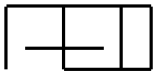
Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz

Ein Weissbuch

Juli 2019

PAUL SCHERRER INSTITUT



faEmpa

Materials Science and Technology

ETH zürich

UNIVERSITE
DE GENÜVE

Power-to-X:
Perspektiven in der Schweiz

Ein Weissbuch

Juli 2019

T. Kober[*], C. Bauer[*] (eds.), C. Bach[2], M. Beuse[3], G. Georges[4], M. Held[4], S. Heselhaus[8], P. Korba[5], L. Küng[4], A. Malhotra[3], S. Moebus[6], D. Parra[7], J. Roth[*], M. Rüdisüli[2], T. Schildhauer[*], T.J. Schmidt[*], T.S. Schmidt[3], M. Schreiber[8], F.R. Segundo Sevilla[5], B. Steffen[3], S.L. Teske[2]

[1] Paul Scherrer Institut (PSI)
[2] Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa)
[3] Eidgenössische Technische Hochschule (ETH) Zürich, Departement Geistes-, Sozial- und Staatswissenschaften, Gruppe für Energiepolitik
[4] Eidgenössische Technische Hochschule (ETH) Zürich, Departement Maschinenbau und Verfahrenstechnik, Institut für Energietechnik, Labor für Aerothermochemie und Verbrennungssysteme
[5] Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW), School of Engineering
[6] Hochschule für Technik Rapperswil (HSR), Institut für Energietechnik
[7] Universität Genf, Institut für Umweltwissenschaften
[8] Universität Luzern, Rechtswissenschaftliche Fakultät

Inhaltsverzeichnis

Synthese **6**

1 Vorwort und Einleitung **8**

2 Was ist Power-to-X? **9**
2.1 Grundprinzip 9
2.2 Elektrolyse 9
2.3 Synthese von Methan, anderen Kohlenwasserstoffen oder Ammoniak 10
2.4 Entwicklungsstand 11
2.5 Infrastruktur 11

3 Warum Power-to-X in der Schweiz? **12**
3.1 Treibhausgasemissionen und Klimawandel 12
3.2 Mehr und mehr erneuerbare Stromproduktion 12
3.3 Flexibilität ist gefragt 13

4 Flexibilität als wichtiger Beitrag zum Klimaschutz **14**
4.1 Was bringt P2X? 14
4.2 P2X als wichtiges Element zukünftiger Energieszenarien 15

5 Kosten von Power-to-X **16**
5.1 Heutige Kosten verschiedener P2X Produkte 16
5.2 Power-to-Hydrogen: Wasserstoffproduktion 17
5.3 Power-to-Methane: Erzeugung von synthetischem Erdgas 18
5.4 Power-to-X-to-Power: Rückverstromung von P2X-Produkten 19
5.5 Power-to-Liquids: Herstellung von flüssigen Kohlenwasserstoffen 19

6 Nutzen für den Klimaschutz **20**
6.1 Die Ökobilanzperspektive 20
6.2 CO_2-Quellen 20

7 Power-to-X und der Schweizer Strommarkt **22**
7.1 P2X als Dienstleister im Elektrizitätssystem 22
7.2 P2X als Stromspeicher 22
7.3 P2X zur Stabilisierung des Stromnetzes 23

8 Power-to-X und der Schweizer Gasmarkt **25**
8.1 Synthetisches Methan 25
8.2 Wasserstoff 25

9 Power-to-X und der Verkehrssektor **27**
9.1 Flugverkehr 27
9.2 Strassenverkehr 27

10 Power-to-X in der Industrie **30**
10.1 Die Rolle von Wasserstoff 30
10.2 Die Schweizer Industrie 30

11 Integration von Power-to-X in verschiedene Märkte **31**

12 Power-to-X und Innovationspolitik **32**
12.1 Anschub für den einheimischen Schweizer Markt 32
12.2 Wechselwirkung zwischen Produzenten und Konsumenten 32

13 Gesetzliche Aspekte im Zusammenhang mit Power-to-X **33**
13.1 Allgemeine Regelungen 33
13.2 Der Status von P2X als Endverbraucher und Stromerzeuger 33
13.3 P2X als Investition ins Stromnetz 33
13.4 Regelung zur Strommarktentflechtung 33
13.5 Der Gasmarkt 33
13.6 Der Verkehrssektor 33
13.7 Der Wärmemarkt 34
13.8 Regulatorischer Einfluss auf Geschäftsmodelle 34

14 Verdankung **35**

15 Abkürzungen **35**

16 Terminologie **36**

17 Quellenverzeichnis **38**

Synthese

Das Schweizer Energiesystem steht vor einem tiefgreifenden Wandel und damit verbundenen Herausforderungen: Während die Kernkraftwerke schrittweise vom Netz genommen werden, soll die Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie die entstehende Lücke (teilweise) schliessen. Gleichzeitig wird erwartet, dass das Energiesystem seine Kohlendioxid-(CO_2-) Emissionen reduziert, um die Klimaziele im Einklang mit dem Pariser Abkommen zu erreichen, also den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Für die Schweiz bedeutet dies konkret den Ersatz fossiler Brennstoffe im Verkehrssektor sowie für die Wärmebereitstellung.

Ein Stromsystem, das weitgehend auf intermittierenden erneuerbaren Energien basiert, benötigt zeitliche Flexibilitätsoptionen, die Erzeugung und Nachfrage ausgleichen. Eine dieser Flexibilitätsoptionen ist «Power-to-X» (P2X): Dieser Begriff beschreibt die elektrochemische Umwandlung von Strom in gasförmige oder flüssige Energieträger oder industrielle Ausgangsstoffe. Damit umfasst dieses Weissbuch elektrochemische P2X-Verfahren, nicht jedoch den Einsatz von Elektrizität zur direkten Wärmebereitstellung (Power-to-Heat). Die P2X-Prozesskette beginnt mit der Elektrolyse von Wasser (Abbildung 1.1). Der aus der Elektrolyse gewonnene Wasserstoff kann entweder direkt als Brennstoff genutzt oder – in Kombination mit CO_2 aus verschiedenen Quellen – weiter in synthetische Kraftstoffe wie Methan (Synthetic Natural Gas – SNG) oder flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden. Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe können fossile Brennstoffe für Heizungen, Mobilität oder die Stromerzeugung direkt ersetzen und damit den CO_2-Ausstoss reduzieren. Allerdings muss man die gesamte P2X-Umwandlungskette berücksichtigen, um zu beurteilen, wie viel CO_2 effektiv reduziert wird. Das Ausmass der erreichbaren CO_2-Emissionsminderung hängt hauptsächlich von den CO_2-Emissionen ab, die mit dem für die Elektrolyse verwendeten Strom verbunden sind. Vielversprechende P2X-Optionen im Schweizer Kontext sind der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen und die Erzeugung von synthetischem Methan als Ersatz für Erdgas als Brenn- und Treibstoff. Im Mobilitätssektor können synthetische Kraftstoffe insbesondere für den Fernverkehr und den Schwerlastverkehr von Bedeutung sein, bei denen die direkte Elektrifizierung mit Batterietechnologien stark eingeschränkt ist. Sowohl Wasserstoff als auch SNG können ebenfalls wieder in Strom umgewandelt werden.

Wasserstoff, Methan und flüssige Kohlenwasserstoffe können – im Gegensatz zu Strom – leicht über lange Zeiträume gespeichert werden und ergänzen andere kurzfristige Energiespeicheroptionen für die Integration von Sonnen- und Windenergie. Vorausgesetzt, dass diese Langzeitspeicher für P2X-Produkte verfügbar sind, stellt diese Möglichkeit der saisonalen Anpassung von Stromerzeugung und Energiebedarf einen wichtigen Vorteil von P2X dar; ebenso wie auch Dienstleistungen zur Stabilisierung des Stromnetzes. Der Wert von P2X-Technologien entfaltet sich in der Kombination seiner vielfältigen Vorteile, die sich auf eine grössere zeitliche Flexibilität des Stromsystems, die Herstellung potenziell sauberer Brennstoffe für die Endverbraucher und die Reduzierung der CO_2-Emissionen durch den Einsatz von CO_2 bei der Herstellung von synthetischen Brennstoffen, welche fossile Energieträger ersetzen, beziehen. Allerdings ist jeder der Umwandlungsschritte der P2X-Technologie mit Energieverlusten behaftet.

Da Energieverluste mit Kosten verbunden sind und da sich einige der an P2X beteiligten Prozesse noch in der Entwicklungsphase befinden, sind die Kosten für P2X-Produkte derzeit hoch. Ein Schlüsselfaktor für die Wettbewerbsfähigkeit von P2X ist die Bereitstellung von Strom zu möglichst geringen Kosten. Als eine Technologie, die die Verbindung verschiedener Energiebereitstellungs- und -verbrauchssektoren ermöglicht (Sektorkopplungstechnologie) ist es für eine erfolgreiche Marktintegration der P2X-Technologie wichtig, Umsätze auf verschiedenen Märkten generieren zu können. Unter geeigneten Randbedingungen könnte die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit in Zukunft erreicht werden. Eine solche positive Entwicklung hängt von einigen Schlüsselfaktoren ab:

- Das Erreichen der Ziele der Technologieentwicklung und Senkung der Anlagenkosten,
- Eine breite Einführung von Brennstoffzellen- oder SNG-Fahrzeugen zusammen mit der erforderlichen Kraftstoffverteilungsinfrastruktur,
- Ein Regulierungsrahmen, der Stromspeichertechnologien und damit P2X gleich behandelt (insbesondere in Bezug auf die Stromnetzgebühren) und der die Umweltvorteile von P2X-Produkten monetarisiert (wie beispielsweise durch eine Besteuerung von CO_2-Emissionen),
- Die Identifikation von Marktchancen von P2X in unterschiedlichen Sektoren und die Nutzung optimaler Standorte für P2X-Anlagen mit Zugang zu kostengünstigem Strom aus erneuerbaren Energien sowie geeigneten CO_2-Quellen.

