

## **Heuristischer Ansatz für eine nachhaltige und CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung**

Ebene 4: Teil 2:

### **Die Aufgabe der CO<sub>2</sub>-freien Gasaufbereitung und Bereitstellung an die Endnutzer**

leichte editorische Änderungen Version 3.4 Stand: Dezember 2025  
erste Veröffentlichung Version 3.3 Stand: Juli. 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
<b>Die Aufgabe der CO<sub>2</sub>-freien Gasaufbereitung und Bereitstellung an die Endnutzer.....</b>	<b>1</b>
<b>Vorwort.....</b>	<b>3</b>
<b>1      Der Ausgangspunkt.....</b>	<b>3</b>
<b>2      Ersatz der fossilen Primärenergieträger .....</b>	<b>7</b>
<b>  2.1    Allgemein .....</b>	<b>7</b>
<b>  2.2    CO<sub>2</sub> und CCU-Management (Carbone Capture and Usage).....</b>	<b>9</b>
<b>3      Wasserstoff als relevanter stofflicher Energieträger.....</b>	<b>10</b>
<b>  3.1    Die relevanten Formen der stofflichen Energieträger für Wasserstoff.....</b>	<b>11</b>
<b>  3.2    Der jeweilige Bedarf an Wasserstoff für die Endnutzer.....</b>	<b>12</b>
<b>  3.3    Die Zusammenarbeit der Rollen oder Aufgaben der stofflichen Energieträger .....</b>	<b>15</b>
<b>  3.4    Wasserstoff für die Raumheizungen .....</b>	<b>19</b>
<b>4      Zusammenfassung .....</b>	<b>21</b>
<b>Anhang A : einige Randinformationen zu Wasserstoff als Energieträger.....</b>	<b>23</b>
<b>  A.1    Wozu brauchen wir Wasserstoff und wozu Strom .....</b>	<b>23</b>
<b>    A.1.1    Die Wasserstoff Transportpfade .....</b>	<b>25</b>
<b>Anhang B : Dekarbonisierung von CO<sub>2</sub> aus der Luft mit DAC oder Biomasse.....</b>	<b>27</b>
<b>  B.1    Die Dekarbonisierung der unvermeidlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie.....</b>	<b>27</b>
<b>  B.2    Die Dekarbonisierung des e-fuel Ausstoßes ab 2050 .....</b>	<b>28</b>
<b>  B.3    Nutzung von Wasserstoff als breit genutzter Sekundärenergieträger .....</b>	<b>29</b>
<b>    B.3.1    Wasserstoff in der Industrie .....</b>	<b>29</b>
<b>    B.3.2    Wasserstoff im Verkehr .....</b>	<b>30</b>
<b>    B.4    Herstellung von Kohlefasern .....</b>	<b>30</b>
<b>    B.5    Die e-fuel Herstellung .....</b>	<b>30</b>
<b>    B.6    Wie entsteht Energie aus Biomasse .....</b>	<b>30</b>
<b>Anhang C : Verschiedene Technologien der Methanpyrolyse.....</b>	<b>32</b>
<b>  C.1    Die Hochtemperatur in einem Blasenreaktor .....</b>	<b>32</b>
<b>  C.2    Die Methan-Pyrolyse in einem zwei Phasen Reaktor .....</b>	<b>32</b>
<b>  C.3    nicht-thermischer Plasma Prozess .....</b>	<b>33</b>
<b>Anhang D : Hinweise zur Vervollständigung der Architekturebene 4.....</b>	<b>34</b>
<b>  D.1    Abgeleitete Stichworte für den Entwurf der Ebene 4 Teil 3: e-Fuel Aufbereitung .....</b>	<b>34</b>

## Vorwort

Dieser Konzeptvorschlag ist Teil einer abstrakten funktionalen Architektur einer 100%igen CO<sub>2</sub>-freien Energieversorgung<sup>1</sup>. Er ergänzt diese als 2. Teil der 4. Ebene und definiert die Rolle der CO<sub>2</sub>-freien Aufbereitung der Primärenergie Gas zur Versorgung der Nutzer. Einige Erkenntnisse dieses Vorschlags über die Vorgehensweise in der Übergangszeit – also bis die Energiewende vollständig vollzogen ist – sind auch in einem dritten Teil der Ebene 4 relevant und dort zu berücksichtigen.

### 1 Der Ausgangspunkt

Nach den bisherigen Überlegungen und Versuchen kann geschlossen werden, dass als stofflicher Energieträger am Ende der Übergangszeit nur Wasserstoff infrage kommt.

Aus der Ebene 3 des Vorschlags einer funktionalen Architektur sowohl als auch aus der Ebene 4 Teil 1 Stromaufbereitung können grob die Aufteilung der Nutzung von Strom und Wasserstoff abgeleitet werden. Das ist für den Sektor Verkehr die Erwartung, dass von den Pkws nur etwa  $\frac{2}{3}$  und von den Lkws  $\frac{1}{3}$  auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt werden und der Rest – also  $\frac{1}{3}$  der Pkws und  $\frac{2}{3}$  der Lkws nutzen Wasserstoff als Sekundärenergie.

Es muss somit eine Vorgehensweise gefunden werden, die es erlaubt, aus den vielen Möglichkeiten Wasserstoff zu gewinnen, diejenigen auszuschließen, für die es offensichtlich sinnvollere Lösungen gibt. Die anderen müssen sich am Markt bewähren.

Für die Sektoren Haushalte und GHD konzentriert sich die Gasnutzung (Erdgas später H<sub>2</sub>) auf die Heizungen mit modernen Technologien wie KWK-Anlagen und Wärmepumpen. Der Strom für die Wärmepumpen muss nicht extra produziert werden, sondern entsteht mengenmäßig korrekt beim Betrieb der Wärmeproduktion der KWK-Anlagen<sup>2</sup>.

Folgende Erkenntnisse können aus den vorhergehenden Ebenen abgeleitet werden:

- Der Bedarf an Wasserstoff wird erheblich größer sein, als dass wir ihn lokal erzeugen könnten. Es gibt also Wasserstoff Importe
- Der Transport des Wasserstoffs, der lokal in den Herkunftsländern aus Sonne und Wasser produziert wurde, könnte mit einem Trägermedium (Kohlenstoff oder Stickstoff) auch über Langstrecken<sup>3</sup> durchgeführt werden
- Die Trägermedien (CO<sub>2</sub> oder Stickstoff) müssen somit am Anfang des Transportweges durch den Lieferanten gewonnen werden. Dann entstehen die leicht zu nutzenden Transportstoffe e-Methan oder Ammoniak
- Am Zielort – also Deutschland – wird der Stickstoff, der über den Ammoniakweg kam, abgetrennt und der Wasserstoff kann z.B. in Ballungsgebieten oder Großverbrauchern direkt genutzt werden.
- Der in Deutschland angekommene und in e-Methan „verpackte“ Wasserstoff kann<sup>4</sup> in das existierende Fernerdgasnetz eingespeist werden, was einen „weichen“ Übergang aus der jetzigen Versorgung in eine CO<sub>2</sub>-neutrale ermöglicht

---

<sup>1</sup> das vollständige Konzept ist unter [www.eets-consulting.eu](http://www.eets-consulting.eu) zu finden

<sup>2</sup> Deshalb muss die Menge der Wärmepumpen auf die Menge der KWK-Anlagen angepasst sein.

<sup>3</sup> z.B. LNG Terminals oder Pipelines

<sup>4</sup> so wie LNG auch

- Dabei wird der Wasserstoff so nah wie möglich an die Verbraucher in Form von e-Methan über das existierende Fernerdgasnetz und die „letzte Meile“ nach Abspaltung des Wasserstoffs aus dem Methan<sup>5</sup> dann in einem wasserstofftauglich nachgerüsteten Netzabschnitt bis an die Hausanschlüsse geleitet<sup>6</sup>.
- Damit hat die Kette ...
  - CO<sub>2</sub> aus der Luft (DAC) oder dem Meerwasser (mCDR<sup>7</sup>) durch den Lieferanten und Nutzung als Transportmedium
  - Transport als e-Methan nach Deutschland
  - Einspeisung in das existierende Erdgasfernnetzwerk
  - Umwandlung des e-Methans in Wasserstoff mit Entsorgung des Kohlenstoffs z.B. als Graphit
  - Nutzung des Wasserstoffs durch die Endnutzer

... einen negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck für den ganzen H<sub>2</sub>-Transport
- Wasserstoff, der über die Ammoniakschiene nach Deutschland kommt, enthält keinen Kohlenstoff
- Wie kann jetzt überhaupt noch CO<sub>2</sub> ungewollt erzeugt werden? Also nicht durch die Nutzung von H<sub>2</sub> zur Wärmeproduktion oder in FCEV. Aber es gibt Ausnahmen
- Es gibt chemische Prozesse, z.B. die Zementproduktion, bei denen CO<sub>2</sub> als Abfallprodukt entsteht oder die Herstellung von e-fuels einschließlich e-Kerosin die Kohlenwasserstoffketten nutzen
- Akzeptierte CO<sub>2</sub>-Ausschüttungen<sup>8</sup> müssen durch Prozesse mit negativem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck<sup>9</sup> kompensiert werden<sup>10</sup>
- Als Prozesse mit negativem Fußabdruck stehen beim Lieferanten am Entstehungsort des H<sub>2</sub>s DAC und mCDR zur Verfügung und beim Nutzer Methan-Pyrolyse<sup>11</sup> und Biogas – aber eine Seite reicht. Z.B. kann die große bei der Zementproduktion erzeugte Menge an CO<sub>2</sub> vollständig über die Prozesskette C, D, E neutralisiert werden (siehe Abbildung 5). Das geht sogar ohne Biogas. Den Aufwand ein flächendeckendes CO<sub>2</sub> Netzwerk und Erdspeicher für die Entfernung von CO<sub>2</sub> durch CCS zu nutzen braucht man nicht
- Daraus folgt: Es muss eine Balance erreicht werden zwischen der Menge CO<sub>2</sub><sup>12</sup>, die durch CCU oder die direkt in die Atmosphäre emittiert wurde und der Menge die im Lieferland aus der Atmosphäre oder dem Meerwasser entzogen wurde, oder die beim Verbraucher durch Biomasse oder Methan-Pyrolyse dem Prozess entzogen wurde

---

<sup>5</sup> z.B. durch Pyrolyse

<sup>6</sup> Der verbleibende Rest des Methans wird in Form von festem Kohlenstoff z.B. als Zementzusatz oder Kohlefasern als Trägerbaustoff verwendet und kommt so nie mehr in die Atmosphäre

<sup>7</sup> siehe auch <https://www.marineboard.eu/marine-carbon-dioxide-removal>

<sup>8</sup> z.B. mobile Werkzeuge, selten genutzte Einsatzfahrzeuge, Landmaschinen, militärische Fahrzeuge...

<sup>9</sup> geeignet wären vor allem Biomasse, DAC (direct Air Capture) oder mCDR (marine Carbon Dioxide Removal)

<sup>10</sup> das gilt auch für die Vermeidung von CCS

<sup>11</sup> Methan-Pyrolyse entzieht einem Stoff chemisch gespeicherten Kohlenstoff. Das ist zunächst kein negativer Fußabdruck verhindert aber einen positiven Fußabdruck am Ende einer Prozesskette

<sup>12</sup> z.B. Zement oder e-fuel incl. e-Kerosin oder Verbrennung von Kohlenwasserstoffen wie anfangs noch ohne Brennstoffzellen in KWK arbeiten

Der nachfolgende Konzeptvorschlag berücksichtigt all diese Erkenntnisse und zeigt so zusammen mit dem Teil 1 der Ebene 4 dieses Architekturvorschlages eine komplett CO<sub>2</sub>-neutrale Architektur einer Energieversorgung, die auch als Vorbild für Schwellenländer – vielleicht die Lieferländer - dienen könnte.

Die notwendigen Investitionen und Betriebskosten werden marktwirtschaftlich optimiert.

*Hinweis: Die in der Ebene 2 dieser Funktionalen Architektur definierten Paradigmen gelten natürlich auch hier. Also die Vorgabe grünen Strom – wie dort im Punkt 1 definiert - nur für die Umsetzung in mechanische Arbeit zu verwenden oder der Umkehrschluss daraus, für mechanische Arbeit keinen Wasserstoff zu verwenden. Die Nutzung von Wasserstoff in FCEV widerspricht dieser Vorgabe nicht, weil hier keine ungewollte Entropie entsteht<sup>13</sup>.*

*Die Verwendung Elektrolyseur-Wasserstoff-Brennstoffzellen Kette als Stromspeicher hat den schlechtesten Wirkungsgrad aller Akku-Technologien. Deshalb sollte man so ein Speichersystem<sup>14</sup> nur verwenden, wenn der anfänglich genutzte Strom sonst verloren gehen würde. Man sollte deshalb keinen grünen Strom extra für die Wasserstoff-Produktion herstellen und den damit verbundenen Wirkungsgradverlust durch den Elektrolyseur nicht nur als Invest, sondern wie auch die zugehörigen PV- und Windgeneratoren auch als „Landschaftsverbrauch“ einsparen.*

*In der Ebene 4 Teil 1 sind Stromspeicher für die Residualenergie technologieoffen als Kette verschiedener Akkutechnologien mit jeweils unterschiedlichen Eigenschaften beschrieben. Diese würden Wasserstoffstromspeicher einschließen, insbesondere für den dort als Quartalsspeicher klassifizierten Teil, also wenige Zyklen pro Jahr, sehr große Kapazität und damit jährlich wenig aufsummierte Gesamtverluste durch schlechte Wirkungsgrade aber auch schlechte Refinanzierungsmöglichkeiten.*

Die Diskussion, wie man vernünftigerweise den Übergang von einer Kohle/Erdgas- auf eine Wasserstoffwirtschaft gestaltet ist noch nicht abgeschlossen. Also muss man mit einer weitgehend offenen Technologievorstellung anfangen. Deshalb wird es auf eine Übergangszeit hinauslaufen, in der parallel mehrere Lösungen benutzt werden, die aber alle eine klimapolitisch und marktwirtschaftlich gute Lösung darstellen müssen.

