CO₂-Fußabdruck in der Menge **b** genutzt. Dieser negative Fußabdruck erlaubt an anderer Stelle eine entsprechende Menge an nicht zu vermeidenden CO₂-Emissionen.

Die aus dem bestehenden Gasspeicher entnommene Menge **v** wird entsprechend der Außentemperatur grob geregelt **d** und bildet als Menge **c** zusammen mit der Menge **b**, über alles gerechnet eine vollständig CO₂-neutrale Gasversorgung **a**.

Die Menge **w**, also die Energie, die über die Jahre kontinuierlich und gleichmäßig in den bisher schon bestehenden Gasspeicher fließt, entspricht dem Bedarf an Raumheizungsenergie (über das Jahr gemittelt). Auch die Fernwärmanlagen nutzen den Gasspeicher und somit die Methanschiene, um den schwankenden Bedarf an Brennstoff über das Jahr abbilden zu können.

Die aus dem Gasnetz entnommene Menge **u** wird für die am Ende der Übergangszeit CO₂-neutrale Produktion und Nutzung von e-fuels benutzt – einschließlich und später nur noch für e-Kerosin.

Der Anteil **t** aus dem Mittel- oder Hochdruckteil des bestehenden Gasnetzes, wird anfangs für die Versorgung der Fernheizkraftwerke und der Industrie mit Brennstoff verwendet und später durch Wasserstoff aus der Ammoniak-schiene ersetzt. Auch das ist am Ende der Übergangszeit somit CO₂-neutral.

Weiter gibt es noch die Ammoniakschiene, über die Wasserstoff aus sonnenreichen Gebieten und aus atmosphärischem Stickstoff zusammen als Ammoniak in der Übergangszeit vor allem den Industriebedarf zunehmend unterstützt. Der Anteil reduziert aber den Bedarf an e-Methan. Dieser darf dabei nicht geringer werden als er für die e-fuel-Produktion und die Versorgungen über das Methangasnetzwerk gebraucht wird.

Anhang A: welche offenen Fragen bleiben

informativ

A.1 Formalisierung dieser (einer) funktionalen Architektur

Es ist mehr als sinnvoll, wenn vor Beginn einer Systementwicklung, die dann – vorläufig – die Skalierung bzw. das Mengengerüst der Gesamtanlage sowie die Platzierung der wichtigen Einzelelemente eine Funktionale Gesamtarchitektur formuliert, abgestimmt, genehmigt und veröffentlicht wird.

Für solche Schritte sind Standards gut geeignet. Hier gibt es eine lange Erfahrung mit geschlossenen Gruppen, die im Prinzip anfangs für alle offensteht, die Sachkenntnis und Eigeninteresse haben. Hier wird in vielen sehr genau definierten und festgeschriebenen Prozessschritten Schritt für Schritt und nachvollziehbar eine Lösung erarbeitet, die für alle tragbar ist. Die Pflege dieser Lösung über der Zeit ist genau definiert. Standards sind referenzierbar in Amtsvorschriften und Gesetzen – auch Europaweit.

A.2 Bestätigung einiger Annahmen

In den vorhergegangenen Abschnitten wurden Annahmen gemacht, ob es vernünftige Technologien gibt, die die dort formulierten Anforderungen technologisch umsetzen können. Meistens ist das naheliegend aber manchmal sind angenommene Technologien in ihrem Entwicklungsstatus ggf. noch nicht alltagstauglich einsetzbar. Das muss frühzeitig erkannt und ggf. gefördert werden.

Hier einige Beispiele:

A.2.1 Wasserstoffspeicher in Lkws und deren Tankprozess

A.2.2 Ammoniak spalten

A.2.3 Methanspaltung dezentral für den Bedarf von Stadtwerken

A.2.4 DAC und mCDR alltagstauglich machen

Diese Technik ist besonders für den Betrieb in H₂-Exportländern relevant. Sie könnte als Einstieg in eine neue kaum besetzte Technologie gelten, wenn Deutschland lernt, wie man das macht und den sonnenreichen Schwellenländern hilft diese Technologie bei ihnen (für sich selbst und den Transport nach Deutschland) in einem wirtschaftlich relevanten Bereich einzusetzen. Siehe auch C.1.