Basierend auf dem vorhandenen Wissen scheinen einige Empfehlungen zur Unterstützung der Einführung von P2X in der Schweiz für politische Entscheidungsträger, die Forschung und andere Interessengruppen angemessen:

- Es sind ehrgeizige Ziele für die Reduzierung der CO_2-Emissionen im Inland erforderlich.
- Die derzeitigen Unklarheiten im Regulierungsrahmen sollten beseitigt werden, wobei die Vorteile von P2X im Stromnetz als Erzeuger und Verbraucher von Strom anerkannt werden sollten.
- Die Hochskalierung von P2X-Pilotanlagen sollte unterstützt werden, um die Grösse kommerzieller Einheiten zu erreichen.
- Die Innovationspolitik sollte den Binnenmarkt für P2X-Produkte stärken und die Entwicklung unterstützen, indem sie P2X-Technologien in umfassenden Projektaufbauten einsetzt, welche komplette P2X-Wertschöpfungsketten abdecken.
- Es sollten klare Regeln für die Berücksichtigung der potenziellen Umweltvorteile von P2X-Kraftstoffen festgelegt werden, und diese Vorteile müssen gewinnbringend genutzt werden können.
- Die Rolle von P2X und der optimale P2X-Einsatz zur Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele sollte in ganzheitlichen Untersuchungen (z. B. Szenarienanalysen zur Schweizer Energiestrategie 2050) vertieft werden, wobei der Systemintegration und den lokalen Aspekten (Verbrauchsstrukturen, Verfügbarkeit von Ressourcen und Infrastruktur) besondere Berücksichtigung zukommen sollte.

1 Vorwort und Einleitung

Das vorliegende Weissbuch geht auf das entsprechende Projekt von fünf Schweizer Kompetenzzentren für Energieforschung (SCCER Joint Activity White Paper Power-to-X) zurück, das von der Schweizer Innovationsagentur Innosuisse und dem Bundesamt für Energie finanziert wurde. Ziel dieses Weissbuchs ist es, die wichtigsten vorhandenen Erkenntnisse über P2X-Technologien zu sammeln und eine Synthese der vorhandenen Literatur und Forschungsergebnisse als Grundlage für die Bewertung dieser Technologien im Schweizer Kontext und ihrer potenziellen Rolle auf dem Schweizer Energiemarkt zu liefern. Dieses Weissbuch befasst sich mit P2X im Zusammenhang mit der elektrochemischen Umwandlung und behandelt keine elektrothermischen Umwandlungssysteme wie elektrische Heizungen und Warmwassersysteme. Mit dem Ziel, eine technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung von P2X-Technologien mit ihren systemischen Abhängigkeiten abzuleiten, werden die Gas- und Strommärkte sowie der Mobilitätssektor unter Einbezug der entsprechenden regulatorischen und innovationspolitischen Aspekte untersucht (Abbildung 1.1). Ergänzend zu diesem Weissbuch ist ein umfassender Hintergrundbericht mit detaillierten Informationen zu den verschiedenen technologischen Aspekten von P2X sowie den entsprechenden Auswirkungen auf Märkte, rechtliche Aspekte und Richtlinien verfügbar (z. B. unter http://www.sccer-hae.ch/). Der Hintergrundbericht beinhaltet auch die Verweise auf alle verwendeten Literaturquellen, wohingegen sich das vorliegende Weissbuch auf die Angabe von einigen ausgewählten Literaturquellen beschränkt.

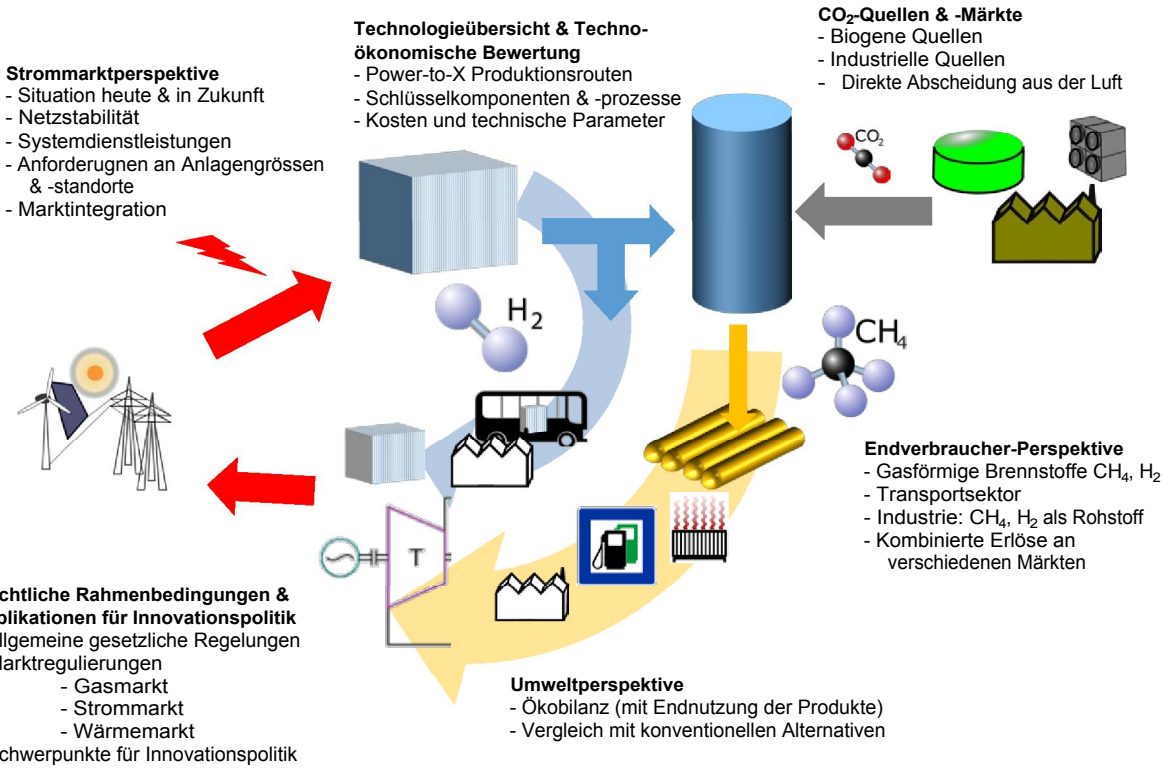


Abbildung 1.1:
Schematische Darstellung des Inhalts dieses Weissbuchs.

2 Was ist Power-to-X?

Das «X» in P2X repräsentiert Produkte wie Wasserstoff, Methan oder Methanol.

2.1 Grundprinzip

Das Grundprinzip von P2X-Systemen besteht in einem ersten Schritt in der Elektrolyse von Wasser: Mit Hilfe von Strom wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Je nach Endanwendung kann Wasserstoff direkt oder zur Herstellung anderer Energieträger eingesetzt werden. Die Synthese anderer Energieträger erfordert weitere Prozessschritte, die gasförmige oder flüssige Kohlenwasserstoffe wie Methan, Methanol, andere flüssige Kraftstoffe oder Ammoniak erzeugen (Tabelle 2.1). Bei der Herstellung von Kohlenwasserstoffen benötigt dieser zweite Schritt eine Kohlenstoffquelle, die ein Synthesegas aus biogenen Rohstoffen, CO_2 aus der Atmosphäre, oder aus stationären Emissionsquellen, z.B. fossilen Kraftwerken oder Zementwerken, sein kann. In einem dritten und letzten Schritt müssen die Endprodukte möglicherweise für die weitere Verwendung aufbereitet werden.

1. Erster Schritt – Elektrolyse von Wasser: $2\,H_2O \rightleftharpoons 2\,H_2 + O_2$
2. Zweiter Schritt (optional, abhängig vom Zielprodukt; einer der folgenden Prozesse):
   - Methanisierung von CO_2 und Wasserstoff: $CO_2 + 4\,H_2 \rightarrow CH_4 + 2\,H_2O$
     oder
     Methanisierung von Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff: $CO + 3\,H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$
   - Methanol Synthese: $CO_2 + 3\,H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$
   - Synthese flüssiger Treibstoffe, Fischer-Tropsch Prozess: $CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O$; $CO + H_2 \rightleftharpoons C_xH_yOH + H_2O$
   - Ammoniak Synthese: $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$
3. Aufbereitung für weitere Verwendung:
   - Entfernung von Verunreinigungen
   - Verdichtung
   - Vorkühlung

2.2 Elektrolyse

Jeder P2X-Umwandlungspfad ist durch eine spezifische Kombination von Technologien gekennzeichnet, die von den erforderlichen Eingangs- und Ausgangsprodukten abhängt (Abbildung 2.1); der Elektrolyseur ist eine Kernkomponente aller P2X-Systeme. Es gibt drei Haupttypen von Elektrolyseuren:

1. Alkalische Elektrolyseure
2. Elektrolyseure mit Polymerelektrolytmembran (PEM)
3. Elektrolyseure mit Festoxid-Elektrolysezellen (SOEC)

Während die alkalische Elektrolyse die heute etablierte Technologie ist und für industrielle Grossanwendungen weit verbreitet ist, werden PEM-Elektrolyseure typischerweise für kleine Anwendungen gebaut. Sie haben eine vergleichsweise höhere Leistungsdichte und Zelleffizienz jedoch höhere Kosten. SOEC, die auf hohem Temperaturniveau arbeiten, befinden sich in einem

Tabelle 2.1: TechnologieÜberblick von P2X-Systemen – wichtigste Technologien, Inputs und Produkte.