Die Kernfragen dabei sind, ob man übergangsweise (z.B. bis 2050) einen Anteil des Wasserstoffs aus fossilen Brennstoffen CO<sub>2</sub>-frei produziert aber ohne den Kohlenstoff energetisch zu verwenden und damit dann keinerlei Abfallstoffe erzeugt. Oder, ob man toleriert, dass man doch vorübergehend Technologien für die H<sub>2</sub> Produktion verwendet, die CO<sub>2</sub> als Abfall erzeugen, den man dann aber sicher für die Umwelt „entsorgen“ muss oder ob man erst gar kein CO<sub>2</sub>, sondern besser festen Kohlenstoff erzeugt.

Heute spricht man verblüffend oft von der ausschließlichen Nutzung von grünem Strom zur Produktion von Wasserstoff mit Hilfe der Elektrolyse. Das stellt aber ein unlösbares Mengenproblem für eine lokale Wasserstoff-Produktion dar. Die dafür notwendige Menge an grünem Strom müsste zusätzlich zu dem allgemeinen Strombedarf der für 2050 notwendig ist, durch z.B. mehr PV und Wind produziert werden. Das wären<sup>15</sup> zusätzlich mehr als nochmal die gesamte geplante Stromproduktion<sup>16</sup>. Die öffentliche Akzeptanz des „Verbrauchs“ von Landschaft wäre damit überfordert zumal es ja Lösungen ohne diesen zusätzlichen Stromaufwand gibt.

Um die benötigte Gesamtmenge an Wasserstoff zu ermitteln und die Strategie dorthin zu kommen, müssen Rollen und deren Verantwortung – wie das in Architekturen üblich ist – definiert werden, um daraus später

---

<sup>13</sup> das ist anders, wenn man H<sub>2</sub> als Kraftstoff einer WKM nutzt und so die Energieübergabe in Form von Wärme machen würde

<sup>14</sup> hier geht es um Stromspeicher – also Stromeingang und Stromausgang und nicht um den Zwischenspeicher Wasserstoff zur Nutzung für Raumheizungen.

<sup>15</sup> entsprechend dem Ertrag von ca. 100 durchgehend laufenden normal großen Atomkraftwerken

<sup>16</sup> ca. 600 TWh/a für die heutige Stromproduktion, die möglicherweise auch in Zukunft nicht geringer wird (ohne Wärmestrom)

die Akteure, die diese Rollen übernehmen, zu bestimmen sowie die notwendigen Aktionen des CO<sub>2</sub>-Managements.

Damit reduziert sich die Verantwortung der Rolle „liefern“ (neben der Bereitstellung von Strom) auf die Bereitstellung von Wasserstoff.

## 2 Ersatz der fossilen Primärenergieträger

### 2.1 Allgemein

Wie in Abbildung 1 dargestellt ist, werden heute mehrere wesentliche Sekundärenergieträger den Verbrauchern angeboten und geliefert. Das wird sich in der Übergangszeit der Energiewende reduzieren.

Alle Verbraucher sind gefragt, ihren Bedarf auf die Sekundärenergieträger Wasserstoff, Strom<sup>17</sup> und die bisherigen nachhaltigen bzw. erneuerbaren Träger umzustellen und ggf. mengenmäßig zu reduzieren. Das verlangt, dass, wenn eine 1zu1 Umstellung nicht möglich ist, jeder Verbraucher seine besonderen Energieträger oder Materialien selbst besorgen oder importieren muss<sup>18</sup>. Dabei ist dann jeder Verbraucher dafür verantwortlich, dass in seinen Prozessen kein CO<sub>2</sub> oder andere Schadstoffe ausgestoßen werden oder indirekt importiert wurden<sup>19</sup>. Die Aufgabe vor allem für die Industrie wird klar, wo immer es geht ihre Prozesse – neben Strom – auf Wasserstoff umzustellen.

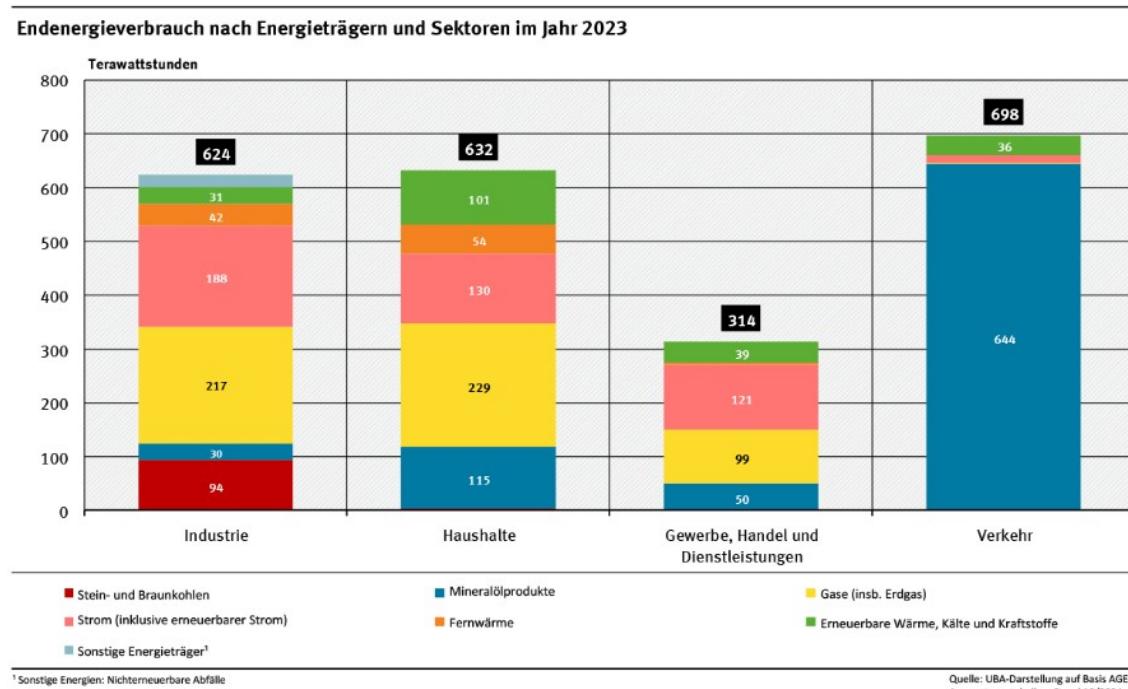


Abbildung 1: Bisheriger Energieverbrauch der einzelnen Sektoren

Für die Industrieprozesse, die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht oder nur schwer vermeiden können<sup>20</sup>, muss eine übergeordnete CO<sub>2</sub>-Management-Einheit ein CO<sub>2</sub>-Abfallbeseitigungs- oder Kompensationskonzept

<sup>17</sup> siehe dazu auch Ebene 4 dieser Architektur Teil 1 „Stromaufbereitung“

<sup>18</sup> da es ja eigentlich gilt „nur“ von dem brennbaren Erdgas oder Methan auf den ebenfalls brennbaren Wasserstoff umzustellen sollte das in den meisten Fällen relativ einfach, z.B. durch Austausch von Rohren oder Ventilen ggf. noch Änderungen am Schornstein

<sup>19</sup> das betrifft im Wesentlichen die Industrie

<sup>20</sup> z.B. in der Zementproduktion

definieren<sup>21</sup>. In diesem Konzept wird festgelegt, welche Prozesse für welche CO<sub>2</sub>-Ausstiegsstrategie geeignet sind.

Dazu gehört auch die Sicherstellung, dass unvermeidliche CO<sub>2</sub>-Emissionen in möglichst großem Maße wiederverwendet werden können.

Einen geringen Anteil an der Weiternutzung von CO<sub>2</sub> hat die Chemische Industrie (z.B. Farben, Kunststoffe...) und einen weiteren die Petrochemie, die in der Übergangsphase daraus synthetische Kraftstoffe herstellen wird. Und reiner Kohlenstoffstaub – aus dem CO<sub>2</sub> – sollte ein wichtiger Rohstoff für die Bauindustrie bzw. die Herstellung von Kohlenstofffasern werden, siehe dazu auch Abbildung 2. Für die Übergangszeit – also von der Arbeitsweise jetzt bis hin zu dem Zeitpunkt, wenn die Energiewende abgeschlossen ist – wird in Teil 3 der Ebene 4 dieser Funktionalen Architektur ein schrittweises Energiewendekonzept vorgeschlagen.

Trotz aller Bemühungen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu mindern bleiben aber am Ende der Übergangszeit Prozesse, bei denen eine CO<sub>2</sub> Produktion quasi unumgänglich ist – z.B.  $\frac{2}{3}$  des CO<sub>2</sub> Ausstoßes bei der Zementproduktion. Das geht dann zwangsläufig über die Übergangszeit der Energieumstellung hinaus. Diesen Prozessen wird ein dauerhaftes Kompensationsverfahren zugeteilt<sup>22</sup>.

Betrachtet man nun jeden Sektor, wie in Abbildung 1 gezeigt und darin jeden der verwendeten Energieträger einzeln, kann man für jede dieser Teilmengen einen vorläufigen Anteil annehmen, welcher in Schritten in der Übergangsphase ganz oder teilweise durch Wasserstoff ersetzt werden kann.

Für diese Abschätzung des insgesamt benötigten Wasserstoffs sei zunächst angenommen, dass die Energienutzung der zu ersetzen Sekundärennergieträger in derselben Größenordnung auch in Wasserstoff erbracht werden<sup>23</sup> soll.

Aus den heute beobachteten Mengen, wie in Tabelle A.1 in Anhang A dargestellt, kann man den verbleibenden Energiebedarf der einzelnen Pakete in Form von Wasserstoff, so wie in Tabelle 1 dargestellt, abschätzen.

**Tabelle 1: Transportweg und Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2050 für alle Sektoren<sup>24</sup>**

TWh/a 2050	<b>Industrie</b>	<b>GHD</b>	<b>Priv.Haush:</b>	<b>Verkehr</b>	<b>882,1</b>	Biomethan	Methan	Ammoniak
						a	b	c
Raumwärme	1	32,1	57,5	184,4	3,4	277,4	245,2	32,1
Warmwasser	2	4,1	8,0	70,4	0,0	82,5	78,4	4,1
Prozesswärme	3	385,8	7,0	1,1	0,0	394,0	8,1	385,8
Prozesskälte	5	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	
Mech.Energie	6	0,0	0,0	0,0	127,7	127,7	19,7	24,2
IKT	7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Beleuchtung	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EEV		422,0	72,5	255,9	131,7	882,1	19,7	356,6
								505,8

<sup>21</sup> einfach nur CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu kaufen reicht bestenfalls noch bis an das Ende der Übergangszeit. Dann sind Zertifikate nur eine Form der Bezahlung von Aktivitäten, das CO<sub>2</sub>, das andere Akteure erzeugt haben tatsächlich zu beseitigen

<sup>22</sup> eine ähnliche Situation entsteht bei Flugbenzin und Treibstoff für seegängige Schiffe und besondere durch Verbrennungsmotoren angetriebene Fahrzeuge. Das betrifft flüssige Treibstoffe, die in diesem Architekturvorschlag in der Ebene 4 Teil 3 „e-fuels“ behandelt werden

<sup>23</sup> Strom und erneuerbare Energieträger sollten wegen des Paradigmas 1 nicht durch Wasserstoff ersetzt werden.

<sup>24</sup> Quelle der Ursprungsdaten: EBD23e\_Auswertungstabellen\_deutsch des AGEB. Siehe auch Tabelle a im Anhang A die Werte M99 bis P108

Daraus ergibt sich eine insgesamt benötigte Wasserstoffmenge nach Abschluss der Energiewende von rechnerisch knapp 900 TWh/a<sup>25</sup> (das erscheint wenig liegt aber an den besseren Wirkungsgraden der FCEV und den strickt vermiedenen Entropiezunahmen). Die 3 größten Endnutzer-Herausforderungen sind also für den Sektor Industrie der Übergang Prozesswärme nicht mehr durch Strom, sondern durch Wasserstoff zu erreichen. Das zweite große Paket sind die Haushalte. Hier werden die Heizungen nur noch ausnahmsweise mit Biomasse oder Wasserstoff betrieben. Die Mehrheit wird eine mengenmäßig ausgeglichene Kombination von KWK-Anlagen und Wärmepumpen benutzen, urban eher temperaturgesteuerte Fernheizkraftwerke bzw. rural eher Blockheizkraftwerke. Und das dritte Paket ist im Verkehr der teilweise Umstieg von vornehmlich Langstrecken Fahrzeugen von Diesel auf FCEV.<sup>26</sup>

*Hinweis: Anders ist es bei Strom. Für den Sektor Industrie wird insbesondere die Prozesswärme, die bisher aus Strom gewonnen wurde, entsprechend dem Paradigma 1 aus der Ebene 2 dieser Architektur im Laufe der Übergangsphase durch Wasserstoff ersetzt. Sonst gilt Strom bleibt Strom und wird nur durch seine CO<sub>2</sub>-freie Herstellung klassifiziert. Siehe dazu den Teil 1 „Bereitstellung des Stroms“ der Ebene 4 dieser Architektur.*

Es muss eine Strategie entwickelt werden, wie diese benötigte große Wasserstoffmenge ökonomisch sinnvoll und risikoarm beschafft wird. Dazu wird es eine Anzahl von Quellen oder Prozessen geben, die sich auch im Lauf der Jahre nach der Energieumstellung weiterhin ändern werden.