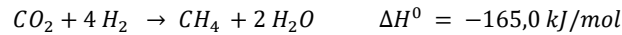
A.2.5 Optimierung des Sabatier-Prozesses mit besserem Wirkungsgrad

Anhang B: Dekarbonisierung von CO₂

informativ

B.1 Die Dekarbonisierung der unvermeidlichen CO₂-Emissionen der Industrie

Sabatier Prozess



Edukte Synthetic Methan

2,7 t CO₂ (1400 Nm³)
0,5 t H₂ (5600 Nm³)

Produkte SNG

1 t Synthetic Methan \Rightarrow 7,407 Mio. t Methan \Rightarrow 97,86 TWh
2,2 t Wasser

Quelle: Nutzung von CO₂ in fossilen Energiewandlungskreisläufen ThyssenKrupp, Sep.2011 Seite 27

Energiedichte von Wasserstoff: 33,33 kWh/kg

Methan: 13,9 kWh/kg oder 13,9 MWh/t oder 13,9 TWh/Mio. t

Wie wird die Dekarbonisierung von Zementherstellung skaliert?

Laut der Analyse „Branchenbarometer Biomethan 2023“ der dena hat der Gesamtabsatz von Biomethan im Jahr 2022 erstmals die 11-TWh-Marke²⁷ überschritten.

Damit ergibt sich das Gewicht des 2023 produzierten 11 TWh Biomethans von $\frac{11,2 \cdot \text{TWh} \cdot \text{Mio. t}}{13,9 \text{ TWh}} = 0,806 \text{ Mio. t}$

weiter über Atomgewicht:

C 12,01
O 15,9994
H 1,0079

$\Rightarrow \text{CO}_2 = 12,01 + 2 \cdot 15,9994 = 44,01$ oder der C-Anteil ist pro Molekül $12,01/44,01 = 27,3\%_{\text{Masse}}$

oder der Kohlenstoffausstoß der Zementindustrie enthält bei 20,0 Mio. t CO₂ $\Rightarrow \text{C}_{\text{CO}_2} = 5,46 \text{ Mio. t/a}$

$\Rightarrow \text{CH}_4 = 12,01 + 4 \cdot 1,0079 = 16,04$ oder der C-Anteil ist pro Molekül $12,01/16,04 = 74,9\%_{\text{Masse}}$

Aus <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE> ist zu entnehmen, dass die Produktion von Strom aus Biomasse im Jahr 2023 41,5 TWh betrug. Diese wurden in Wärme-Kraft-Maschinen erzeugt, die einen Wirkungsgrad von geschätzten 45% hatten. Daraus folgt, dass die Primärenergie in Form von Biomethan $41,5 \text{ TWh} / 0,45 = 92 \text{ TWh}$ bzw. eine Masse von $92 \text{ TWh} / 13,9 \text{ TWh/Mio. t} = 6,62 \text{ Mio. t}_{\text{Biomethan}}$ hatten.

Daraus folgt, dass der Kohlenstoffausstoß der Pyrolyse von 6,62 Mio. t BioMethan

$\Rightarrow \text{C}_{\text{BioMethan}} = 6,62_{\text{CH}_4} \text{ Mio. t} \cdot 74\% = 4,9 \text{ Mio. t Kohlenstoff}$ und ca. 1,72 Mio. t Wasserstoff²⁸, das wiederum entspricht einem Energieanteil des Wasserstoffs von $1,72 \text{ Mio. t} \cdot 33,33 \text{ TWh/Mio. t} = 57,33 \text{ TWh}_{\text{Wasserstoff}}$