P2X Endprodukt	Umwandlungsschritte	Kohlenstoff-Atome	Inputs	Technologien	Produkte
Wasserstoff (H_2)	1(+3)	0	Strom, Wasser, Wärme (für SOEC)	Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher	Wasserstoff, Sauerstoff, Wärme
Synthetisches Methan (CH_4)	1+2+3	**1**	Strom, Wasser, CO/CO_2	Elektrolyseur, Methanisierungsreaktor	Methan, Sauerstoff, Wärme
Synthetisches Methanol (CH_3OH)	1+2+3	**1**	Strom, Wasser, CO_2	Elektrolyseur, Synthesereaktor	Methanol, Sauerstoff, Wärme
Synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe (C_xH_yOH)	1+2+3	unterschiedlich	Strom, Wasser, (Wärme), CO_2	Elektrolyseur, Fischer-Tropsch-Reaktor	flüssige Kohlenwasserstoffe, Sauerstoff, Wärme
Ammoniak (NH_3)	1+2+3	0	Strom, Wasser, Stickstoff (N_2)	Elektrolyseur, Synthesereaktor	Ammoniak, Sauerstoff, Wärme

Die Elektrolyse ist der Schlüsselprozess in allen P2X-Systemen.

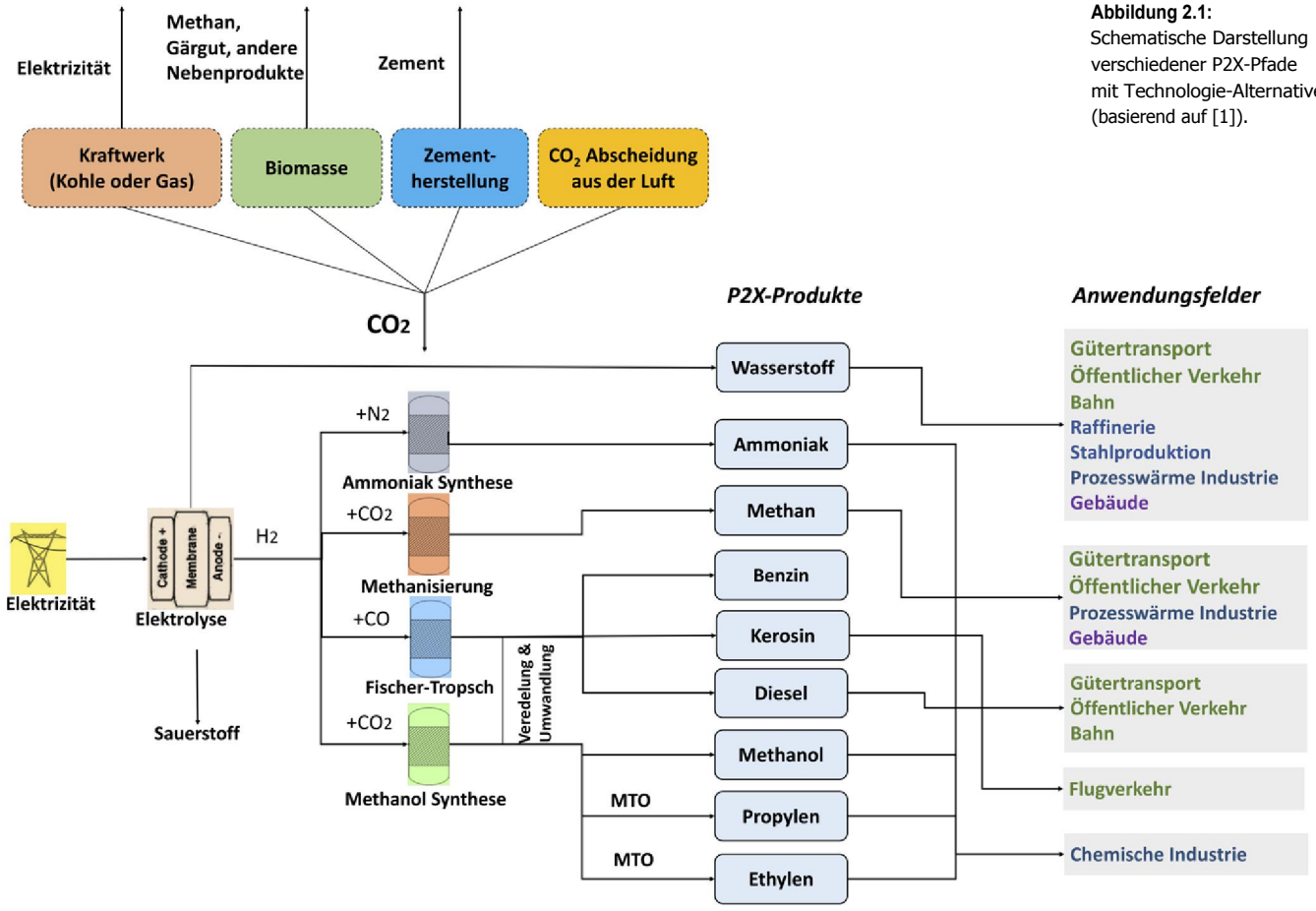


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung verschiedener P2X-Pfade mit Technologie-Alternativen (basierend auf [1]).

frühen Entwicklungsstadium mit den potenziellen Vorteilen eines hohen elektrischen Wirkungsgrades, niedriger Materialkosten und der Möglichkeit, im Umkehrmodus als Brennstoffzelle oder im Co-Elektrolyse-Modus zu arbeiten und Synthesegas aus Wasserdampf und CO_2 zu erzeugen. Obwohl die Elektrolyse eine endotherme Reaktion ist, treten in der Regel Wärmeübertragungsverluste auf, die zu Abwärme führen, die in anderen Anwendungen genutzt werden kann. Die Prozesseffizienzen, d.h. der Energiegehalt des Wasserstoff basierend auf dem oberen Heizwert (HHV) im Verhältnis zum effektiven Energieeinsatz, fortschrittlicher zukünftiger Systeme liegen in einem Bereich von 62–81 % für alkalische und bis zu 89 % für PEM-Elektrolyseure und noch höher für SOEC-Elektrolyseure. Neben den drei Haupttypen der Elektrolyse werden weitere Elektrolyseverfahren untersucht, wie z. B. die Plasma-Elektrolyse, die sich ebenfalls in einem frühen Forschungsstadium befindet.

2.3 Synthese von Methan, anderen Kohlenwasserstoffen oder Ammoniak

Für die Herstellung synthetischer, gasförmiger oder flüssiger Kohlenwasserstoffe in der Elektrolyse nachfolgenden Prozessschritten sind verschiedene zusätzliche Reaktorsysteme erforderlich, wie z. B. ein Methanisierungsreaktor (katalytischer oder biologischer Reaktor), ein katalytische Fischer-Tropsch-Reaktor oder ein Methanolsynthesereaktor, der auch in Kombination

P2X kann saubere Kraftstoffe erzeugen, die Benzin, Diesel und Erdgas ersetzen.

mit einem weiteren Verfahren zur Herstellung von Oxymethylenether (OME) eingesetzt werden kann. In diesen Reaktoren ist CO_2 neben Wasserstoff ebenfalls ein Rohstoff.

Das CO_2 kann aus verschiedenen Quellen stammen: aus biogenen oder synthetischen Gasströmen, aus Abgasen aus der Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe oder aus der Atmosphäre. Über die gesamten P2X-Ketten hinweg ist jeder Prozessschritt mit Energieverlusten verbunden: Die typischen Wirkungsgrade für die Herstellung von strombasierten, synthetischen Kraftstoffen liegen in der Grössenordnung von 20% (OME) bis etwa 40% (Methan) [2]. Abhängig von der Thermodynamik der Prozesse können verbesserte Wirkungsgrade erreicht werden, wenn Abwärme (z.B. aus dem Methanisierungsreaktor) für Heizzwecke anderer Prozesse innerhalb des P2X-Systems genutzt wird. Auch die effiziente Integration von Kohlenstoffquellen führt zu Effizienzsteigerungen, wie die Direktmethanisierung von Biogas in einer P2X-Anlage mit einem Gesamtwirkungsgrad von knapp 60 % zeigt [3].

2.4 Entwicklungsstand

Die verschiedenen Technologien, die an P2X-Systemen beteiligt sind, befinden sich derzeit auf unterschiedlichen technologischen Entwicklungsstufen, die von Stufe 5 («Technologie, die in der Einsatzumgebung validiert wurde») bis Stufe 9 («Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes») reichen, was die zweithöchste Stufe kurz vor dem «Nachweis des Systems in einer Betriebsumgebung» darstellt. Elektrolyseur-Technologien, Bestandteil aller P2X-Anlagen, sind bereits ausgereift, insbesondere die alkalische Technologie. Nach einigen erfolgreichen Demonstrationsprojekten, wie z.B. einer 6.3 MW_{el} Power-to-Methan-Anlage in Werlte (Deutschland) mit katalytischer Technologie zur Methanisierung [4] und der 1 MW_{el}-Anlage aus dem BiOCAT-Projekt in Kopenhagen [5], haben auch die Methanisierungsreaktoren in jüngster Zeit die kommerzielle Ebene erreicht. Fischer-Tropsch- und Methanolreaktoren sind in der chemischen Industrie bereits in viel grösserem Umfang weit verbreitet, aber ihre Implementierung in P2X-Systeme ist noch in der Entwicklung.

2.5 Infrastruktur

Zusätzlich zu den Energieumwandlungsanlagen wird eine Infrastruktur benötigt, um P2X-Produkte zum Endverbraucher zu bringen. Speichersysteme, die eine zeitliche Flexibilität bei der Produktion und dem Verbrauch von P2X-Produkten ermöglichen, müssen Teil dieser Infrastruktur sein. Für einige der P2X-Produkte können bestehende Verteilungsinfrastruktursysteme genutzt werden, z.B. das Erdgasnetz oder die Infrastruktur für flüssige Brennstoffe. Eine grosstechnisch ausgebaute Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff gibt es in der Schweiz nicht. Allerdings ist es möglich, Wasserstoff in kleinen Mengen auch im Erdgasnetz zu transportieren. Ausserhalb der Schweiz, insbesondere für industrielle Anwendungen, hat sich der Ferntransport und die Speicherung von Wasserstoff bewährt, wie das Beispiel der 240 km langen Rhein-Ruhr-Pipeline in Deutschland zeigt.