## 2.2 CO<sub>2</sub> und CCU-Management (Carbone Capture and Usage)

Dieser Teil der Ebene 4 des Architekturvorschlags beschreibt <sup>27</sup> die Arbeitsweise der Energieversorgung nach dem Ende der Übergangsphase z.B. 2050 in Bezug auf stoffliche Energieträger, also das was Volumen und Gewicht hat – somit ohne den Strom. Nach allen Vorüberlegungen und Versuchen wird da der wichtigste Energieträger Wasserstoff sein. Und CO<sub>2</sub>-frei erzeugter Wasserstoff würde neben dem CO<sub>2</sub>-frei erzeugten Strom das gesamte Versorgungsproblem vollständig lösen. Es würde durch die Nutzung von Energie in der Summe kein CO<sub>2</sub> mehr emittiert werden.

Aber es wird aller Wahrscheinlichkeit nach nicht gelingen, jegliche Energienutzung mit Wasserstoff (neben Strom) zu begleichen. Es wird eine Liste von akzeptierten Ausnahmen geben, die weiterhin vor allem Fahrzeuge, Schiffe und Flugzeuge ggf. auch Militär enthält, die synthetisch erzeugten Treibstoff nutzen werden, der z.B. ohne Änderung der Motoren dort eingesetzt wird. Und diese Fahrzeuge werden unerwünschtes CO<sub>2</sub> emittieren auch wenn das nur vergleichsweise wenige Fahrzeuge betrifft. Trotzdem muss dieser CO<sub>2</sub>-Rest mengenmäßig über CCU/Biomasse oder DAC zurückgewonnen werden<sup>28</sup> und z.B. bei der Produktion von diesen e-fuels verwendet (oder dauerhaft z.B. als Graphit oder Kohlenstoffpellets im Beton vernichtet<sup>29</sup>) werden. Also ein wiederholter Kreislauf mit der gleichen CO<sub>2</sub>-Menge<sup>30</sup> und anschließender „Vernichtung“ z.B. als Baustoff.

*Hinweis: In den kommenden Dekaden werden die Kosten für DAC in die Nähe der Kosten für die Vermeidung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in der Industrie kommen. Das wird zu der Forderung der Industrie führen, ihre Prozesse nicht umstellen zu müssen und stattdessen DAC-Anlagen zu nutzen, um das weiterhin*

---

<sup>25</sup> Diese Abschätzung des zu erwartenden Gesamtbedarfs an H<sub>2</sub> ist eigentlich nicht Teil einer Architektur – wie dieses Dokument. Es ist jedoch hilfreich als Test, ob die vorgeschlagenen Planungsmethoden tatsächlich zu einer akzeptablen Lösung führen können.

<sup>26</sup> Der Rest der Fahrzeuge nutzt wie in Teil 1 der Ebene 4 bereits beschrieben BEV.

<sup>27</sup> die Rückgewinnung von Wasserstoff ist energieaufwendig

<sup>28</sup> eine in die Atmosphäre abgegebene Menge an CO<sub>2</sub> kann nur durch Energieträger mit negativem Fußabdruck endgültig kompensiert werden. Das sind entweder Biomasse oder DAC

<sup>29</sup> siehe auch: [https://www.bayika.de/de/aktuelles/meldungen/2024-01-09\\_Auf-CO2-bauen-Kohlenstoff-im-Beton.php](https://www.bayika.de/de/aktuelles/meldungen/2024-01-09_Auf-CO2-bauen-Kohlenstoff-im-Beton.php)

<sup>30</sup> es muss sichergestellt werden, dass die e-fuel Sorten dieselben üblichen Normen erfüllen, wie die klassischen fossilen Treibstoffe.

*emittierte CO<sub>2</sub> wieder einzufangen. Damit ist das CO<sub>2</sub> aber nicht weg und das im Boden zu speichern erinnert schnell an den Trick es unter den Teppich zu kehren. Auch e-fuels verzögern nur die Emission in die Atmosphäre. Wenn also DAC und CCU benutzt wird, muss definiert sein wie und wo dieses in den Kreislauf aufgenommene CO<sub>2</sub> wieder endgültig vernichtet wird. Siehe dazu auch Abbildung 2.*



31

**Abbildung 2: Das ist ein Anfang – aber das Ziel sind große Gebäude, Tunnel oder Brücken aus Kohlefasern**

### 3 Wasserstoff als relevanter stofflicher Energieträger

Es wird klar, dass wir in Deutschland eine beträchtliche Menge an Wasserstoff brauchen. Die in Tabelle 1 dargestellte Abschätzung der machbaren Reduzierung von CO<sub>2</sub> emittierenden Prozessen soll hier verwendet werden, um eine Lösung vorzuschlagen, die zwar etwas pessimistische Mengen<sup>32</sup> annimmt aber trotzdem machbar erscheint – weniger geht immer.

Der in Deutschland gewonnene Anteil am Bedarf von Wasserstoff ist eher gering bis vernachlässigbar. Der Weg wird sein, den nicht selbst produzierbaren Anteil des Wasserstoffbedarfs – der erheblich sein wird – zu importieren. Für die Entscheidung, welche Wasserstofferzeugungstechnologie in welchem Mengenanteil verwendet werden sollte, ist nicht nur der Preis pro kWh entscheidend. Daneben gibt es noch weitere Eigenschaften des Herstellungsprozesses die deren Akzeptanz bestimmen. Aber auch die Beurteilung der für so eine Kooperation geeigneten Länder. Das sind auch noch der Flächenverbrauch und der optische Eindruck der Produktionsanlagen sowohl in Deutschland als auch an dem Ort der Gewinnung.

Aber die Entscheidung über die tatsächlich verwendete Wasserstoffherstellungstechnologie liegt bei den Exporteuren. Für Deutschland sind neben dem Preis nur der Reinheitsgrad des Wasserstoffs und das bei seiner Gewinnung emittierte oder aufgefangene CO<sub>2</sub> für eine Kaufentscheidung relevant.

---

<sup>31</sup> Quelle: ICD/ITKE Research Pavilion / University of Stuttgart

<sup>32</sup> die verlangte Menge an Energie bezogen auf seine Wirkung wurde als gleichbleibend angenommen. Aber wirkliche Einsparungen wird es hier und da sicher geben

Dabei muss aber darauf geachtet werden, dass die Art und die ggf. unterschiedlichen Energietransportmedien mit den vorhandenen oder zu bauenden Umformungseinrichtungen in Deutschland kompatibel sind und bleiben.

Das bedeutet, dass wir für Deutschland eine Reihe von handhabbaren Transportmedien, aber auch eine Reihe von in Deutschland nutzbaren „Wasserstoffqualitäten“ (in Bezug auf den bisherigen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von der Primärenergie an) für jedes Transportmedium definieren und einhalten müssen.<sup>33</sup>

### 3.1 Die relevanten Formen der stofflichen Energieträger für Wasserstoff

Zur besseren Darstellung der komplex werdenden Formen der importierten Anteile des am Ende in Deutschland ankommenden und ggf. hier umgewandelten Wasserstoffs müssen die Energieträger in Klassen eingeteilt werden, ohne die genauen Prozesse der Aufbereitung definieren zu müssen, die die jeweilige „Qualität“ in Bezug auf Kohlendioxid und Reinheitsgrad kennzeichnen. Dies, um durch eine günstige Wahl zwischen den Mengenanteilen der einzelnen Klassen, eine Balance zwischen den Emissionen mit positiven und negativen Fußabdrücken einstellen zu können, weil es nur so möglich ist ganz Deutschland wirklich CO<sub>2</sub>-neutral zu betreiben.

Das muss aber auch betriebswirtschaftlich und politisch betrachtet werden. Dazu gehört auch wie man den heute schon verfügbaren Bestand an Transport- und Konvertierungsmöglichkeiten berücksichtigen kann.<sup>34</sup>

Die folgende Auflistung zeigt Optionen an Trägermedien für den Import bzw. für die selbst in Deutschland gewonnenen Energieformen, für die es eine Umformungseinrichtung gibt oder eingerichtet wird.

**Tabelle 2: Relevante Sekundärenergieträger als Klassen von Transportmedien**

(1) aus Sonnenenergie gewonnener Wasserstoff <sup>35</sup>	H <sub>2</sub> -gasförmig
(2) fossiles Methan (der Klassiker)	CH <sub>4</sub> -gasförmig
(3) Methan LNG (Liquefied Natural Gas) <sup>36</sup>	CH <sub>4</sub> -flüssig (bei -160°C) <sup>37</sup>
(4) Ammoniak als Trägermedium für H <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub> -flüssig (bei größer 8 bar)
(5) Bio-Methan	CH <sub>4</sub> -gasförmig
(6) synthetisches Methan als LSG (mit CO <sub>2</sub> aus DAC oder mCDR <sup>38</sup> )	CH <sub>4</sub> -flüssig

Diese Transportträgermedien können jeweils auf verschiedene Weise gewonnen werden. Das kann man aber ein Stück weit den Exportländern überlassen soweit die Qualitäten des Wasserstoffs in Bezug auf Reinheitsgrad und den bei der Herstellung entstandenen CO<sub>2</sub> Mengen nachvollziehbar bekannt sind.

<sup>33</sup> natürlich können über lange Zeiträume hier Änderungen vorgenommen werden, aber nur solche, die von der Primärenergie an bis zu nutzbarem Wasserstoff CO<sub>2</sub> neutral sind oder werden oder bleiben. Und dass diese Änderungen technisch, kommerziell, ökologisch und politisch vernünftig sind.

<sup>34</sup> das sind insbesondere die LNG-Terminals und die nutzbaren Langstrecken-Gasleitungen

<sup>35</sup> aus Elektrolyse der Überproduktion von z.B. off-shore Windstrom. Import und Transport von molekularem Wasserstoff über größere Entfernungen wird nicht unterstützt - da wird jeweils ein Trägermedium benutzt

<sup>36</sup> siehe auch <https://www.produktion.de/wirtschaft/so-ist-der-stand-bei-den-deutschen-lng-terminals-399.html>

<sup>37</sup> die heutige Terminalkapazität ist 13,5E9 m<sup>3</sup> ⇒ 14,2 TWh/a

<sup>38</sup> Quelle: <https://cdrmare.de/>

### 3.2 Der jeweilige Bedarf an Wasserstoff für die Endnutzer

Wie wird der Wasserstoff dann benutzt. Im Folgenden werden die abgeschätzten Nutzungen in den einzelnen Klassen gezeigt. Die Referenzen beziehen sich auf die Angaben in Tabelle 1.

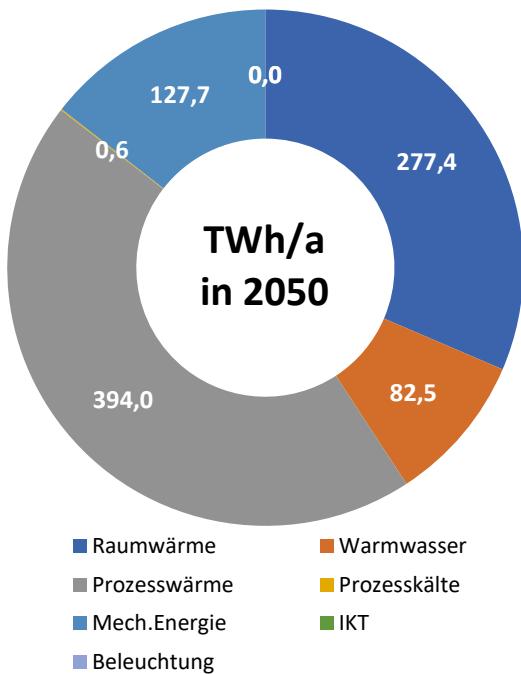


Abbildung 3: Nutzung des Wasserstoffs

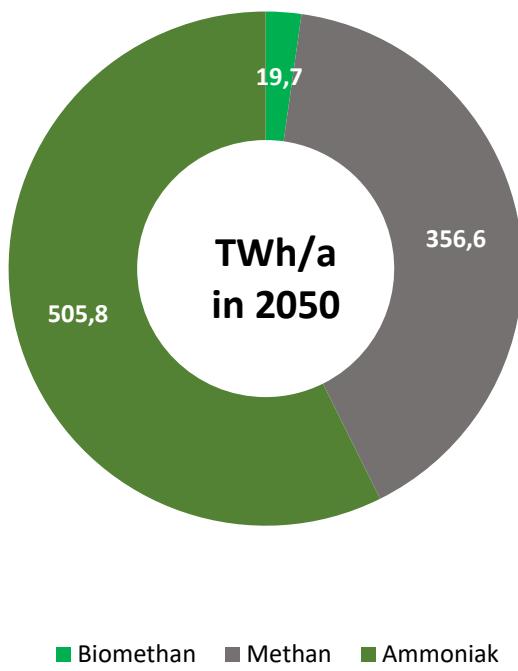


Abbildung 4: Transportschienen des Wasserstoffs

#### Raumwärme

1a 32,1 TWh/a. Siehe auch Tabelle 1. Raumwärme wird für alle Sektoren gebraucht. Da ist zunächst die Industrie. Hier ist das Potential für Nutzung der Abwärme am größten. Das gilt es also zu fördern. Hier ist aber vorläufig angenommen, dass die Nutzung dieser Quelle vernachlässigbar bleibt. Die Industrie wird für Raumwärme Wasserstoff direkt – ohne Umformungen – über die Ammoniakschiene beziehen und diesen in Gasheizungen nutzen.