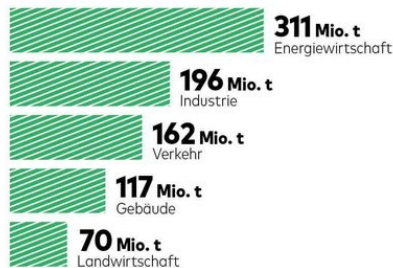
²⁷ <https://agriportance.com/de/blog/warum-der-deutsche-biomethanmarkt-so-interessant-ist-eine-tiefgehende-betrachtung/>

²⁸ hier sind 10 % des Wasserstoffs als Verlust des Endothermen Pyrolyse-Prozesses angenommen.

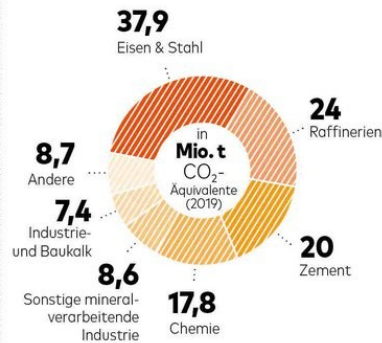
WASSERSTOFF FÜR DEN KLIMASCHUTZ

Experten sind sich weitgehend einig, dass ohne die Nutzung von grünen Wasserstoff die Ziele der Energiewende – ganz besonders in der Industrie – kaum zu erreichen sind.

WELCHEN ANTEIL AM CO₂-AUSSTOSS HAT DIE INDUSTRIE?



WELCHEN ANTEIL DARAN HABEN DIE EINZELNEN INDUSTRIEBRANCHEN?



[Quelle: Umweltbundesamt]

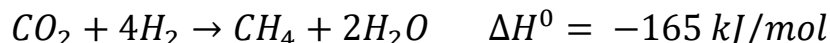
Quelle: <https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/wasserstoff-statt-kohle-der-stahl-der-zukunft-ist-klimafreundlich/>

B.2 Die Dekarbonisierung des e-fuel Ausstoßes ab 2050

Dazu eine Überschlagsrechnung:

Um z.B. den 30 Mio. t/a CO₂-Ausstoß der Zementindustrie und einige Reserven zu kompensieren müssen demnach in der Summe Prozesse der Dekarbonisierung mit insgesamt -30 Mio. t/a + ggf. Zuschüsse für Endotherme Prozesse laufen.

Da ist zunächst die Methanisierung des aus der Luft oder aus Biomassen gewonnene CO₂ mit Hilfe von Wasserstoff der durch Wasserspaltung mit Sonnenenergie gewonnen wurde. Aus den Edukten CO₂ und H₂ kann man z.B. mit dem Sabatier-Prozess Methan (CH₄) und Wasser erzeugen.



Wenn man für die einzelnen Moleküle dieses Prozesses deren Mol-Masse einsetzt

$$44,01 + 8,06 \Rightarrow 16,04 + 36,03$$

und auf eine vorläufige CO₂-Menge von z.B. 30 Mio. t/a skaliert dann erhält man deren Massenwerte vor dem Transport von

$$30,00 + 2,75 \Rightarrow 10,94 + 24,56 \quad \text{in Mio. t/a}$$

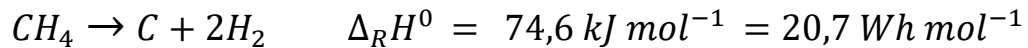
also 10,94 Mio. t/a e-Methan, das 30,0 Mio. t/a an CO₂ gebunden hat. Das ist verblüffend wenig für einen negativen CO₂ Ausstoß, der die gesamte „unvermeidbare“ CO₂-Produktion der Industrie kompensiert.

Die vorläufig angenommenen etwa 11 Mio. t/a an e-Methan werden in die Nähe der späteren Wasserstoffverbraucher transportiert und in Wasserstoff umgewandelt (weil der Transport von Methan einfacher ist als der von Wasserstoff).