3 Warum Power-to-X in der Schweiz?

Hintergrund von P2X: Die Transformation des Energiesystems als Reaktion auf zukünftige Energie- und Klimaherausforderungen.

3.1 Treibhausgasemissionen und Klimawandel

Die Eindämmung des Klimawandels erfordert eine erhebliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen in allen Wirtschaftssektoren. Dies wird erhebliche Auswirkungen auf die Energielandschaft und andere Emissionsquellen haben. Die Schweiz hat sich verpflichtet, ihre jährlichen direkten Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Ein grosser Teil dieser Reduktion soll im Inland erreicht werden, während einige Emissionsreduktionen auf Massnahmen im Ausland durch die Verwendung internationaler Gutschriften beruhen können [6]. Im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen hat der Bund das langfristige Ziel formuliert, die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 um 70–85% gegenüber 1990 (inkl. Massnahmen im Ausland) zu senken und nach 2050 Klimaneutralität zu erreichen [7]. Heute stammen die inländischen Treibhausgasemissionen in der Schweiz zu rund 60% aus der Energieumwandlung im Verkehrs- und Gebäudesektor und zu 40 % aus anderen Quellen, darunter der Industrie. Derzeit werden die meisten CO_2-Emissionen der Schweiz im Verkehrssektor emittiert (Abbildung 3.1). Die Schweizer Stromproduktion ist nahezu CO_2-frei: Strom wird hauptsächlich aus Wasserkraft (60 %), Kernenergie (32 %) und neuen erneuerbaren Energien (6%) erzeugt [8]. Die Energiestrategie 2050, die darauf abzielt, die Stromversorgung aus Kernkraftwerken in der Schweiz einzustellen und erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu fördern, umreisst die zukünftigen Wege für die Entwicklung des Schweizer Energiesektors [4].

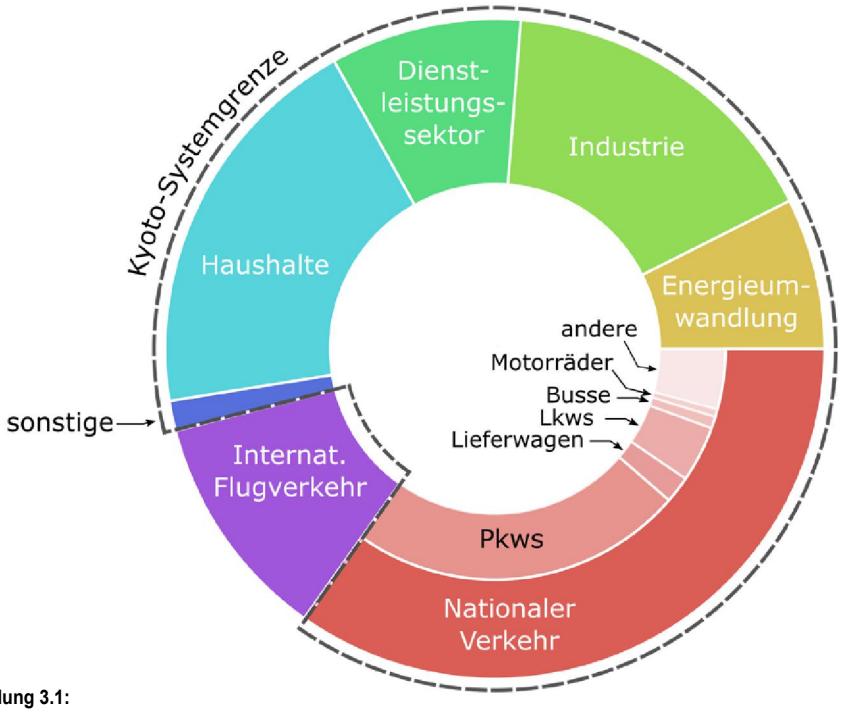


Abbildung 3.1:
CO_2 Emissionen in der Schweiz (2015) nach Sektoren [9].

3.2 Mehr und mehr erneuerbare Stromproduktion

Die Transformation des Schweizer Energiesystems in Richtung Klimaneutralität erfordert den Einsatz neuer kohlenstoffarmer Energielösungen. Gleichzeitig muss das derzeit hohe Mass an Zuverlässigkeit aufrechterhalten werden. Eine Möglichkeit die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, ist eine zunehmende Elektrifizierung von Energiedienstleistungen auf der Grundlage von Technologien zur CO_2-armen Stromerzeugung. Mit dem wachsenden Anteil intermittierender, erneuerbarer Energien am Strommix, wie z. B. Wind- und Solarenergie, dürften die Herausforderungen für die zeitliche und räumliche Balance von Angebot und Nachfrage in Zukunft zunehmen. Der zeitliche Ausgleich ergibt sich aus dem unvermeidlichen Missverhältnis zwischen der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage infolge von Tag/Nacht-Zyklen, Wettereinflüssen und saisonalen Unterschieden, während der räumliche Ausgleich aus Unterschieden zwischen den Standorten der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs resultiert.

Die Stromerzeugung aus intermittierenden, erneuerbaren Quellen erfordert in Zukunft mehr Flexibilität.

3.3 Flexibilität ist gefragt

Eine zukünftige Schweizer Energieversorgung, die im Wesentlichen auf hohe Anteile an intermittierender Stromerzeugung setzt, braucht ausreichende Flexibilitätsoptionen. Diese müssen Energieverschiebungen zwischen Tag und Nacht sowie zwischen Sommer und Winter ermöglichen: Photovoltaik-(PV-)Anlagen, die in der Schweiz das mit Abstand grösste Potenzial für die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien aufweisen, zeigen deutliche saisonale Spitzen im Sommer und tägliche Spitzen am Mittag. Im Fall von gleichzeitig niedrigem Stromverbrauch stellen solche Erzeugungsspitzen eine Herausforderung für das Stromnetz dar und müssen – wenn sie genutzt werden sollen – entweder gespeichert und als Strom wiederverwendet, oder in andere Energieträger wie Gase und Flüssigkeiten umgewandelt werden, die z. B. als Treib- oder Brennstoffe genutzt werden können. Neben den bereits heute in der Schweiz betriebenen flexiblen Kraftwerken, d. h. Speicherwasserkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken, ist bei sehr hohen Anteilen an Wind- und Solarstrom eine Flexibilisierung durch weitere flexible Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel unvermeidlich, um einen kostengünstigen sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu gewährleisten [10]–[12]. P2X-Technologien stellen eine Möglichkeit dar, die Flexibilität zu erhöhen. P2X-Technologien bieten nicht nur die Möglichkeit einer verbesserten Sektorkopplung zwischen der Stromproduktion und den Verbrauchssektoren, sondern auch einen kurz- und langfristigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage.

P2X kann zeitliche und geografische Flexibilität im Energiesystem bieten und gleichzeitig das Portfolio an sauberen Kraftstoffen erweitern.

4 Flexibilität als wichtiger Beitrag zum Klimaschutz

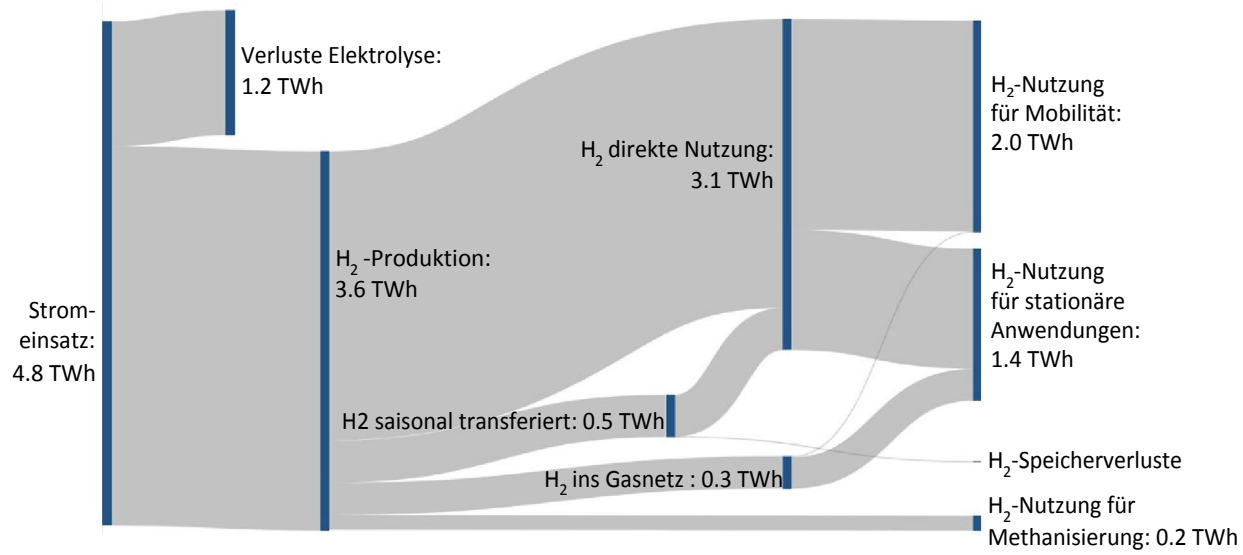
4.1 Was kann P2X leisten?