1b 57,5 TWh/a. Raumwärme für GHD (Gewerbe Handel Dienstleistungen). Die Wärmeerzeugung arbeitet mit türkisem Wasserstoff über die mCDR Methan-Schiene<sup>39</sup> mit Hilfe von Fernheizkraftwerken und BHKW (KWK) hauptsächlich für Wärmepumpen<sup>40</sup> und in einem dazu passenden<sup>41</sup> Verhältnis mit H<sub>2</sub>-Gasheizungen.

1c 184,4 TWh/a. Raumwärme für Private Haushalte. Die Wärmeerzeugung arbeitet wie schon bei GHD mit türkisem Wasserstoff über die mCDR Methan-Schiene hauptsächlich für Wärmepumpen und in passendem Verhältnis mit H<sub>2</sub>-Gasheizungen. Außerhalb von Ballungsgebieten kommt noch ein erheblicher Anteil an Heizungen mit biogenen Brennstoffen, hauptsächlich Holz bzw. Holzpellets. (Die Versorgung mit biogenen Brennstoffen wird hier nicht betrachtet.)

<sup>39</sup> Dadurch kann der Sommer/Winter Lastunterschied durch den vorhandenen Erdgasspeicher aufgefangen werden.

<sup>40</sup> Alle Wärmepumpen nutzen stets Strom aus Fernwärmekraftwerken oder BHKW (Blockheizkraftwerken) sowie dessen Wärme und nutzen zusätzlich für die Raumwärme noch Umweltwärme

<sup>41</sup> Das Verhältnis der Wärmepumpe zu den H<sub>2</sub>-Gasheizungen muss dem Verhältnis der Produkte der Pyrolyse-Anlagen entsprechen

1d 3,4 TWh/a. Verkehr. Hier wird Mineralöl und Strom durch Wasserstoff über die mCDR Methan-Schiene<sup>42</sup> durch H<sub>2</sub>-Gasheizungen in den für Verkehr notwendigen Gebäuden ersetzt.

#### Warmwasser

2a 4,1 TWh/a. In der Industrie wird Warmwasser parallel zur Raumwärme über die Ammoniak-Schiene erzeugt.

2b 8,0 TWh/a. In den GDH wird Warmwasser parallel zur Raumwärme über die mCDR Methan-Schiene erzeugt.

2c 70,4 TWh/a. In den Priv. Haushalten wird ebenfalls Warmwasser parallel zur Raumwärme über die mCDR Methan-Schiene erzeugt.

#### Prozesswärme

3a 385,8 TWh/a. In der Industrie stellt die Prozesswärme den größten Energiebedarf dar. Hier sollte möglichst viel Abwärme aus anderen Prozessen wiederverwendet werden. Wo das ausgeschöpft ist, wird mit Wasserstoff über die Ammoniak-Schiene die notwendige Wärme erzeugt die dann ggf. eine weitere Nutzung der entstehenden Abwärme ermöglicht.

3b 7,0 TWh/a. In den GHD wird Prozesswärme vornehmlich in den professionellen Küchen und einigen Handwerkssparten benutzt. Beides geht als Ersatz des Erdgases im Prinzip leicht auf Wasserstoff über die mCDR Methanschiene<sup>43</sup> umzustellen. Wenn manche Küchen eher mit elektrischen Induktionsherden arbeiten, muss eine spezifische Lösung ausgemacht werden z.B., dass dafür der elektrische Anschluss akzeptiert wird.

3c 1,1 TWh/a. In den Privaten Haushalten konzentriert sich der Bedarf an Prozesswärme, die nicht elektrisch betrieben werden, auf Küchenherde und Backöfen. Diese müssen auf türkisen Wasserstoff über die mCDR Methanschiene umgestellt sein oder werden. Das erscheint eher problemlos zumal es heute schon Vorgaben gibt, dass neue Küchenherde „H<sub>2</sub>-ready“ sein müssen.

#### Prozesskälte

4d 0,6 TWh/a. Für den Verkehr gilt es, die wenigen Kühlaggregate in den Betriebshöfen auf elektrischen Antrieb umzustellen oder auf mit türkisen Wasserstoff betriebene Absorber-Kühlschränke umzustellen.<sup>3,6</sup>

#### Mech.Energie

6d 127,7 TWh/a. Der Verkehr hat mit seinen Fahrzeugantrieben einen weiteren wesentlichen Bedarf an stofflichen Energieträgern. Hier besteht die weitere Vorgabe, dass diese große Menge an Energie nicht einfach ausgetauscht werden kann. Es wird eine ca. 20-jährige Übergangszeit geben in der immer eine gute funktionale und wirtschaftliche Lösung existieren muss, die auch während der Übergangszeit umwelttechnisch kontinuierlich besser wird. Am Ende der Übergangszeit wird dann eine ökologisch, funktional und wirtschaftlich nachhaltige Lösung entstanden sein.<sup>44</sup>

Neben den BEV werden fast alle anderen Fahrzeuge am Ende der Übergangszeit mit CO<sub>2</sub>-neutralen stofflichen Energieträgern angetrieben werden. Mit unterschiedlichen Energieträgern aber alle auf

---

<sup>42</sup> Dadurch – wegen der Nutzung von türkisem H<sub>2</sub> - kann das H<sub>2</sub>-Tankstellennetz dicht verbreitet über die ganze Fläche in Deutschland installiert werden

<sup>43</sup> Es würde auch über die Ammoniakschiene funktionieren aber für die dezentrale und sehr zerstreute Verteilung müsste extra ein Wasserstoffnetz in jede Straße parallel zum jetzt schon bestehenden Ferngasnetzwerk installiert werden. Das lohnt sicher nicht.

<sup>44</sup> siehe auch dazu den Teil 3 der Ebene 4 dieses Architekturvorschlags. „Die Übergangszeit“

Basis von Wasserstoff. Da sind einige Anteile in ihrer Menge in Ebene 3 dieser Architektur abgeschätzt worden, so wie sie nach Abschluss der Übergangsphase und dann fortlaufend erwartet werden<sup>45</sup>:

#### e-Benzin (nach dem Abschluss der Energiewende z.B. 2050)<sup>46</sup>

0,1 TWh/a. Benzin für die verbleibenden Pkw-Einsatzfahrzeuge und kleinen Werkzeugmaschinen wird auf Basis von H<sub>2</sub> über die Methanschleife<sup>47</sup> und CO<sub>2</sub> der über die DAC oder mCDR aufgenommen wurde, über den e-fuel-Prozess in e-Treibstoff umgeformt. Bei der Nutzung wird das CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre am Punkt des Verbrauchs abgegeben. Diese Menge CO<sub>2</sub> wurde vorher schon am Ort der Methanisierung beim Lieferanten aus der Atmosphäre (DAC) oder dem Meerwasser (mCDR) entnommen und als Energieträger für den Wasserstoff benutzt

#### e-Diesel

4,5 TWh/a. Diesel wird für die verbleibenden Lkw-Einsatzfahrzeuge auf Basis von H<sub>2</sub> aus der Methanschleife und Kohlenstoff aus DAC oder mCDR gewonnen. Also so wie bei e-Benzin auch

#### klassische Verbrenner

7,6 TWh/a. Für die verbleibenden Lkw-Einsatzfahrzeuge auf Basis von klassischem Erdgas oder Erdöl wird die klassische Produktionskette verwendet aber als Primärenergie die Methanschiene. Also e-Methan aus der Methanschleife, mit Kohlenstoff aus DAC oder mCDR als Energieträgermedium, so wie es auch für e-Diesel gemacht wird. Auch das ist dann CO<sub>2</sub>-neutral. Das wäre auch für Binnenschiffe anwendbar.

#### e-Kerosin

3,6 TWh/a. Ein Rest an alten Flugzeugen ggf. auch Militärmassen könnten auf klassischem Kerosin bestehen. Dieses wird dann über die klassische Kette der bisherigen Kerosinproduktion erzeugt und behält einen verbleibenden positiven CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. Den könnte man durch zwei Edukte, die jeweils einen negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck haben woanders kompensieren. Z.B. DAC und Pyrolyse in derselben Prozesskette.

86,6 TWh/a<sup>48</sup>. Die meisten Flugzeuge und Hubschrauber nutzen in Zukunft neben klassischem Benzin (siehe oben) Jet A-1 Kerosin das dafür aus der Methanschiene gewonnen wird. Daraus folgt, dass für „e-Jet A-1“ zwingend eine ICAO-Zulassung erworben werden muss.

Solange die CCU-Menge, die mindestens CO<sub>2</sub>-neutral weiterverarbeitet werden muss, rechnerisch nicht „aufgebraucht“ ist, wird e-Kerosin, das auch nach der Übergangsphase in großen Mengen produziert werden muss, über die Methanschiene erzeugt. Also über die Prozesskettenschritte C, D und E so wie sie in Abbildung 5 gekennzeichnet sind.

Somit wird das durch CCU zurückgewonnene CO<sub>2</sub> zunächst mit H<sub>2</sub> in e-Kerosin umgewandelt, in dieser Form verwendet und dann über DAC und die Methanschiene als Trägermaterial für neuen Wasserstoff genutzt. Später wird über die Pyrolyse-Anlagen der Kohlenstoff „entsorgt“<sup>49</sup>. Der mitgelieferte Wasserstoff wird anderweitig verbraucht.

---

<sup>45</sup> eigentlich sind mechanische Arbeiten nach Paradigma 1 (siehe Ebene 2) für elektrische Antriebe reserviert (um den Carnot-Wirkungsgradverlust zu vermeiden) aber den gibt es ja nicht bei elektrischen Motoren die über Brennstoffzellen versorgt werden

<sup>46</sup> siehe auch Doc. EBD23e\_Auswertetabellen Tabelle 6.8 des Bundesumweltamtes für 2023

<sup>47</sup> das DAC in dieser Schiene absorbiert die gleiche Menge CO<sub>2</sub> wie das e-Benzin emittiert

<sup>48</sup> bleibt wegen der Herstellungskapazität vom e-fuels auch so weiter

<sup>49</sup> Das sind die Anlagen, die am Ende der Ferngasnetzwerkes das Methan in Kohlenstoff und Wasserstoff wandeln, der dann über die letzte Meile die Haushalte und GHD erreicht

Wenn der „Ertrag“ der CCU-Anlage, der z.B. die Emissionen eines Zementwerkes aufgenommen hat, mit der e-Kerosinproduktion rechnerisch erschöpft ist, wird e-Kerosin so wie auch die anderen e-fuels produziert, also über die Methanschleife. Alles bleibt CO<sub>2</sub>-neutral.

### **Wasserstoff**

Der überwiegende Bedarf an Energieträgern für den Sektor Verkehr ist Wasserstoff. Da geht es also um die stoffliche Versorgung von Fahrzeugen mit elektrischen Motoren. Dazu gehört dann jeweils eine Brennstoffzelle, die den Strom als Zwischenprodukt bereitstellt, um als Sekundärenergie Wasserstoff verwenden zu können. Wasserstoff wird gasförmig entweder aus der Ammoniak-Spaltung oder aus den Pyrolyse-Anlagen zurückgewonnen.

In Ballungsgebieten wird somit Wasserstoff über die Ammoniakschiene transportiert und direkt über ein oder mehrere regional begrenzte H<sub>2</sub>-Netzwerke verteilt. Außerhalb der Ballungsgebiete sollte auch das Fernerdgasnetz und die Erdgasspeicher mit einbezogen sein. Damit werden in der Prozesskette dieses Teils der Wasserstoffversorgung nur die Schritte D und E verwendet.

Damit können dann alle Wasserstoffübergabepunkte mindestens CO<sub>2</sub>-neutral beliefert werden.

*Hinweis: Es wird mehr als deutlich, dass vor allem bei Langstrecken-Lkws die Frage der Übergabe von H<sub>2</sub> von Wasserstofftankstellen zu den Fahrzeugen international normativ geregelt sein muss bevor man anfängt, die erste Ladestation zu bauen.*

24,2 TWh/a Für die FCEV Pkws aus H<sub>2</sub> über die Schritte D Und E

83,8 TWh/a. Für die FCEV Lkws aus H<sub>2</sub> über die Ammoniakschiene

### **IKT**

7d IKT 40,8 TWh/a. Da hier die lokale Anordnung (Notstromaggregate) sehr kleinteilig sein wird, geht die Versorgung nur dezentral über türkisen Wasserstoff. Also über die Methanschiene und die Strecke E.

### **Beleuchtung**

8d 50,8 TWh/a. Obwohl Beleuchtung eher eine thermische Energieform ist bleibt aber keine Option, das über Wasserstoff zu machen. Das muss mit den Stromversorgungskonzepten gelöst werden.