Da dieses e-Methan nicht verbrannt werden darf (sonst geht der negative CO₂-Fußabdruck verloren) bleibt als Umwandlungstechnologie vor allem die Methan-Pyrolyse.

Auch hierfür eine Überschlagsrechnung:

Die am Zielort angekommenen 10,94 Mio. t/a an e-Methan enthalten noch den Kohlenstoff aus dem am Beginn des Transportes eingefangenen CO_2 . Die Pyrolyse trennt das CH_4 Molekül des Methans in seine Edukte C Kohlenstoff und H_2 Wasserstoff. Also



und in der Darstellung der Molekulargewichte und der Skalierung auf 10,94 Mio. t/a e-Methan

$$16,04 \Rightarrow 12,0107 + 4,0318$$

ergeben sich die Mengen von Wasserstoff und dem Kohlenstoffstaub:

$$10,94 \text{ Mio. t CH}_4 \Rightarrow 8,1906 \text{ Mio. t Kohlenstoff} + 2,7494 \text{ Mio. t Wasserstoff}$$

Die umgeformte Menge an CH_4 beträgt $682 \cdot 10^9$ mol. Daraus folgt, dass für jedes mol 20,7 Wh Energie aufzubringen sind. Das ergibt dann 14,12 TWh/a an Energie für die Spaltung.

Wenn diese Menge an Energie aus dem produzierten Wasserstoff (108,3 TWh/a) genommen wird dann reduziert sich dessen Ertrag um 13%.

Eine funktionale Alternative wäre diese Cracking-Energie aus grünem Strom zu beziehen, aber für diese Mengen müssten die PV- und Windstromanlagen massiv über das eigentlich ausreichende Ziel für 2050 hinaus ausgebaut werden.

Hinweis: Diese vollständige Trennung der Strom- und Wasserstoffproduktion verringert die Komplexität des Gesamtsystems. Gerade bei Dunkelflauten sollte nicht auch die Wasserstoffproduktion behindert werden.

B.3 Nutzung von Wasserstoff als breit genutzter Sekundärenergieträger

B.3.1 Wasserstoff in der Industrie

Eisen und Stahl

Im Hinblick auf den bei der Wasserstoffproduktion z.T. anfallenden „Abfall“ an staubförmigem Kohlenstoff, der vorteilhafterweise in CFK (kohlefaserverstärktem Kunststoff) weiterverarbeitet werden sollte, muss angenommen werden, dass bei der dann vorhandenen Menge an CFK-Baustoffen die Nachfrage nach Stahl möglicherweise deutlich reduziert wird. Das würde dann das hier angenommene Mengengerüst beeinflussen und das CO_2 -Problem teilweise lösen.²⁹

Raffinerien

Fakt ist aber, dass die Raffinerien in Deutschland etwa 50TWh Strom benötigen und damit etwa 50 Millionen Tonnen Kraftstoffe herstellen.

Zement

Die Zementindustrie ist ein wesentlicher Verbraucher von thermischer Energie. Das waren 2019 pro Tonne Zement 778 kWh/t und bei einer jährlichen Produktion ergeben das für 2023 für knapp 23 Mio.t Tonnen 17,9 TWh an thermischer Energie. Siehe auch dazu Anhang A Tabelle a die Spalte Industrie.

Der elektrische Bedarf wird vorläufig als gleichbleibend angenommen und deshalb hier nicht betrachtet.

Der thermische Bedarf sollte 1zu1 auf Wasserstoff umzustellen sein, obwohl noch Bedenken bestehen, ob der thermische Übergang der Wasserstoffflamme zum Gestein ausreichend ist.

²⁹ siehe dazu auch Ebene 4 Teil 3 „e-fuel Bereitstellung“

Hinweis: Die sehr hohe CO₂-Emission bei der Zementherstellung wird genauer in der Ebene 4 Teil 3 „e-fuel Bereitstellung“ behandelt.