P2X-Systeme können so konzipiert werden, dass sie die Flexibilität des Energiesystems erhöhen und gleichzeitig die Treibhausgasemissionen reduzieren. Die folgenden drei Haupteinsatzzwecke lassen sich unterscheiden:

1. Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage über einen langen Zeithorizont (z. B. saisonal) bei Verfügbarkeit von grossen Speichern für Wasserstoff oder Syntheseprodukte und einer möglichen Rückverstromung dieser Produkte,
2. Kurzfristige Ausgleichsflexibilität im Stromnetz durch Lastmanagement, ermöglicht durch einen intelligent gesteuerten Stromverbrauch von Elektrolyseuren,
3. Versorgung mit emissionsarmen synthetischen Energieträgern auf Strombasis unter Nutzung von CO_2 aus der Atmosphäre, stationären Quellen, Biogasanlagen und industriellen Prozessen als Ersatz für fossile Kraft- und Brennstoffen sowie als Rohstoff für industrielle Prozesse.

Die Flexibilität des Stromnetzes kann durch Elektrolyseure gewährleistet werden, wenn sie systemdienlich betrieben werden; insbesondere wenn reichlich erneuerbarer Strom verfügbar ist und die Produktion die Nachfrage übersteigt («Überschussstrom»). Der durch Elektrolyseure erzeugte Wasserstoff oder die in nachfolgenden Schritten produzierten Energieträger können über verschiedene Zeitskalen gespeichert werden, was für den saisonalen Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage von Bedeutung ist. Dies kann dazu beitragen, den Bedarf in Zeiten begrenzter Stromversorgung zu decken (z. B. im Winter, wenn die PV-Erzeugung gering ist). CO_2-arme Kraftstoffe aus P2X können fossile Brennstoffe in verschiedenen Nachfragesektoren ersetzen und so die Treibhausgasemissionen reduzieren. Wasserstoff, Methan und flüssige synthetische Kraftstoffe können für verschiedene Zwecke eingesetzt werden: als Kraftstoffe in Motoren, Brennstoffzellen und Turbinen, zur Wärme- und Stromerzeugung sowie als Treibstoffe, aber auch als Ausgangsstoffe in

Abbildung 4.1:
Kombination verschiedener Wasserstoff-Produktions- und Nutzungspfade, die der P2X-Technologie zugerechnet werden können; diese sind Teil einer kostenoptimierten Konfiguration des Schweizer Energiesystems für das Jahr 2050 bei einer ambitionierten Klimapolitik [13]. Dargestellt ist der Stromeinsatz zur Elektrolyse sowie die in P2X-Anlagen erzeugten Energiemengen in Form von Wasserstoff und synthetischem Methan sowie der Verwendung bzw. die Verteilung der P2X-Produkte. «direkte H_2-Nutzung» bezieht sich auf den direkten Verbrauch von Wasserstoff ohne Transport im Gaspipelinenetz.



Im Vergleich zu anderen neuen erneuerbaren Energiequellen gibt es ein besonders hohes Potenzial für Strom aus Solaranlagen in der Schweiz, was P2X zu einem Schlüsselelement in einem nachhaltigen Energiesystem macht.

chemischen und industriellen Prozessen. Einige dieser P2X-Produkte, wie beispielsweise synthetisches Methan, können direkte Substitute für die heute verwendeten fossilen Energieträger sein, da sie auf der Verbraucherseite keine Änderungen der Technologien erfordern. Methanol sowie andere flüssige synthetische Kraftstoffe können zu Benzin, Diesel und Kerosin aufbereitet werden. Die direkte Nutzung von Wasserstoff würde jedoch nicht nur eine neue Verteilungsinfrastruktur oder den Ausbau des bestehenden Gasnetzes erfordern, sondern auch neue Endverbrauchstechnologien, wie beispielsweise Brennstoffzellen, die im Vergleich zu vielen gegenwärtigen Technologien einen effizienteren Energieeinsatz ermöglichen.

4.2 P2X als wichtiges Element zukünftiger Energieszenarien

Inwieweit P2X-Produkte und die entsprechenden Technologien diese vielfältigen Vorteile für das Energiesystem auf kosteneffiziente und klimaschonende Weise erbringen können, hängt von verschiedenen Schlüsselfaktoren ab, darunter die Gesamteffizienz des Systems sowie die Umweltauswirkungen und Kosten im Vergleich zu alternativen Energietechnologien und anderen Optionen zur Bekämpfung des Klimawandels. Je nach Marktbedingungen können P2X-Technologien langfristig zu einer wirtschaftlichen Energieversorgung in der Schweiz beitragen.
Abbildung 4.1 veranschaulicht die Stärken von P2X-Technologien und zeigt eine mögliche Konfiguration von P2X im Schweizer Energiesystem unter szenariospezifischen Annahmen über zukünftige Entwicklungen. Die Versorgung der Nachfragesektoren (insbesondere des Mobilitätssektors) mit kohlenstoffarmen Kraftstoffen auf Strombasis ergänzt mehrere andere Massnahmen und Technologien, um ehrgeizige Klimaziele zu erreichen. Modellbasierte Berechnungen zeigen einen Stromverbrauch durch P2X-Technologien im Jahr 2050, der etwa einem Drittel des in diesem Jahr aus Wind und PV erzeugten Stroms entspricht [13]. Mit etwa der Hälfte des gesamten Jahresverbrauchs allein in den drei Sommermonaten nutzen P2X-Technologien überschüssigen Strom und wandeln ihn in saubere Brennstoffe um, die teilweise saisonal in entsprechenden Lagern gespeichert werden, um das Stromnetz im Winter zu entlasten.

5 Kosten von Power-to-X

P2X ist heute teuer, aber Forschung und Innovation dürften in Zukunft die Kosten senken.

5.1 Heutige Kosten verschiedener P2X Produkte

Auf der Grundlage von Literaturdaten, wie sie in dieser Studie verwendet wurden (Details sind im Ergänzungsbericht ersichtlich), zeigen die derzeitigen Kosten für die Herstellung von Wasserstoffund synthetischen Kraftstoffen erhebliche Unterschiede für die verschiedenen P2X-Konversionspfade (Abbildung 5.1):

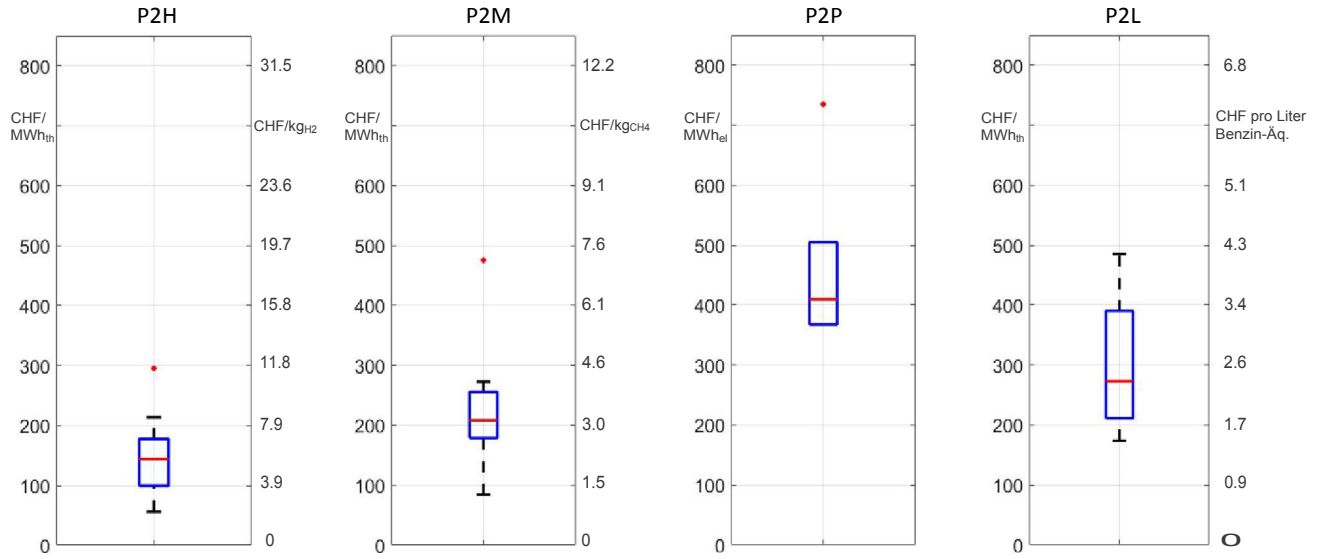
- 100–180 CHF/MWh_{th} für Wasserstoff (HHV) (Power-to-Hydrogen: P2H),
- 170–250 CHF/MWh_{th} für synthetisches Methan (Power-to-Methane: P2M),
- 210–390 CHF/MWh_{th} für synthetische flüssige Energieträger (Power-to-Liquids: P2L),
- 370–500 CHF/MWh_{el} für die Stromproduktion (Power-to-X-to-Power: P2P).

Die Streuung der Kosten hängt mit einer Reihe von Faktoren zusammen, darunter die Systemauslegung sowie die Anlagengrösse und der Infrastrukturbedarf. Schwankungen ergeben sich auch aufgrund unterschiedlicher Niveaus der technologischen Einsatzbereitschaft. Die in diesem Weissbuch angegebenen Kosten unterscheiden sich aufgrund der Annahmen, die in den verschiedenen zugrundeliegenden Studien getroffen wurden. Hauptfaktoren für die Schwankungsbereiche sind folgende Kostenfaktoren:

- Strombezugskosten (für die Elektrolyse),
- Nutzungsprofil für die Elektrolyse,
- Art der Elektrolysetechnologie,
- Systemwirkungsgrade.