### **EEV<sup>50</sup>**

Quelle Daten 2023: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>

### **3.3 Die Zusammenarbeit der Rollen oder Aufgaben der stofflichen Energieträger**

Die Verteilung dieser Energieträger, also wie sie zusammenarbeiten und wieviel mit welchem Trägermedium transportiert wird, wie sie in andere Energieträgerformen umgewandelt und später „verbraucht“ werden,

---

<sup>50</sup> EEV Endenergieverbrauch

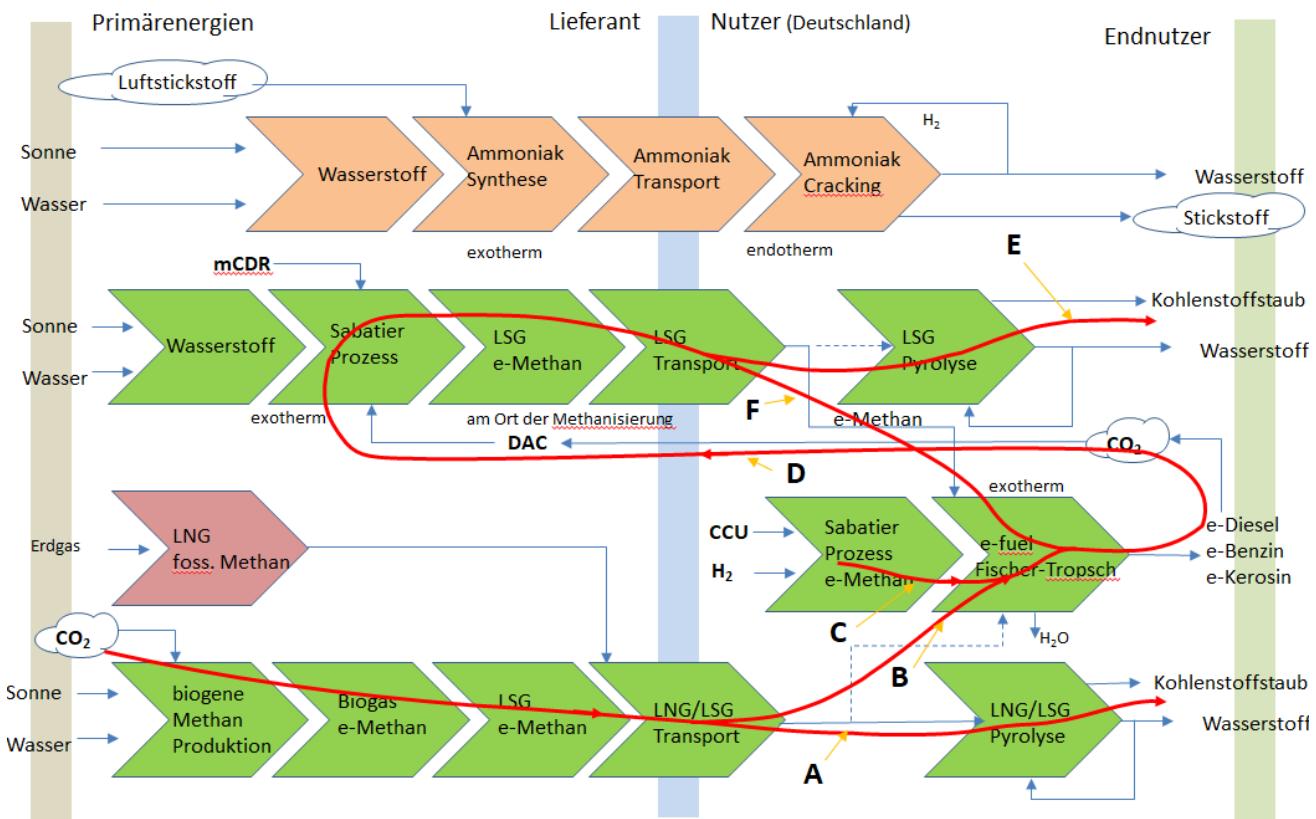


Abbildung 5: Rollen und deren Zusammenarbeit bei der stofflichen Energieaufbereitung<sup>51</sup>

muss so gewählt werden, dass nach dem Ende der Energieumstellung z.B. nach dem Jahr 2050, die Summe aller „Fußabdrücke“ genau null ergibt und weiterhin so bleibt. Hierbei zählen die am Ende nach der H<sub>2</sub>-Nutzung chemisch als CO<sub>2</sub> verbleibende CO<sub>2</sub>-Menge. Das beinhaltet auch die akzeptierten Emissionen der nicht-energetischen CO<sub>2</sub>-Emissanten<sup>52</sup> und rechnerisch die unkontrollierten Abgaben von Nutzern, die bei fossilen Energieträgern bleiben wollen oder müssen. Dann hat ganz Deutschland eine vollständig CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung – was das Ziel war und ist. Um das zu erreichen, muss eine Skalierungsmethode definiert und über die Zeit gepflegt werden, mit deren Hilfe die Mengen der einzelnen Energiequellen, deren Transport und Nutzung sowie andere CO<sub>2</sub>-Freisetzung auf ihre jeweilige Bilanz zu der verbleibenden emittierten CO<sub>2</sub>-Menge bewertet werden können.

Dazu kann man einige der Skalierungsregeln benennen, die von Anfang an eingehalten werden müssen, die sich aber mit der Zeit verändern bzw. an die gemachten Erfahrungen angepasst werden.

Regeln, die beachtet werden müssen können in der Abbildung 5 nachempfunden werden. Da sind zunächst die Prozessschritte, die den Empfehlungen der Tabelle 2 entsprechen, also die Prozesse, Wasserstoff zu produzieren und ggf. über große Entfernung zu transportieren. Dabei wird Ammoniak als vorteilhaftes Transportmedium – in der Ammoniakschiene – verwendet. Diese Prozesskette ist nur an die Regel gebunden, dass die Summe der erzeugten Nutzungsenergie zusammen mit den anderen Energieträgern dem Nutzerbedarf (siehe Tabelle 1) entspricht. Der am Ende der Prozessketten verbleibende Wasserstoff ist gut geeignet Industriezentren und Ballungsgebiete ohne stoffliche Umformungen zu versorgen, indem der

<sup>51</sup> Siehe auch: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/dekarbonisierung-der-industriellen-produktion-1>

<sup>52</sup> z.B. die Zementindustrie

Wasserstoff direkt für die Verwendung thermischer Prozesse angeboten wird. Der verbleibende Stickstoff aus der Ammoniakschiene kann direkt vor Ort in die Luft entlassen werden. Am Ort der Quelle gibt es eigenen Stickstoff, so dass ein Rücktransport des Trägermediums entfällt.

Die zweite Zeile – die Methanschiene – benutzt ebenfalls eine Sonne/Wasser Primärenergie Quelle, die aber über das Trägermedium Methan transportiert und weitergeleitet wird. Der gewonnene Wasserstoff wird noch am Ort der Quelle mit CO<sub>2</sub> aus DAC oder mCDR (marine Carbone Dioxide Removal) in Methan umgewandelt und flüssig transportiert. Das in Deutschland an den z.T. schon bestehenden LNG-Terminals angekommene e-Methan<sup>53</sup> wird in gasförmigen Zustand in das bestehende Erdgasnetz eingespeist. Der Teil des Methans, der das Trägermedium Kohlenstoff aus dem mCDR-Prozess gewonnen hat kann (mengenmäßig) weiter über die Kette E und das innerdeutsche Ferngasnetz zu den Endnutzern geleitet werden.

Wenn das Gas auf dem Weg zum Endverbraucher angekommen ist und die „letzte Meile“<sup>54</sup> erreicht hat wird es in Wasserstoff umgewandelt und vorrangig den privaten Haushalten und GHD für thermische Zwecke angeboten. Das beinhaltet auch die Versorgung von Gasheizungen (mit H<sub>2</sub>) und die Fernwärme- und Blockheizkraftwerke, die daraus Heizungswärme und Strom für die Wärmepumpen liefern. Dazu gehören auch die FCEV-Tankstellen, die ja dezentral verteilt sind und ggf. nur in Ballungsgebieten direkt an ein Wasserstoff-Netzwerk angeschlossen werden können. Die Fernheizkraftwerke in Ballungsgebieten können natürlich auch direkt an die Wasserstoffversorgung über die Ammoniakschiene angeschlossen werden. Das reduziert etwas den Wirkungsgradverlust und unterstützt die Annahme, dass in Ballungsgebieten das bisherige Erdgasnetz durch ein Wasserstoffnetz ersetzt bzw. ergänzt werden könnte.

Die e-Methanschiene hat nach der Ankunft in Deutschland noch eine weitere Option, in der das e-Methan in der Kraftstoffproduktion weiterverwendet wird. Hier kann über die z.B. Fischer-Tropsch Synthese e-fuel hergestellt werden (siehe auch Kapitel B.5). Dazu wird das anfängliche e-Methan (CH<sub>4</sub>) in seiner Kohlenstoffkette so definiert verlängert, dass daraus vom Campinggas bis zum e-Kerosin alle Treibstoffe hergestellt werden können.

Die Entscheidung, welche der CO<sub>2</sub>-Quellen – DAC oder mCDR – der Wasserstofflieferant über die Ammoniakschiene transportiert kann Sache des Lieferanten bleiben<sup>55</sup>. Deutschland als Käufer geht aber immer davon aus, dass das ankommende Methan immer einen mindestens CO<sub>2</sub>-neutralen Hintergrund hat und wird die Lieferanten so wählen, dass Treibstoffe über DAC ihren Wasserstoffträger nutzen und für Nutzer, die über Pyrolyse ihren Wasserstoff erhalten sind auch bei Nutzung von mCDR Trägermaterial bezogen auf die Atmosphäre CO<sub>2</sub>-neutral aber bezogen auf die gesamte CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung sogar negativ.

In der dritten Zeile gibt es noch die Aufgabe bzw. Rolle des Umgangs mit fossilem LNG. Diese ist eigentlich ein „Überbleibsel“ der Übergangsperiode hin zu einer CO<sub>2</sub>-freien Energieversorgung. Die Terminals zur Anlandung des LNG werden zwar hier in der e-Methanschiene verwendet das macht technisch aber keinen Unterschied. Die weitere Nutzung des fossilen LNG sollte sich auf die Treibstoffherstellung und die Pyrolyse beschränken, die dadurch eine neutrale CO<sub>2</sub>-Bilanz aufweisen. Man kann diese Zweige am besten als Reservebetrieb verstehen da es ja nichts stillzulegen gibt. Auch die bisherigen Erdgasspeicher bleiben als e-Methanspeicher in Betrieb und stützen die Schwankungen z.B. der Sommer/Winter-Nachfrage.

Die Aufgabe der Rolle der e-fuel-Herstellung beinhaltet auch, wie in der dritten Zeile – der Treibstoffschiene – aufgezeigt ist, die Weiterverarbeitung des CCU-Ertrages zu Treibstoffen. Dazu kann z.B. durch jeweils einen Sabatier-Prozess direkt an den großen CCU-Anlagen<sup>56</sup> das so gewonnene CO<sub>2</sub> zusammen mit Wasserstoff aus

---

<sup>53</sup> in der Übergangszeit wird zunehmend synthetisches Methan verwendet und danach nur noch 100% e-Methan

<sup>54</sup> da, wo es nur noch genau einen Weg zu jedem Endverbraucher gibt

<sup>55</sup> Es wird erwartet, dass die Lieferanten, die knapp mit Wasser umgehen müssen eher die DAC-Variante wählen, die Lieferanten, die Zugang zu Wasser haben wählen sicher lieber die mCDR-Variante – dann sind sie

<sup>56</sup> um ein CO<sub>2</sub>-Netzwerk zu vermeiden

z.B. einem der Pyrolyse-Prozesse in e-Methan umgewandelt und weiter im Ferngasnetz bis zur ggf. entfernt liegenden e-fuel Produktion transportiert werden. Den notwendigen Wasserstoffversorgungsanschluss aus einem der Wasserstoffaufbereitungsschienen ist in den meisten Fällen bereits am Ort der CCU-Anlage vorhanden.

Bleibt noch die vierte Zeile in Abbildung 5 – die Biogasschiene – in der die erzeugte Biomasse zunächst in Bio-Methan umgewandelt wird. Das kann am Ort der Biomasseentstehung z.B. in Deutschland oder auch weit entfernt sein und ergänzt so die Treibstoffherstellung wobei hier der negative Fußabdruck der Biomasse wesentlich ist, um die Treibstoffherstellung insgesamt CO<sub>2</sub>-neutral<sup>57</sup> halten zu können.

Andere Biomasse basierende Energieträger z.B. Holz sollten energetisch nur durch verbrennen genutzt und so der im Prinzip negative CO<sub>2</sub>-Fußabdruck kompensiert werden.

Damit sind die Aufgaben (Rollen) und die Verantwortungen der Teilnehmer (Akteure) der stofflichen Energieversorgung ab dem Ende der Energieumstellung definiert.

Auf diese Weise sind eine Reihe von Prozessketten (siehe Abbildung 5) entstanden, die im Betrieb eine Vielzahl von Kombinationen erlauben, die die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Gesamtsystems – in Grenzen – auf null einstellbar machen.

- Da ist zunächst die Kette **A** zur Herstellung von Wasserstoff mit negativem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck
- weiter die Kette **B** zur Herstellung von e-fuels mit neutralem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck
- dann die Kette **C** zur Herstellung von e-fuels aus dem CO<sub>2</sub> der CCU-Prozesse – also mit positivem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck
- die Kette **D** ermöglicht den positiven Fußabdruck der e-fuel-Nutzung am Beginn der Transportstrecke über DAC zu neutralisieren und zum Transport über die Methan-Schiene zu verwenden. Diese Schiene kann hintereinander beliebig oft durchlaufen werden und erzeugt immer CO<sub>2</sub>-neutralen Treibstoff
- bleibt noch die Strecke **E**. Hierüber kann man über die Methanschiene über große Entfernung CO<sub>2</sub>-frei Wasserstoff transportieren – und das wiederum, ohne das Transportmedium zurückbringen zu müssen (was e-Methan zu einem vorteilhaften Transportmedium für Pipelines macht). Die Strecke **E** kann auch mit Kohlenstoff, der am Einspeiseort durch mCDR gewonnen wurde betrieben werden. dadurch bleibt weltweit gesehen der negative Fußabdruck erhalten.
- die Ammoniakschiene ist sowieso CO<sub>2</sub>-frei und kann gut zur Einstellung der Gesamtmenge des Energieimports benutzt werden.