Im Hinblick auf den bei der Wasserstoffproduktion z.T. anfallenden „Abfall“ an staubförmigem Kohlenstoff, der vorteilhafterweise in CFK (kohlefaserverstärktem Kunststoff) weiterverarbeitet werden sollte, muss angenommen werden, dass bei der dann vorhandenen Menge an CFK-Baustoffen die Nachfrage nach Zement möglicherweise deutlich reduzieren wird. Das würde dann das hier angenommene Mengengerüst beeinflussen und das CO₂-Problem bei der Zementherstellung lösen.

B.3.2 Wasserstoff im Verkehr

Im Teil 1 Stromversorgung ist nur die Versorgung von etwa $\frac{2}{3}$ der Pkws und $\frac{1}{3}$ der Lkws als BEV berücksichtigt. Das sind die Pkws für Tagesbesorgungen und Pendlerfahrten. Als Langstrecken-Pkws werden wohl mehr FCEV nachgefragt aber im privaten Bereich falls ein Haushalt mehr als ein Fahrzeug betreibt ist mindestens eins davon BEV.

Kurzstrecken Lkws bis etwa 500 km/Tag sind als BEV angenommen, Langstrecken-Lkws als FCEV. Daraus folgt, dass die Bereitstellung von Wasserstoff für Brennstoffzellen diese Mengen beinhalten müssen. Das bedeutet, dass die Kosten für Wasserstoff – und Brennstoffzellen – schnell auf ein niedriges Niveau kommen müssen. Es muss erreicht werden, dass die CO₂-Steuern der verbleibenden Benzin- oder Diesel-Nutzer für die finanzielle Unterstützung der FCEV reicht. Das wird dadurch vereinfacht, dass am Anfang der Umstellung von vielen Fahrzeugen auch viele CO₂-Steuern eingenommen werden und nur wenige FCEV unterstützt werden müssen. Später kehrt sich das um, dann muss Wasserstoff konkurrenzfähig zu fossilen Treibstoffen sein. Da hilft auch noch der niedrigere energetische Verbrauch durch FCEV.

B.4 Herstellung von Kohlefasern

in Arbeit

B.5 Die e-fuel Herstellung

Fischer-Tropsch-Synthese

allgemein: F/T $n \text{ CO} + (2n + 1) \text{ H}_2 \Rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{ H}_2\text{O}$ $\Delta_R H = -n \cdot 160 \text{ kJ/mol}$

zunächst der erste Schritt zu einer Kohlenwasserstoffkette mit einer Länge von 1: oder gleich Methan + Wasser

F/T für $n=1$ $\text{CO} + (2 + 1) \text{ H}_2 \Rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$

dann mit jedem Zyklus die Verlängerung der Kette um 1 Kohlenstoffelement

also:

weiter mit jedem Schritt: $\text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{ H}_2\text{O} + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{C}_{n+1}\text{H}_{2n+6} + (n+1) \text{ H}_2\text{O}$ ³⁰

B.6 Wie entsteht Energie aus Biomasse

Die Fotosynthese

$6 \text{ CO}_2 + 12 \text{ H}_2\text{O} + \text{Sonne}$ ergibt $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6 \text{ O}_2 + 6 \text{ H}_2\text{O}$ ³¹

Energieform

CO₂-Emissionen in g/kWh

³⁰ das beteiligte Wasser wird in jedem Schritt wiederverwendet und um eine Mengeneinheit erhöht

³¹ Quelle: <https://www.u-helmich.de/bio/stoffwechsel/reihe4/reihe42/421-Uebersicht.html>

Braunkohle	1.150
Erdgas	819
Steinkohle	798
Biogas (Durchschnitt aller Arten)	230
Photovoltaik	50
Windenergie	23
Wasserkraft	18