Die Bandbreiten der Produktionskosten veranschaulichen die Kostenauswirkungen einer Reihe spezifischer Systemparameter und Marktbedingungen der P2X-Technologie und untermauern das vielfältige Technologiedesign und die Marktkonfigurationen. Als Folge standortspezifischer Merkmale (z. B. kohlenstoffarme Stromversorgung, CO_2-Quelle, Wasserstoffbedarf, Gasnetzkapazität) beeinflussen der Infrastrukturbedarf und Skaleneffekte die Investitionskosten von P2X. Die Literatur zeigt Skaleneffekte bei der Skalierung von kW auf MW-Grössen von einer Halbierung der

Abbildung 5.1: Verteilung der Kosten für die verschiedenen P2X-Pfade auf der Grundlage aktueller Kosten- und Leistungsdaten (repräsentativ für das Jahr 2015, basierend auf der in dieser Studie verwendeten Literaturquellen, wie im Ergänzungsbericht aufgeführt). Die Boxplots beinhalten den Median (mittleres Quartil innerhalb der Box), 25. und 75. Perzentile. Die Whisker-Plots reichen bis zu den äussersten Datenpunkten ohne Berücksichtigung von Ausreissern; die Ausreisser werden einzeln mit dem Symbol «•» dargestellt. Für die Pfade, die Gas produzieren, basieren die Daten auf Brennwerten; für die P2L-Route stellt die Einheit «CHF pro Liter Benzin-Äquivalent» ein energiebezogenes Mass mit eingeschränkter Vergleichbarkeit zu den Kraftstoffpreisen im Einzelhandel dar, da diese eine erhebliche Steuerkomponente beinhalten.



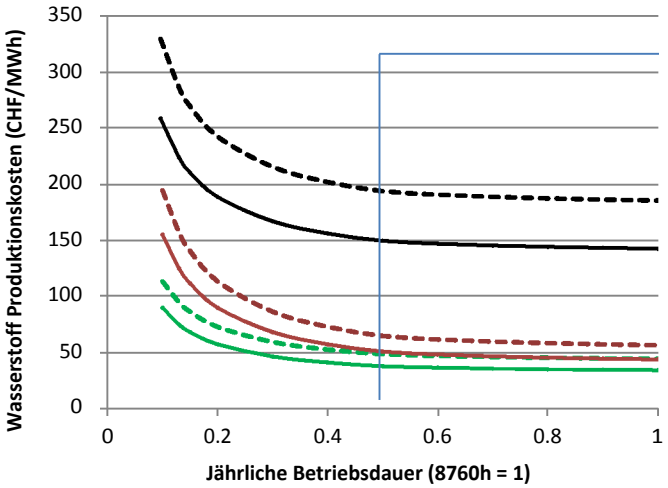
Schlüssel für billigen Wasserstoff: preiswerte Elektrizität und einige tausend Stunden Jahresproduktion.

spezifischen Investitionskosten [14], wie sie für industrielle Grossanwendungen in der Chemie- und Energiebranche typisch sind.

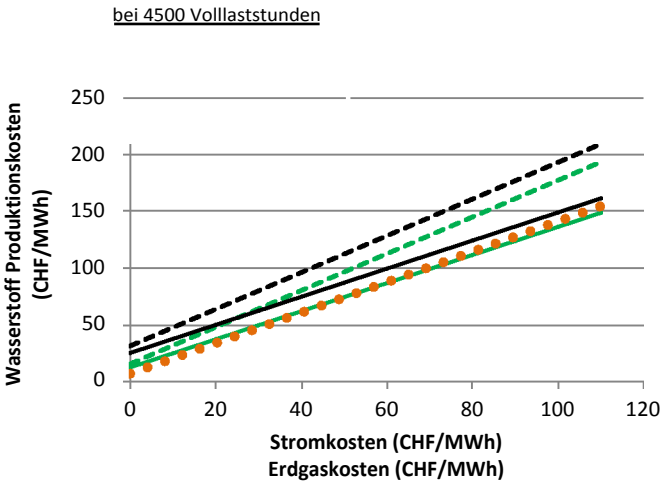
5.2 Power-to-Hydrogen: Wasserstoffproduktion

Da der Elektrolyseur die Kernkomponente von P2X-Systemen ist, hängen die Wasserstoffproduktionskosten im Wesentlichen von den Ausgaben für Elektrizität ab. Für heutige P2H-Technologien weisen die untersuchten Studien im Durchschnitt Wasserstoffproduktionskosten von 144CHF/MWh_{th} auf (linke Grafik in Abbildung 5.1). Abhängig von den Kosten der Stromversorgung kann der Anteil des Stroms für die Elektrolyse 50 % und mehr der gesamten Wasserstofferzeugungskosten betragen. Im Vergleich zu alternativen Produktionsverfahren zeigt sich, dass die Wasserstofferzeugung mit P2H-Systemen derzeit teurer ist als die Produktion mit dem weit verbreiteten Verfahren der Erdgasdampfreformierung (rund 60 CHF/MWh_{th} Wasserstoff bei einem Gaspreisniveau von 40 CHF/MWh). Mehrere vergleichende Studien belegen diesen Unterschied in den Produktionskosten mit einem Faktor von zwei bis fünf [15], [16]. Die strombasierte Wasserstofferzeugung könnte gegenüber der Erdgasdampfreformierung wettbewerbsfähig werden, wenn die Kosten für Erdgas

Abbildung 5.2: Wasserstoffproduktionskosten für verschiedene Elektrolyseurkonfigurationen (Investitionskosten, Effizienz) in Abhängigkeit von der jährlichen Elektrolyseurauslastung (linkes Feld) und in Abhängigkeit von den Kosten für die Stromversorgung (rechtes Feld). Zum Vergleich enthält die rechte Abbildung die Wasserstoffproduktionskosten für die Dampfmethanreformierung, die im Verhältnis zu den Kosten für die Erdgasversorgung dargestellt werden. Für alle Technologien zur Wasserstofferzeugung wird ein Zinssatz von 5% angenommen und maximal 90000 Gesamtbetriebsstunden.



Elektrolyse: 920 CHF/kWe und 81% Wirkungsgrad,Strompreis 100 CHF/MWh
Elektrolyse: 920 CHF/kWe und 62% Wirkungsgrad, Strompreis 100 CHF/MWh
Elektrolyse: 460 CHF/kWe und 81% Wirkungsgrad, Strompreis 20 CHF/MWh
Elektrolyse: 460 CHF/kWe und 62% Wirkungsgrad, Strompreis 20 CHF/MWh
Elektrolyse: 920 CHF/kWe und 81% Wirkungsgrad, Strompreis 20 CHF/MWh
Elektrolyse: 920 CHF/kWe und 62% Wirkungsgrad, Strompreis 20 CHF/MWh



Elektrolyse: 920 CHF/kWe und 62% Wirkungsgrad, 4500 Volllaststunden
Elektrolyse: 460 CHF/kWe und 62% Wirkungsgrad, 4500 Volllaststunden
Elektrolyse: 920 CHF/kWe und 81% Wirkungsgrad, 4500 Volllaststunden
Elektrolyse: 460 CHF/kWe und 81% Wirkungsgrad, 4500 Volllaststunden
Erdgasreformierung: 250 CHF/kWe und 76% Wirkungsgrad, 4500 Volllaststunden

Die Kosten für die Bereitstellung von CO_2 als Input für die Methanisierung zeigen eine hohe Variabilität und hängen von der Kohlenstoffquelle ab.

Kostengünstiges synthetisches Methan erfordert grosse Methanisierungsanlagen.

erheblich steigen, z.B. als Folge steigender Weltmarktpreise und/oder der Einpreisung von Umweltkosten (CO_2-Steuern), und bei niedrigen Stromkosten für die Elektrolyse [17]. Im der rechten Grafik in Abbildung 5.2 sind die Erzeugungskosten für Wasserstoff als Funktion der Energiebezugskosten darstellt, woraus zu sehen ist, dass sehr niedrige Wasserstoffproduktionskosten für die Elektrolyse nur bei niedrigen Stromkosten erreicht werden können. Wenn Strom gratis oder zu sehr niedrigen Preisen verfügbar ist, z.B. bei sehr hoher Stromproduktion und gleichzeitig niedrigem Verbrauch, werden die Wasserstoffproduktionskosten hauptsächlich durch die Investitions- und Wartungskosten bestimmt. Laut Literatur könnten gegenüber heute bis 2030 niedrigere Investitionskosten füralkalische Elektrolyseure von 460 CHF/kW_{el} (grüne Linien in Abbildung 5.2) erreicht werden, was bei hohem Wirkungsgrad und sehr geringen Strombezugskosten (<20 CHF/MWh) zu einem Produktionskostenniveau von weniger als 40 CHF/MWh_{th} Wasserstoff führen würde. Unter weniger optimistischen Annahmen für die Investitionskosten des Elektrolyseurs (920 CHF/kW für einen alkalischen Elektrolyseur im Jahr 2030) liegen die Wasserstoffproduktionskosten bei einem Strompreis von 20 CHF/MWh über 40 CHF/MWh_{th} und würden bei hohen Strombezugskosten (schwarze Linien) auf ein Niveau von mehr als 150 CHF/MWh_{th} steigen. Im Vergleich zu alkalischen Elektrolyseuren sind die heutigen spezifischen Investitionskosten von PEM-Elektrolyseuren etwa doppelt so hoch; Forschung und Entwicklung sowie Skaleneffekte in der Produktion könnten jedoch die Kosten in die Nähe der alkalischen Technologie bringen. Unter optimistischen Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten und vergleichsweise höheren Wirkungsgraden könnten PEM-Elektrolyseure in Zukunft Wasserstoff zu etwas niedrigeren Kosten produzieren können als alkalische Elektrolyseure. Darüber hinaus versprechen PEM-Elektrolyseure gegenüber alkalischen Elektrolyseuren eine verbessertes Betriebsverhalten bei Teil- und Überlast sowie einen geringeren Platzbedarf.