E-fuel wird hauptsächlich aus Wasserstoff, der über die Methan-Schiene importiert wird und Kohlenstoff, der als Trägermedium ebenfalls in der Methanschiene transportiert wird, gewonnen. Der Wasserstoff wird großtechnisch in sonnenreichen H<sub>2</sub>-Exportländern aus Sonnenenergie und Wasser gewonnen. Der Kohlenstoff, um daraus e-Methan zu machen wird aus DAC in den Exportländern großtechnisch gewonnen.

Damit hat das Methan, das über die Methanschiene nach Deutschland transportiert wird, einen negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. In Deutschland werden daraus alle Klassen von e-fuel gewonnen und den Fahrzeugen zur Verbrennung überlassen. Durch die Nutzung im Fahrzeug wird der CO<sub>2</sub>-Anteil wieder emittiert und damit ist der anfangs negative Fußabdruck bezogen auf die Atmosphäre wieder neutral. Die Nutzung von Treibstoffen in Verbrennerfahrzeugen ist somit CO<sub>2</sub>-neutral.

---

<sup>57</sup> es ist eine politische Aufgabe, dafür zu sorgen, dass die CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Luft durch den DAC- und Biogasbetrieb als Teil der deutschen Energieaufbereitung zählt und in der deutschen Bilanz der CO<sub>2</sub>-Emission gerechnet wird und nicht für den Ort des Betriebes

*Hinweis: Die Dekarbonisierung der verbleibenden Industrieabgase, insbesondere der Zementindustrie, wird weitgehend über den negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Biomaterialien gemacht. Siehe dazu Kapitel B.1. Es muss sichergestellt werden, dass die Mengen an CCU-CO<sub>2</sub> mit ausreichend großen negativen Emissionen z.B. Biogas in Balance zu bringen sind.*

### 3.4 Wasserstoff für die Raumheizungen

Die Versorgung mit Nutzenergie für die Heizung von Gebäuden wäre mit dem Aufkommen der allgemeinen Nutzung von erneuerbaren Primärenergien insbesondere Sonnenstrahlung und Wind ein Mengen- und ein Speicherproblem geworden. Deshalb wird das Paradigma aus Punkt 1 der Ebene 2 dieser Architektur relevant, Strom nur für mechanische Arbeit (keine unnötige Entropie erzeugen) und bestenfalls für Beleuchtungen zu verwenden. Der Wärmebedarf wird nach Abschluss der Energiewende nur durch Verbrennung von Wasserstoff erzeugt. Bis dahin müssen noch bestehende Lösungen auslaufen bzw. durch Mischungen mit fossilen Gasen langsam CO<sub>2</sub>-frei werden.

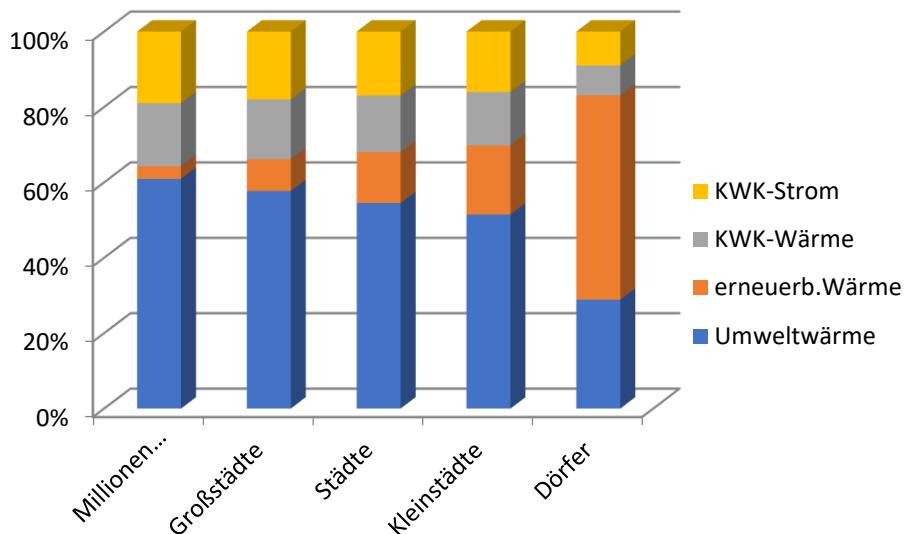
*Hinweis: Die gute Möglichkeit im Sommer tagsüber und der knapp werdende Stromertrag im Winter passt nicht für die Gebäudeheizungen. Auch wäre der deutlich höhere Bedarf an PV- und Windstromanlagen in der gesellschaftlichen Akzeptanz kritisch. Wenn das dennoch versucht wird, bedeutet das eine Speicherung des Sommerstromertrages bis in den Winter. Die Refinanzierung so eines Speichers mit nur einem Zyklus pro Jahr ist mit großen Verlusten behaftet und verteuert die Heizungsenergie. Größere PV- oder Windgeneratoren und den damit dann im Sommer zu viel erzeugten Strom zu exportieren wird nicht funktionieren, weil die Nachbarländer dasselbe Problem haben.*

Entsprechend der Vorgaben aus Ebene 3 dieser Architektur wird der Strom für Wärmepumpen nicht aus der allgemeinen Stromversorgung verwendet, sondern dafür im Winter mit KWK-Anlagen aus Primärenergien heute Methan (Erdgas oder Biogas) und später aus Wasserstoff gewonnen. Als KWK-Anlagen wurden wärmegeführte Block- und Fernwärmeheizkraftwerke angenommen (letztere können in Ausnahmefällen dann - ohne die Wärme zu verwenden - stromgesteuert auch in knappen Zeiten die Stromproduktion unterstützen).

Dieses Konzept erfordert in Ballungsgebieten oder Neubaugebieten Wärmenetzwerke und in Rand- oder ländlichen Gebieten Gasnetzwerke. Letztere sollten möglichst die ggf. modifizierten jetzigen Gasnetzwerke sein.<sup>58</sup> Das zeigt, dass die vorteilhafteste Heizungsart auch aus der Sicht der Versorger von der Bebauungsart abhängt. Siehe dazu auch Abbildung 6.

---

<sup>58</sup> Die Idee die bestehenden Gasnetzwerke stillzulegen und stattdessen alles mit grünem Strom zu machen scheitert an der Verfügbarkeit von grünem Strom.



**Abbildung 6: Zusammenspiel der Heizungsenergien in verschiedenen Bebauungsarten**

Grob kann man da herauslesen, dass aus der Sicht aller Beteiligten in Ballungsgebieten die KWK-Fernwärmehiezungen gute Lösungen sind. In dörflichen Gebieten dagegen eher Biomaterialien wie gespaltenes Holz<sup>59</sup>. Dazwischen bilden lokal gruppierte Wärmepumpen die effektivste und verbreitetste Lösung. Fern- und später Blockheizkraftwerke sollten im Lauf der Übergangszeit (bis 2050) Schritt für Schritt von der Erdgas-/e-Methanversorgung an die Wasserstoffversorgung der Endnutzer angeschlossen werden.

*Hinweis: Es sollte geprüft werden, ob sich monetär wenigstens teilweise ein Anschluss der Fernwärmekraftwerke an die Ammoniakschiene rechnet. Dann kann zwar der Methanspeicher nicht die Sommer/Winter Lastschwankung ausgleichen aber für einen Teil des Heizungsbedarfs könnten in Ländern wie z.B. Norwegen nicht nur die Wasserstoffmenge, sondern auch die Speicherung des Wassers in der Sommerzeit möglich und der zugehörige höhere Verkaufspreis akzeptabel sein. Das spart dann auch eine variabel ausgelastete Methan-Wasserstoff-Umwandlung an den direkt H<sub>2</sub>-versorgten KWK-Anlagen.*

Die Zusammenarbeit von Blockheizkraftwerken bzw. Fernwärmekraftwerken und Wärmepumpen führt in Mischbaugebieten von Reihenhäusern, Mehrfamilienhäusern sowie Geschäften, Hotels usw. zu einem optimalen Mengenverhältnis von KWK und Wärmepumpen<sup>60</sup>. Dabei heizen die Blockheizkraftwerke die benachbarten Mehrfamilienhäuser, Gewerbe- bzw. Geschäftshäuser und erzeugen bedarfsgerecht den Strom für Wärmepumpen der kleineren Häuser<sup>61</sup>. Es bleibt weder Wärme noch Strom ungenutzt.

In Ballungsgebieten passiert dasselbe aber in größerem Maßstab. Dort lohnt sich ggf. ein umfangreiches Wärmenetz, weil die Leitungslängen hier kürzer und damit kosteneffektiver sind.

<sup>59</sup> Holz-Pellets Heizungen sind in mittleren und schwach bebauten Gebieten eine akzeptierbare aber nicht bevorzugte Heizungsart. Die Verfügbarkeit von Holz dafür ist begrenzt und der Platzbedarf für die Lagerung und Anlieferung passt eher zu Randgebieten oder kleinen Gemeinden

<sup>60</sup> siehe dazu auch in Ebene 3 Kapitel B.1.1 Optimales Zusammenspiel von KWK und Wärmepumpen

<sup>61</sup> Es sollte hier nur das Niederspannungsnetzwerk benutzt werden

#### 4 Zusammenfassung

Um eine vollständig CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung aufzubauen, müssen alle Teilbereiche für sich auch CO<sub>2</sub>-neutral sein. Also neben der Bereitstellung von Strom (siehe Teil 1 dieser Ebene) und den schon immer benutzten erneuerbaren Quellen also auch die Bereitstellung von stofflichen Energieträgern. Hierfür hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass Wasserstoff der geeignetste ist. Aber Wasserstoff gibt es in der freien Natur nicht und muss deshalb hergestellt werden, aber unsere Möglichkeiten in Deutschland reichen dafür nicht aus. Wir müssen den größten Teil unseres Wasserstoffs importieren – und das ist energetisch mehr als wir an Strom brauchen.

Und Wasserstoff kann nicht einfach über größere Entfernungen transportiert werden. Dafür braucht man ein Transportmedium in dem Wasserstoff eingebettet ist und das dann gut transportierbar ist. Da gibt es schon lange Erfahrungen mit Kohlenstoff und Stickstoff – oder zusammen mit Wasserstoff dann als Methan und Ammoniak als Transportmedien. Und das ggf. über die bestehenden Pipelines und LNG-Terminals.

Die Nutzung von Ammoniak ist für die CO<sub>2</sub>-Bilanz unkritisch – es gibt keinen Kohlenstoff aus dem CO<sub>2</sub> entstehen könnte. Der aus dem Ammoniak abgespaltene Wasserstoff kann hier über ggf. neu zu bauende lokale Wasserstoffnetze z.B. in Ballungsgebieten verteilt und vor allem von der (Chemischen-) Industrie und Großabnehmern aber auch H<sub>2</sub>-Großtankstellen genutzt werden. Der Stickstoff wird in die Atmosphäre abgegeben – es braucht keinen Rücktransport dieses Trägermediums in das Exportland. Ein Wasserstoffspeicher wird nicht gebraucht.

Methan, oder besser e-Methan das als Träger der 2. Importschiene, das in den Exportländern aus grünem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aus der Luft (DAC) oder der Meeresoberfläche (mCDR) produziert wurde, hat zwar noch einen negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aber der Kohlenstoff ist immer noch da. E-Methan ist chemisch vergleichbar mit Erdgas. Es kann also in das Fernerdgasnetz in Deutschland eingespeist und so bis in jede Gemeinde verteilt werden. Auch die Nutzung der Erdgasspeicher bleibt erhalten.

So gelangt e-Methan bis in die Gemeinden oder Versorgungsgebiete der Stadtwerke also bis an die Niederdruck-Gasnetze. Hier wird dann das e-Methan in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff (als festen Graphit) gespalten und der Wasserstoff weiter über wenige km in die jeweiligen Häuser, Werkstätten, (KWK/WP-) Heizungsanlagen oder H<sub>2</sub>-Tankstellen geleitet.<sup>62</sup>

Es gibt aber noch eine andere Forderung, dass nämlich für besondere Fahrzeuge und Flugzeuge weiterhin normaler Diesel oder Kerosin gebraucht wird. Dafür kann man also zunächst das aus dem Exportland angekommene e-Methan in e-fuel umformen und in den Fahrzeugen bzw. Flugzeugen nutzen, diese emittieren dann CO<sub>2</sub> das in gleicher Menge im Exportland des e-Methans über DAC (oder mDCR) schon aus der Luft entnommen wurde. Dieser Prozess ist dann CO<sub>2</sub>-neutral und kann so lange wiederholt werden bis die benötigte e-fuel Menge erreicht ist. Das geht sogar mit fossilem Methan CO<sub>2</sub>-neutral, wenn dieses in Deutschland angekommen ist, gleich in das Ferngasnetzwerk eingespeist wird und dann über Pyrolyse der darin enthaltene Kohlenstoff abgespalten und als Baustoff verwendet wird.

Bleibt noch Biogas. Biogas ist ein Energieträger mit negativem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. Es kann also als Grundstoff für e-Treibstoff verwendet werden, das dann CO<sub>2</sub>-neutral bleibt oder es kann als Energieträger für durch CCU gewonnenes CO<sub>2</sub> dienen, das weiter über Pyrolyse an den Gasnetzwerkenden neutralisiert wird. CCS wird nicht gebraucht.