Quelle <https://eps-bhkw.de/emissionen-biogas-faktencheck/>

Beurteilung der Nutzung von Ammoniak

Quelle: uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff-1

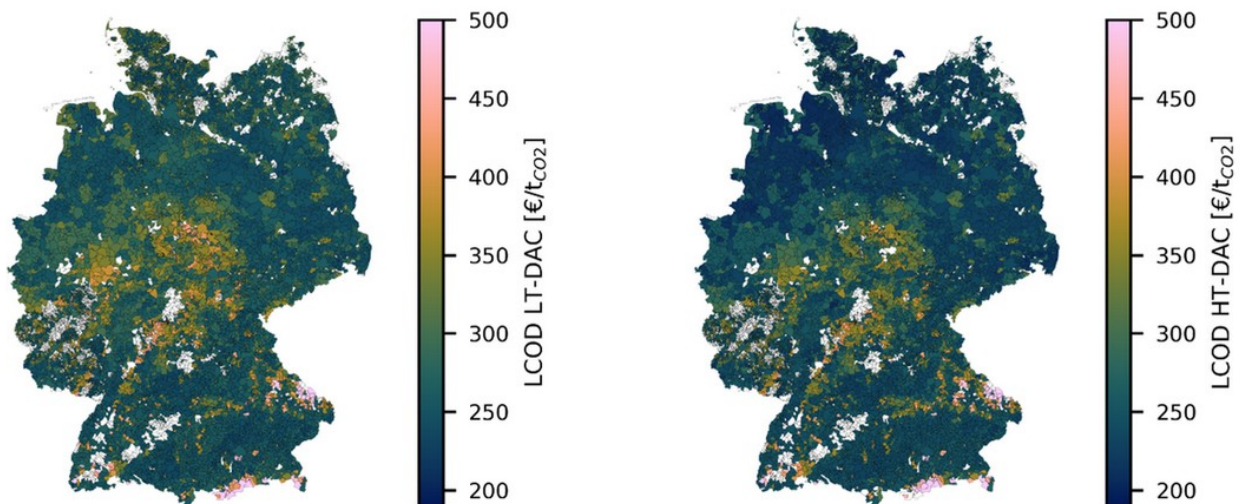
Anhang C: Der Bedarf von DAC im Verlauf der Übergangsphase

informativ

C.1 Die Techniken

Das Forschungszentrum Jülich hat die erfolgversprechenden Technologien für DAC genauer untersucht. Es ergab sich für den Standort Deutschland am Ende der Übergangsphase ein Preis in der Größenordnung von 100 t Kerosin ergibt für 3,15 t CO₂ pro t Kerosin, also 315 t CO₂ pro Transatlantikflug.

Dieser würde sich nach den Angaben in Bild 1 so um etwa 60 t€ verteuern, was bei 300 Passagieren den Flugpreis um ca. 200€ verteuern würde (abzüglich der Kosten für das Öl zur Herstellung des fossilen Kerosins) – und der Flug wäre CO₂-neutral.



Berechnete CO₂-Entnahmekosten von erneuerbar betriebenen Direct Air Capture Anlagen in Deutschland im Jahre 2045. A) Kosten von LT-DAC Systemen. B) Kosten von HT-DAC Systemen. Einige Regionen wurden bewusst ausgeschlossen, da dort kein ausreichendes Potenzial für erneuerbare Energien vorhanden ist. Beide Kostenachsen sind auf denselben Bereich begrenzt, um einen Vergleich der Technologien zu ermöglichen. LCOD-Werte von 500 €/tCO₂ oder mehr finden sich nur in wenigen Regionen, die alle in derselben Farbe dargestellt sind.

Copyright:
— Forschungszentrum Jülich

Bild 1 DAC-Betriebskosten für den Standort Deutschland

Hinweis: Nach dem hier vorgeschlagenen Konzept werden DAC-Anlagen aber nicht in Deutschland, sondern in den Exportländern von Wasserstoff benötigt.