Mit steigenden Stromkosten wird die Effizienz des Elektrolyseurs immer wichtiger für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Die potenziellen Effizienzsteigerungen sind jedoch begrenzt und können hohe Strompreise möglicherweise nicht vollständig kompensieren. Die jährliche Auslastung des Elektrolyseurs hat einen geringeren Einfluss auf die Produktionskosten, solange er mit einer relativ hohen Auslastung betrieben wird. In den im linken Teil von Abbildung 5.2 dargestellten Fällen sind oberhalb von 4500 Volllaststunden pro Jahr (Jahresauslastungsfaktor ca. 0.5 in der Grafik) kaum signifikante Kostenveränderungen durch die Steigerung der Jahresauslastung der Anlage zu beobachten. Dies bedeutet, dass es nicht unbedingt negative Auswirkungen auf die Wasserstoffproduktionskosten gibt, wenn P2X-Anlagen nicht während der Saison betrieben werden, wenn der Strombedarf hoch und die Verfügbarkeit erneuerbarer Ressourcen vergleichsweise niedrig ist, wie dies im Winter der Fall ist. Sehr niedrige Auslastungsraten haben jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Amortisation der Investitionen und damit auf die Kosten der Wasserstofferzeugung. Für Elektrolyseure, die 900 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden, was in etwa den jährlichen Volllaststunden von PV-Anlagen in Mitteleuropa entspricht, liegen allein die kapitalbedingten Wasserstofferzeugungskosten im Bereich von 50–100 CHF/MWh_{th} (bei Investitionskosten von 460–920 CHF/kW_{el} und einem Zinssatz von 5 % und 20 Jahren Lebensdauer). Daraus lässt sich für eine kostengünstige Produktion von Wasserstoff ableiten, dass es entweder einer signifikanten Reduktion der Investitionskosten des Elektrolyseurs bedarf, sollte der Strombezug zu niedrigen Kosten nur an wenigen Stunden im Jahr möglich sein, oder dass P2X-Anlagenbetreiber kostengünstigen Strom über einen längeren Zeitraum sicherstellen können – also auch Strombezugsquellen erschliessen, die über die ausschliessliche Nutzung von Überschussstrom aus Solar-PV hinaus geht.

5.3 Power-to-Methane: Erzeugung von synthetischem Erdgas

Die synthetische Methanproduktion erfordert zusätzliche Prozessschritte nach der Elektrolyse und verursacht zusätzliche Kosten: Investitionskosten für den Methanisierungsreaktor, Kosten für einen zusätzlichen Wirkungsgradverlust und Kosten für die CO_2-Bereitstellung. Diese Mehrkosten sind den P2H-Kosten hinzuzurechnen und erhöhen die aktuellen durchschnittlichen Produktionskosten umrund 70 CHF/MWh_{th} auf 170–250 CHF/MWh_{th} für den P2M-Pfad. Während die zukünftig erwarteten Lernraten für Methanisierungsreaktoren niedriger zu sein scheinen als für Elektrolyseure, kann davon ausgegangen werden, dass Anlagengrösse und Up-Scaling die Kosten senken können. Je nach Anlagengrösse liegen die spezifischen Investitionskosten für aktuelle Methanisierungsreaktoren im Bereich von 1150–460 CHF/kW_{th} für Grössen von 1–10 $_{MWth}$ (katalytische Methanisierung). Allein diese Investitionskosten führen zu

Rückverstromung von Wasserstoff führt zu sehr hohen Stromkosten.

Methanproduktionskosten zusätzlich zu den Wasserstoffkosten von ca. 20–30 CHF/MWh_{th}. Aus der Literatur geht hervor, dass sich die künftigen Investitionskosten bis 2030 aufgrund von Technologieverbesserungen und Skaleneffekten halbieren könnten. Eine weitere Kostenkomponente für die synthetische Methanproduktion sind die Kosten für die Bereitstellung von CO_2. Die spezifische Energie und die Kosten pro abgetrennter Einheit CO_2 sinken typischerweise mit zunehmender CO_2-Konzentration der Gasquelle. Tendenziell niedrige Kosten für die synthetische Methanerzeugung können erreicht werden, wenn energetische Synergien von Biogasaufbereitungsanlagen und P2M-Anlagen genutzt werden können, z. B. wenn Wärme als Nebenprodukt im P2M-System effizient genutzt werden kann. Die höchsten in der Literatur genannten Kosten beziehen sich auf die direkte CO_2-Abscheidung aus der Luft (250 CHF pro Tonne CO_2 [18]), was zu Mehrkosten von 50 CHF/MWh_{th} führt. Da sich die so genannte «Direct Air Capture» Technologie jedoch in einem frühen kommerziellen Entwicklungsstadium befindet, bestehen erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten; Abscheidekosten von derzeitig 600 CHF pro Tonne CO_2 [19] bedeuten deutlich höhere Mehrkosten für die Methanproduktion von bis zu 120 CHF/MWh_{th}. Langfristige Kostenzielgrösse für die Schweizer «Direct Air Capture» Technologie liegt bei 100 CHF je Tonne CO_2 [19]. Im Vergleich zu «Direct Air Capture» Technologien sind die Kosten für die Abtrennung aus anderen CO_2-Quellen, wie fossilen Kraftwerken und Zementwerken, deutlich niedriger, da die CO_2-Konzentration dieser Rauchgasströme höher ist als die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre, wodurch die CO_2-Abtrennung weniger aufwändig ist [20].

5.4 Power-to-X-to-Power: Rückverstromung von P2X-Produkten

Wenn Wasserstoff oder Methan, das in P2H- und P2M-Systemen erzeugt wird, wieder in Strom umgewandelt wird (P2P), steigen die Kosten der Energieumwandlung erheblich. Die Kosten des P2P-Pfades hängen von den Umwandlungsverfahren zur Herstellung des synthetischen Gases (z.B. P2H oder P2M), der Art der Rückverstromung (z.B. Brennstoffzelle oder Gasturbine) und gegebenenfalls der Wasserstoff- oder SNG-Speicherung ab. Dies gilt sowohl für P2P-Pfade mit mittelfristiger (auf Stundenniveau) als auch mit saisonaler Speicherung. Derzeit kann in einem Gasturbinen-Kombikraftwerk mit synthetischem Methan zu Gesamterzeugungskosten von rund 300 CHF/MWh_{el} Strom erzeugt werden; die Erzeugungskosten steigen auf 470 CHF/MWh_{el} für ein Kleinsystem von 1 MW_{el} mit P2H, Wasserstoffspeicher und einer PEM-Brennstoffzelle. In dieser Berechnung werden jedoch keine Erlöse aus der inhärenten Co-Produktion von Wärme berücksichtigt. Wird Wärme genutzt (z.B. zur Beheizung von Gebäuden oder in industriellen Prozessen) und können Erlöse (oder Gutschriften) berücksichtigt werden, können sich niedrigere P2P-Kosten ergeben. Für die Rückverstromung durch traditionelle gasbasierte Technologien (Gasturbine oder Verbrennungsmotor) sind in Zukunft nur noch begrenzte Kostenfortschritte zu erwarten, was in diesem Fall bedeutet, dass Kostensenkungen für den P2P-Pfad eher auf die Kostenentwicklung von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen beruhen werden. Für Brennstoffzellensysteme zeigen die Zukunftsperspektiven hohe technologische Lernraten mit einer Reduzierung der spezifischen Investitionskosten um den Faktor 2–6 bis 2030. In Kombination mit den möglichen Technologieentwicklungen für Elektrolyseure könnten die Gesamtkosten der P2P-Stromerzeugung auf Basis von Wasserstoff bis 2030 um zwei Drittel gesenkt werden, wodurch Strombereitstellungskosten von 150 CHF/MWh_{el} erreicht werden könnten.

5.5 Power-to-Liquids: Herstellung von flüssigen Kohlenwasserstoffen

Die laufenden Kosten für die Herstellung von synthetischem Flüssigkraftstoff in P2L-Anlagen weisen mit 210–390 CHF/MWh_{th} die höchste Bandbreite auf. Ähnlich wie beim Methanisierungsprozess hängen die Kosten für die Herstellung synthetischer Flüssigkraftstoffe im Wesentlichen von der Anlagengrösse ab. Ethanolanlagen können bis zu einer Grössenordnung von mehreren hundert Megawatt gebaut werden, wie sie in Asien und den USA üblich sind. Dies führt zu erheblichen Kosteneinsparungen gegenüber Kleinanlagen. Es bedarf aber auch einer entsprechenden Infrastruktur, um Rohstoffe zu liefern und Produkte zu verarbeiten. Die spezifischen Investitionskosten eines Methanolsynthesereaktors liegen bei 120–310 CHF/kW_{th}; Fischer-Tropsch-Reaktoren kosten rund 80–300 CHF/kW_{th}. Diese Reaktortechnologien sind bereits heute auf den Weltmärkten gut etabliert, was signifikante Kosteneinsparungen in der Zukunft unwahrscheinlich macht. Zukünftige Kostensenkungen bei P2L-Technologien werden daher vor allem auf die Senkung der Elektrolysekosten und Skaleneffekte bei der Erhöhung von Anlagengrössen und Produktionsvolumina zurückzuführen sein.

6 Nutzen für den Klimaschutz

Klimavorteile sind nur mit kohlenstoffarmem Strom zu erreichen.

6.1 Die Ökobilanzperspektive

Mit Strom als Hauptinput hängen die Auswirkungen von P2X-Prozessen auf den Klimawandel – d. h. ihre Treibhausgasemissionen – hauptsächlich von der CO_2-Intensität des für die Elektrolyse verwendeten Stroms ab [21]: Ökobilanzergebnisse zeigen, dass die Nutzung von Elektrizität aus Windkraft oder Sonnenenergie zu wesentlich geringeren Treibhausgasemissionen im Lebenszyklus führt als die herkömmliche Wasserstofferzeugung durch Dampfreformierung von Erdgas. Betrachtet man den aktuellen durchschnittlichen Strommix der Schweiz (inkl. Importe) wäre die Elektrolyse gegenüber der Dampfreformierung in Bezug auf die Treibhausgasemissionen je erzeugter Einheit Wasserstoff vorteilhaft. Im Vergleich zur Dampfreformierung von Erdgas liegt der Schwellenwert für die Treibhausgasintensität des für die Elektrolyse verwendeten Stroms bei rund 210 g CO_{2eq}/kWh, was etwa 50 % niedriger ist als die Treibhausgasemissionen eines Erdgas-Kombikraftwerks bzw. des aktuellen Strommixes in Europa.