All diese Optionen können im laufenden Betrieb je nach Bedarf durch Steuerung der Transportwege in einer Managementzentrale ausgewählt werden.

Eine nach dieser Architektur gebaute Energieversorgung ist vollständig CO<sub>2</sub>-neutral und erfüllt auch die anderen nicht technischen Randbedingungen.

---

<sup>62</sup> Es wird angenommen, dass mindestens der Niederdruckteil des bestehenden Gasnetzwerkes auch für den Wasserstofftransport geeignet ist oder umgerüstet werden kann



## Anhang A: einige Randinformationen zu Wasserstoff als Energieträger

informativ

### A.1 Wozu brauchen wir Wasserstoff und wozu Strom

Aus den vorangegangenen Kapiteln und dem Teil 1 der 4. Ebene dieses Architekturvorschlags kann man entnehmen, dass der zusätzliche Bedarf an Wasserstoff etwa 1,5-mal so groß ist wie die Produktion der volatilen Quellen für die Verwendung als Strom zusammen. Dabei ist die benötigte Residualenergie durch die optimale Skalierung der Anteile der volatilen Quellen<sup>63</sup> untereinander und die gesteuerte Nutzung der klassischen Quellen für die Kompensation der vorhersagbaren Anomalien der Last nur noch knapp 20% des produzierten Stromertrages. Und das versorgt alle Sektoren ausreichend mit bedarfsgerechtem erneuerbarem grünem Strom. Es ist aber kein Anteil mehr zur Verfügung, der aus diesem erneuerbaren Strom durch z.B. Elektrolyse Wasserstoff herstellt. Auch die mögliche Erweiterung der PV- und Windgeneratoren muss als „zu vermeiden“ angesehen werden, da das die Öffentlichkeit wegen des „Landschaftsverbrauch“ nicht mehr als eine akzeptable Lösung für die Energiewende ansehen wird.

Eine Erweiterung der volatilen Quellen (und der zugehörigen Speicher) wären nämlich:

- das 4,5 fache der heutigen (2023) off-shore Windstromproduktion, um am Ende der Übergangsphase die benötigte Menge für den normalen Strombedarf zu erzeugen und dann dazu das 1,5 fache davon additiv, um die Wasserstoffproduktion mit grünem Strom zu erreichen. Also zusammen das 11,75 fache der jetzigen off-shore Produktion.
- weiter zunächst das 2,5 fache der heutigen on-shore Windproduktion für die normale Stromversorgung und dann wiederum das 1,5 fache additiv, also das 6,25 fache der heutigen on-shore Produktion.
- und dann noch weiter das 2,9 fache der PV-Produktion für die normale Stromversorgung und wieder das 1,5 fache davon additiv für die angedachte Wasserstoffproduktion, also zusammen das 7,25 fache der heutigen PV-Produktion.
- dann kämen noch die Stromspeicher hinzu sonst müssten die Elektrolyseure variable Ertragsmengen liefern.

Daraus kann man die Konsequenz ableiten, dass die massenhafte Herstellung von grünem Wasserstoff über Elektrolyse in Deutschland nicht machbar ist.

Das führt zu der Erkenntnis, dass nur ein kleiner Teil des Wasserstoffs von der Primärenergie an, in Deutschland produziert werden kann. Das betrifft den Teil der nur eine Alternative hätte, nämlich als nicht verwendbar vernichtet zu werden. Dazu gehört der Überschussstrom der off-shore Windgeneratoren, der aus Kapazitätsgründen über das Leitungsnetz nicht mehr übertragen werden kann und eine Erhöhung der Leitungskapazität teurer wäre als der Strom, der „gerettet“ werden könnte.

Der Weg wird sein, den nicht selbst produzierbaren Anteil des Wasserstoffbedarfs – der erheblich sein wird – zu importieren.

Aus der Auflistung der tatsächlich im Jahr 2023 verbrauchten Erdgasmengen - siehe dazu Tabelle A.1 - kann eine heuristische Annahme abgeleitet werden, wieviel davon in Form von Wasserstoff am Ende der Energieumstellung nutzbar wäre.

---

<sup>63</sup> Laufwasser, Pumpspeicherwerke manchmal mit geringen Staumöglichkeiten



**Tabelle 3: Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2050 für alle Sektoren**

TWh/a 2050	<b>Industrie</b>	<b>GHD</b>	<b>Priv.Haushalte</b>	<b>Verkehr</b>	<b>882,1</b>
	a	b	c	d	
Raumwärme 1	32,1	57,5	184,4	3,4	277,4
Warmwasser 2	4,1	8,0	70,4	0,0	82,5
Prozesswärme 3	385,8	7,0	1,1	0,0	394,0
Kältegesamt 4	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Prozesskälte 5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mech.Energie 6	0,0	0,0	0,0	127,7	127,7
IKT 7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beleuchtung 8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EEV	422,0	72,5	255,9	131,7	882,1

Quelle: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/#:~:text=Im%20Jahr%202023%20wurde%20der,380%20Gramm%20pro%20Kilowattstunde%20gesch%C3%A4tz>

### A.1.1 Die Wasserstoff Transportpfade

Aus dem bisherigen kann abgeleitet werden, welche Transportwege und Energieträgerklassen gebraucht werden. Das ist in Abbildung 5 graphisch dargestellt. Diese müssen in der Übergangsphase schrittweise implementiert und genutzt werden und bleiben nach dem Ende der Übergangsphase so erhalten bzw. werden nur dann geändert oder erweitert, wenn neue Technologien implementiert werden sollen.

So entsteht das Transportmedium der **Klasse a**. aus Tabelle 2 etwa durch Elektrolyse in moderaten Mengen aus eher lokalen Quellen z.B. aus nicht mehr elektrisch transportierbaren offshore-Windstromspitzen. Er wird nur kurze Strecken als Wasserstoffgas transportiert z.B. bis hin zu den z.T. schon bestehenden LNG-Terminals, um den Wasserstoff als zugemischter Energieträger in das Ferngasnetz einzuspeisen. Die Mengen werden die Obergrenze an H<sub>2</sub>-Zumischungen der bestehenden Ferngasleitungen nicht erreichen.<sup>64</sup>

Die **Klasse b**. der Transportmedien ist fossiles Gas, das eigentlich gar nicht mehr gebraucht wird aber mit seinen Pipe-Lines noch aus der Übergangsperiode der Energiewende stammt und für Reserven hilfreich sein kann. Es trägt aber als e-fuel umgeformt nicht mehr zur CO<sub>2</sub> Emission bei.

Fossiles verflüssigtes Gas, also die **Klasse c**. wird wie heute schon als LNG über weite Strecken transportiert und wird zunehmend durch LSG (Liquefied Synthetic Gas)<sup>65</sup> ersetzt.

Neu in der Energietechnik, aber in der Chemischen Industrie ein Massenprodukt, ist Ammoniak, das hier als **Klasse d**. geführt wird.<sup>66</sup> Um Ammoniak aufzunehmen können die bestehenden Terminals der Chemischen Industrie leicht erweitert und benutzt werden. Der nach dem Transport angelandete Ammoniak wird über ein Ammoniak-Cracking in Stickstoff und Wasserstoff gespalten. Der Stickstoff wird in die Luft entlassen und Wasserstoff dann als Nutzlast weitergeleitet. Dieser Prozess findet bei hohen Temperaturen statt und sollte deshalb in der Industrie bleiben, dort ist der Umgang damit Routine. Die Ammoniaksynthese, die ja im Erzeugerland des eigentlich zu transportierendem Wasserstoff gemacht wird, ist dagegen ein harmloser

<sup>64</sup> es mag nach einer Wirtschaftlichkeitsrechnung herauskommen, dass sich die Rettung dieser Überschusswindstromspitzen nicht lohnt

<sup>65</sup> das ist chemisch und stofflich das gleiche

<sup>66</sup> Ammoniak sollte sich als Langstrecken-Transportmedium für Wasserstoff durchsetzen. Ammoniak kann unter leichtem Druck (> 8 bar) oder leicht gekühlt – was bei Rohrbeschädigungen sicherer ist – über sehr lange Strecken mit sehr guter Energiedichte transportiert werden.

Prozessschritt. Der notwendige Stickstoff wird dort vor Ort aus der Luft genommen was den Rücktransport des Transportträgermediums - den Stickstoff - unnötig macht.

Wenn das Ammoniak in Industriegebieten ankommt, kann dort auch das Cracking zu Wasserstoff gemacht werden und neben der Industrie können die Nutzer in einem naheliegenden Ballungsgebiet ohne Umwege mit Wasserstoff versorgt werden. Ein kleiner Speicher für die unstete Nutzernachfrage sollte noch auf der Ammoniakseite eingerichtet werden, da die Energiedichte von flüssigem Ammoniak sehr hoch ist.

Das nächste wichtige Trägermedium ist Bio-Methan, hier als **Klasse e.** gekennzeichnet. Bio-Methan hat zunächst einen negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck – es hat als Pflanze CO<sub>2</sub> aus der Luft aufgenommen und noch nicht abgegeben. Diese Trägerform sollte für die (rechnerische) Kompensation von Medien mit positivem Fußabdruck verwendet werden.

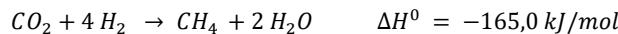
Bleibt noch die **Klasse f.** als Träger für synthetisch erzeugtes Methan. Diese Klasse ist weder eine Primärenergie noch eine Nutzenergie, sondern lediglich ein vorteilhaftes Medium für den Wasserstofftransport über große Entfernungen z.B. per Schiff von Wüstenstarten nach Deutschland. Auch hier ist kein Rücktransport des Trägers Kohlenstoff an den Ursprung der Methanisierung notwendig, weil hier das örtliche Kohlenstoffdioxid über DAC aus der Luft verwendet wird. Damit ist die Verwendung von Pipelines weiterhin möglich.

## Anhang B: Dekarbonisierung von CO<sub>2</sub> aus der Luft mit DAC oder Biomasse

informativ

### B.1 Die Dekarbonisierung der unvermeidlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie

#### Sabatier Prozess



Edukte Synthetic Methan

Produkte SNG

2,7 t CO <sub>2</sub> (1400 Nm <sup>3</sup> )	1 t Synthetic Methan	$\Rightarrow$	7,407 Mio. t Methan $\Rightarrow$ 97,86 TWh
0,5 t H <sub>2</sub> (5600 Nm <sup>3</sup> )	2,2, t Wasser		

Quelle: Nutzung von CO<sub>2</sub> 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-Marke<sup>67</sup> überschritten.

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

weiter über Atomgewicht:

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

$\Rightarrow CO_2 = 12,01 + 2 * 15,9994 = 44,01$  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 CO<sub>2</sub>  $\Rightarrow C_{CO_2} = 5,46 \text{ Mio. t / a}$

$\Rightarrow CH_4 = 12,01 + 4 * 1,0079 = 16,04$  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  $41,4 \text{ TWh}/0,45 = 92 \text{ TWh}$  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

$\Rightarrow C_{BioMethan} = 6,62_{CH_4} \text{ Mio. t} \cdot 74\% = 4,9 \text{ Mio. t Kohlenstoff}$  und ca. 1,72 Mio. t Wasserstoff<sup>68</sup>, das wiederum entspricht einem Energieanteil des Wasserstoffs von 1,72 Mio. t  $\cdot 33,33 \text{ TWh/Mio. t} = 57,33 \text{ TWh}_{\text{Wasserstoff}}$

<sup>67</sup> <https://agriportance.com/de/blog/warum-der-deutsche-biomethanmarkt-so-interessant-ist-eine-tiefgehende-betrachtung/>

<sup>68</sup> hier sind 10 % des Wasserstoffs als Verlust des Endothermen Pyrolyse-Prozesses angenommen.

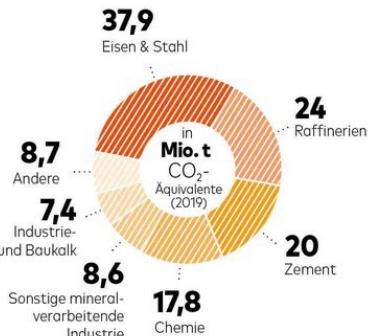
## WASSERSTOFF FÜR DEN KLIMASCHUTZ

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 CO<sub>2</sub>-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 <sup>69</sup> CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> mit Hilfe von Wasserstoff der durch Wasserspaltung mit Sonnenenergie gewonnen wurde. Aus den Edukten CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> kann man z.B. mit dem Sabatier-Prozess Methan (CH<sub>4</sub>) 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> gebunden hat. Das ist verblüffend wenig für einen negativen CO<sub>2</sub> Ausstoß, der die gesamte „unvermeidbare“ CO<sub>2</sub>-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).

---

<sup>69</sup> siehe auch Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. der Anteil der Zementindustrie. Strenggenommen sollte man hier nur ⅓ davon annehmen aber es gibt ja noch einige kleinere Emittenten

Da dieses e-Methan nicht verbrannt werden darf (sonst geht der negative CO<sub>2</sub>-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 eingefangenem CO<sub>2</sub>. Die Pyrolyse trennt das CH<sub>4</sub> Molekül des Methans in seine Edukte C Kohlenstoff und H<sub>2</sub> 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<sub>4</sub> beträgt 682\*10<sup>9</sup> 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 produziertem Wassersoff (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 (kohlefaser verstärktem 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<sub>2</sub>-Problem teilweise lösen.<sup>70</sup>

#### 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.

---

<sup>70</sup> siehe dazu auch Ebene 4 Teil 3 „e-fuel Bereitstellung“

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.