Siehe auch <https://www.fz-juelich.de/de/aktuelles/news/pressemitteilungen/2025/direct-air-capture-ein-baustein-fuers-klima-aber-nicht-ueberall-kostenguenstig> oder

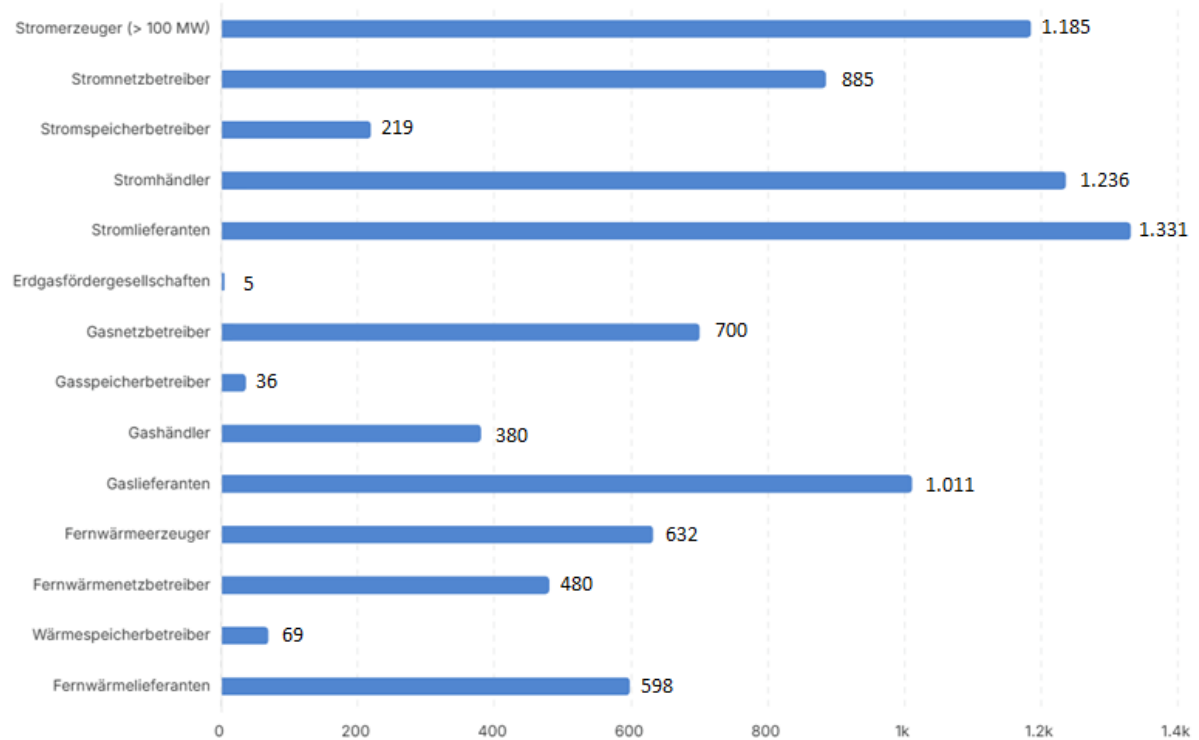
<https://doi.org/10.1016/j.adapen.2025.100229>

Anhang D: Struktur der Gasversorgung heute

informativ

D.1 Anzahl der Energieunternehmen 2024

In Abbildung D.1 sind die Anzahl der in der Gasversorgung tätigen Unternehmen gelistet



Quelle: [Energieunternehmen 2024](#), Statista 2025

<https://energiemarie.de/strom-gas/stadtwerke#:~:text=Laut%20statista.com%20gibt%20es%20insgesamt%201.331%20Stromlieferanten,1.000%20die%20auf%20dem%20deutschen%20Strommarkt%20agieren.>

Bild 2 Energieunternehmen 2024

tbc.