*Hinweis: Die sehr hohe CO<sub>2</sub>-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 (kohlefaser verstärktem Kunststoff) weiterverarbeitet werden sollte, muss angenommen werden, dass bei der dann vorhandenen Menge an CFK-Baustoffen die Nachfrage nach Zement möglicherweise deutlich reduziert wird. Das würde dann das hier angenommene Mengengerüst beeinflussen und das CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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

siehe auch <https://uknow.uky.edu/research/uk-researchers-develop-novel-method-turn-coal-waste-carbon-fiber#:~:text=In%20this%20breakthrough%2C%20high%20modulus,stemmed%20from%20the%20waste%20coal>.

## B.5 Die e-fuel Herstellung

### Fischer-Tropsch-Synthese

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

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:  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{ H}_2\text{O} + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{C}_{n+1}\text{H}_{2n+6} + (n+1) \text{ H}_2\text{O}$       <sup>71</sup>

## B.6 Wie entsteht Energie aus Biomasse

Die Fotosynthese

<sup>71</sup> das beteiligte Wasser wird in jedem Schritt wiederverwendet und um eine Mengeneinheit erhöht

6 CO<sub>2</sub> +12 H<sub>2</sub>O + Sonne ergibt C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>O<sub>6</sub> + 6 O<sub>2</sub> + 6 H<sub>2</sub>O <sup>72</sup>

Energieform	CO <sub>2</sub> -Emissionen in g/kWh
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

---

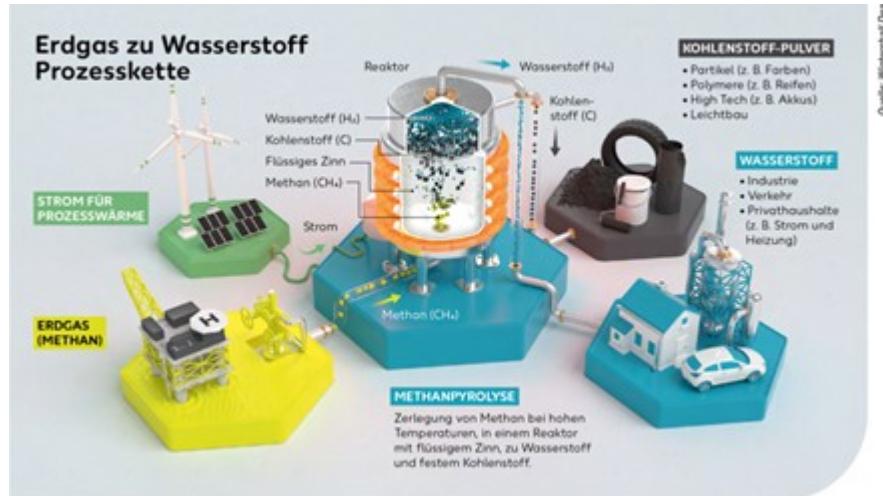
<sup>72</sup> Quelle: <https://www.u-helmich.de/bio/stoffwechsel/reihe4/reihe42/421-Uebersicht.html>

## Anhang C: Verschiedene Technologien der Methanpyrolyse

informativ

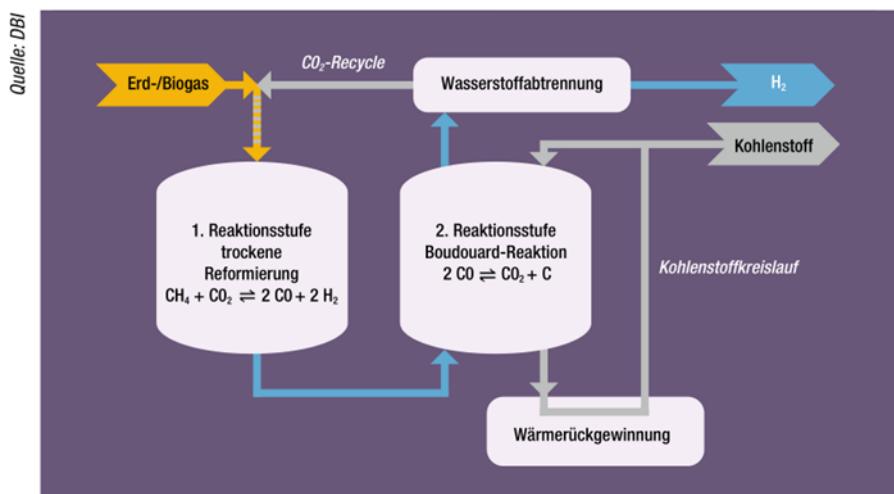
### C.1 Die Hochtemperatur in einem Blasenreaktor

CC

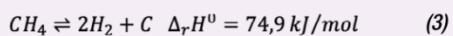
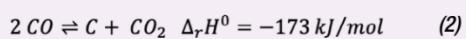
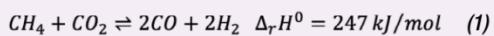


### C.2 Die Methan-Pyrolyse in einem zwei Phasen Reaktor

CC



Schematische Darstellung des angestrebten Prozesses in zwei Teilschritten

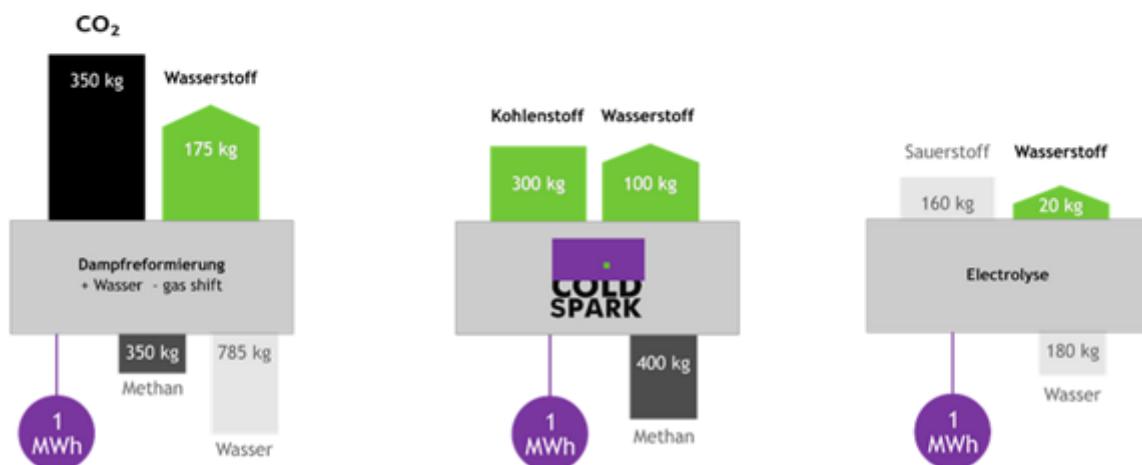


Quelle: [https://wvgw.de/dyn\\_pdf/ewp/2022/kompakt\\_Pyrolyse/12/](https://wvgw.de/dyn_pdf/ewp/2022/kompakt_Pyrolyse/12/)

### C.3 nicht-thermischer Plasma Prozess

**Coldspark®** geht einen anderen Weg und erforscht, wie sich Methan mithilfe eines nicht-thermischen Plasmas aufspalten lässt. Das Molekül wird gewissermaßen "zerschossen" und in seine Einzelteile C und H zerlegt. Dabei entstehen (fast) keine CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen stammen vor allem aus dem für den Prozess erforderlichen Strom und sind somit z.B. bei Braunkohlestrom höher als bei Windstrom. (Ein weiterer Teil an Emissionen stammt aus der Förderung und dem Transport von Erdgas bzw. aus der Produktion von Biomethan. Hier kommt es vor allem darauf an, wie wichtig die Erzeugerländer und Erzeugerfirmen ihre Verantwortung für den Klimaschutz nehmen und solche Emissionen verhindern.)

Die Bindungsenergie von Wasserstoff im Methan-Molekül ist niedriger als die Bindungsenergie von Wasserstoff im Wassermolekül und daher benötigt die Coldspark®-Technologie weniger Energie in Form von Strom als die Elektrolyse. Oder anders herum: Mit der gleichen Strommenge produziert Coldspark® deutlich mehr Wasserstoff, wie die Abbildung unten verdeutlicht.



<https://ibbk-biogas.com/coldspark-kalte-methanpyrolyse/>

## Anhang D: Hinweise zur Vervollständigung der Architekturebene 4

### informativ

Dieser Anhang ist nicht mehr Teil der „Funktionalen Architektur - Ebene 4. Er hilft nur, den folgenden Teile 3: e-Fuel Aufbereitung widerspruchsfrei gegenüber diesen Teilen festzulegen. Hier wird nur als Erinnerung für die weiteren Teile aufgelistet, welche Konsequenzen für die folgenden Teile aus dem Teil 1 und 2 – und natürlich auch aus der Ebene 3 – für deren Definitionen abgeleitet werden müssen.

#### **D.1 Abgeleitete Stichworte für den Entwurf der Ebene 4 Teil 3: e-Fuel Aufbereitung**

##### *in Arbeit*

Ein Problem in der Übergangszeit muss gelöst werden, um einen massiven volkswirtschaftlichen Schaden zu vermeiden, der entstehen würde, wenn der riesige Bestand an Verbrennerfahrzeugen, Flugzeugen und Schiffen vor dem Ende der jeweiligen Lebensdauer aus energiepolitischen Gründen stillgelegt werden müsste. Sonst käme die zwingende Konsequenz zum Tragen, dass die CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung z.T. oder ganz gescheitert ist.

Es gilt also in der Übergangszeit die noch klassisch versorgten Fahrzeuge mit synthetischen Kraftstoffen zu versorgen (siehe auch in dem Vorschlag der funktionalen Architektur<sup>73</sup> Teil 3 Abbildung 5), so dass sie keine oder nur minimale Änderungen an ihren Fahrzeugen durchführen müssen.

Am Ende der vollständigen Umsetzung auf CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung z.B. ab 2050 werden einige Ausnahmen in den Fahrzeugklassen akzeptiert werden müssen. Die Liste dieser Ausnahmeklassen muss zeitnah festgelegt werden. Das könnten z.B. landwirtschaftliche Fahrzeuge (Gewicht von Akkus), Einsatzfahrzeuge (lange Einsatzzeiten), tragbare Maschinen, Notstromaggregate, militärische Fahrzeuge, Binnenschiffe und Flugzeuge sein. Die Produktionskapazität von e-Fuel sollte von Anfang an auf diese verbleibende Menge angepasst sein und stetig so erweitert werden, dass am Ende der Übergangszeit die dann dauerhaft notwendige Menge produziert wird.

E-Fuel wird aus Wasserstoff und Kohlenstoff produziert. Die chemischen Prozesse dafür sind bekannt. Seit der Erkenntnis, dass e-Fuels während der Energiewende eine Bedeutung haben wird sind viele neue Ideen entstanden, diese Prozesse noch zu verbessern<sup>74</sup>.

Der Wasserstoff dazu ist Teil der Wasserstoffversorgung

Der benötigte Kohlenstoff wird anfangs aus den Abgasen der Industrie (vor der Abgabe in die Atmosphäre durch CCU - Carbone Capture and Usage) gewonnen. Das betrifft insbesondere die Zementindustrie, und die Prozesse, die Kohlenwasserstoffe oder Kohle verbrennen. Die Mengen müssen so aufeinander abgestimmt werden, dass die nachlassende Menge des in der Industrie produzierten CO<sub>2</sub>, die zunehmende Nutzung von Industrieabgasen in der e-Fuel-Industrie und die Abnahme der Verbrennerfahrzeuge so zueinander passen, dass ab der Mitte der Übergangsphase auf diese Weise gerade noch genügend Kohlenstoff für die e-Fuel Industrie zur Verfügung steht und somit kein CCU mehr notwendig wird.

---

<sup>73</sup> [www.eets-consulting.eu](http://www.eets-consulting.eu) Heuristischer Ansatz für eine nachhaltige und CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung

<sup>74</sup> [https://www.mpg.de/11725569/\\_jb\\_2017](https://www.mpg.de/11725569/_jb_2017)

Ab der Mitte der Übergangsphase wird mit Hilfe von DAC (Direct Air Capture) die fehlende Menge an CO<sub>2</sub> oder Kohlenstoff aus der Atmosphäre gewonnen und dadurch mit der Produktion von e-Kerosin die Gesamtproduktionsmenge an e-Fuels konstant gehalten.

Am Ende der Umstellung (z.B. 2050) wenn alle Fahrzeuge BEV oder FCEV sind, wird neben dem Rest von e-Fuel für Ausnahmenutzungen nur noch e-Kerosin für Flugzeuge produziert. Das wird zunächst noch fossilem Kerosin zugemischt. Für die spätere Zukunft bedarf es zwingend einer internationalen Vereinbarung, so dass die Produktion von e-Kerosin auch für Flugzeuge einen vollständig CO<sub>2</sub>-neutralen Betrieb ermöglicht.

Es muss bei der Schätzung der Abgasmengen vor allem in der Zementindustrie berücksichtigt werden, dass in der Wasserstoffproduktion durch cracken von Kohlenwasserstoffen fester Kohlenstoff entsteht, der in der Bauindustrie schrittweise die Nutzung von Zement durch Nutzung von z.B. Kohlefaserwerkstoffen ersetzen kann und sollte. Einen ähnlichen Effekt gibt es bei der Stahlindustrie.