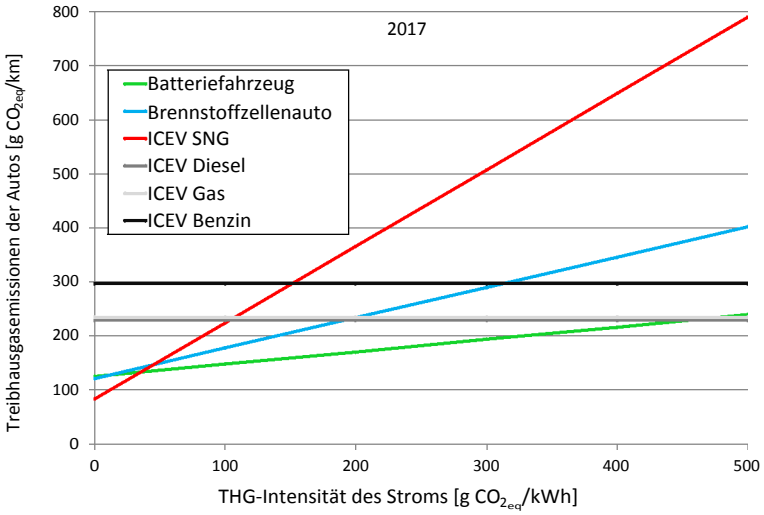


Abbildung 6.1: Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen pro Kilometer für heutige Personenkraftwagen und Kraftstoffe in Abhängigkeit vom Treibhausgasemissionsgehalt («THG-Intensität») des Stroms, der für das Laden von Batterien bzw. zur Herstellung von Wasserstoff oder SNG verwendet wird [23]. Hier wird CO_2 für die SNG-Produktion aus der Atmosphäre abgeschieden und stellt bei der Verbrennung von SNG keinen zusätzlichen Beitrag zum Kohlenstoffkreislauf dar. ICEV: Fahrzeug mit Verbrennungsmotor. THG-Intensitäten bestimmter Stromquellen in der Schweiz zum Vergleich: Wasserkraft ca. 10 g CO_{2eq}/kWh, Windkraft 10–30 g CO_{2eq}/kWh, PV 50–100 g CO_{2eq}/kWh, Schweizer Strommix 100–150 g CO_{2eq}/kWh, Erdgas-Kombikraftwerk 400–500 g CO_{2eq}/kWh [24].

Bei der Erzeugung synthetischer gasförmiger Kraftstoffe aus Wasserstoff und CO_2 sind die Kohlenstoffintensität des für die Elektrolyse verwendeten Stroms, die Kohlenstoffquelle als solche und die mit der Wärme- und Stromversorgung zur CO_2-Abscheidung verbundenen CO_2-Emissionen die entscheidenden Faktoren für die gesamten Treibhausgasemissionen. Nur Strom mit einer Kohlenstoffintensität, die so niedrig ist wie die von Wasser- oder Windkraft, ermöglicht eine erhebliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Verwendung von Erdgas (oder anderen fossilen Brennstoffen) als Fahrzeugkraftstoff. Aufgrund der Energieverluste entlang der verschiedenen P2X-Pfade ist die direkte Nutzung von Strom in Batteriefahrzeugen die klimafreundlichere Option, sobald die Stromversorgung mit höheren Treibhausgasemissionen verbunden ist als Strom aus Wasser- oder Windkraftanlagen (Abbildung 6.1). Unter den P2X-Kraftstoffen führt die direkte Nutzung von Wasserstoff zu geringeren Klimaauswirkungen als die Verwendung von synthetischen Kohlenwasserstoffen. Bei synthetischen Kohlenwasserstoffen ist die Herkunft des CO_2 ein entscheidender Faktor: Während die Verwendung synthetischer Kraftstoffe mit CO_2 aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe oder der Nutzung mineralischer Quellen immer einen zusätzlichen Eintrag von CO_2 in den natürlichen Kohlenstoffkreislauf darstellt, ermöglicht die Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre oder biogenen Quellen grundsätzlich die Synthese klimaneutraler Energieträger [22]. Möglichkeiten der Verbesserung der Umweltbilanz von P2X ergeben sich im Allgemeinen aus einer verbesserten Prozessintegration mit der Nutzung von Abwärme.

Der Standort der P2X-Produktion ist wichtig: Direkter Zugang zu erneuerbarem Strom und ggf. ausreichende Mengen an CO_2 sind erforderlich.

6.2 CO_2-Quellen

Für die Herstellung von synthetischem Methan und flüssigen synthetischen Kraftstoffen wird eine Kohlenstoffquelle benötigt, die auf biogenen, mineralischen oder fossilen Rohstoffen basieren kann; auch die Atmosphäre kann als CO_2-Quelle dienen. Diese CO_2-Quellen müssen in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Kosten verfügbar sein. Die CO_2-Abtrennung benötigt Energie und Infrastruktur, es sei denn, Biogas wird direkt als Rohstoff für die direkte CO_2-Methanisierung genutzt. Wenn letztendlich der aus CO_2 und Wasserstoff erzeugte synthetische gasförmige oder flüssige Kraftstoff zur Energieumwandlung verwendet wird (z. B. in einem Auto mit Verbrennungsmotor oder in einem Blockheizkraftwerk), entsteht wieder CO_2 als Verbrennungsprodukt. Als solches sind P2X-Technologien in der Lage, die Emissionen zeitlich zu verschieben, aber sie stellen keine Entfernung von Kohlenstoff aus dem Kohlenstoffkreislauf dar.

Eine mögliche Quelle für CO_2 ist Biogas, das aus biogenen Substraten (Klärschlamm, Grünabfälle, landwirtschaftliche Reststoffe und Gülle) durch anaerobe Vergärung gewonnen wird. Je nach Substrat und Prozess kann der CO_2-Gehalt des Biogases bis zu 45 % erreichen. Wird das CO_2 aus dem Biogas abgetrennt, bleibt Methan als Hauptprodukt, das als Biomethan in das Gasnetz eingespeist oder direkt vor Ort genutzt werden kann. Die heute bestehende Biogasproduktion in der Schweiz (rund 150 Biogasanlagen [25]) entspricht einem CO_2-Potenzial von rund 0.14 Mio. t CO_2 pro Jahr.

Während das Rohstoffpotenzial aus Abwasser bereits heute weitgehend genutzt wird, hat die anaerobe Vergärung von Nebenprodukten aus landwirtschaftlichen Kulturen, Grüngut und vor allem Gülle das Potenzial, die Menge an verfügbarem Biomethan und biogenem CO_2 stark zu erhöhen. Weitere potenzielle biogene CO_2-Quellen beziehen sich auf die Umwandlung von Holzresten durch indirekte Holzvergasung und Methanisierung dieses Gases, mit anschliessender CO_2-Abtrennung. Die Verwendung von einem Viertel des ungenutzten Holzes in einer entsprechenden Vergasungsanlage würde die Menge an biogenem CO_2 aus bestehenden Biogasanlagen verdoppeln.

Weitere mögliche CO_2-Quellen sind stationäre Grossfeuerungsanlagen und Industrieanlagen wie Müllverbrennungsanlagen (29 in der Schweiz) oder Zementwerke (6 in der Schweiz); der Standort der Anlagen ist jedoch entscheidend [26]. Die Nutzung dieser Quellen bedeutet, CO_2 aus einem Gasstrom zu trennen, der Stickstoff und unverbrannten Sauerstoff sowie Schwefeloxide, Stickoxide und viele andere Bestandteile enthält. Eine typische CO_2-Konzentration im Rauchgas dieser Punktquellen liegt unter 20 %. Die heutigen Müllverbrennungsanlagen sind für rund 60 % (4.2 Mt CO_2) der CO_2-reichen Rauchgase in der Schweiz verantwortlich und die 6 Zementwerke für 38 % (2.7 Mt CO_2). Anlagen auf Biomassebasis stellen einen geringen Anteil dar. Obwohl diese Quellen aus technischer Sicht erhebliche Mengen an CO_2 liefern könnten, könnte die Nähe zu grossen Produktionsstätten für Strom aus erneuerbaren Energien problematisch sein. Liegt die CO_2-Quelle in der Nähe der P2X-Anlage und der Stromerzeugung, können die notwendigen Infrastrukturen für CO_2 bzw. Stromtransport und damit die Kosten reduziert werden.

Die direkte CO_2-Abscheidung aus der Luft ermöglicht die Nutzung des in der Umgebungsluft enthaltenen CO_2, das bereits Teil des natürlichen Kohlenstoffkreislaufs ist. Die niedrige CO_2-Konzentration in der Luft unter 0.1 Vol.-% macht die direkte Luftabscheidung jedoch im Vergleich zu vielen anderen CO_2-Abscheidemöglichkeiten energieintensiver und teurer. Mit Pilotanlagen an mehreren Standorten wird diese Technologie bereits heute in der Schweiz entwickelt und getestet.

7 Power-to-X und der Schweizer Strommarkt

P2X – eine wettbewerbsfähige Option zur saisonalen Stromspeicherung.

7.1 P2X als Dienstleister im Elektrizitätssystem

P2X-Technologien können die Stromversorgung auf zwei Arten unterstützen:

1. um Angebot und Nachfrage auszugleichen und den Überschuss an Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen zu bewältigen,
2. zur Erbringung von Dienstleistungen zur Stabilisierung des Netzbetriebs.

Welche Rolle P2X-Anlagen im Elektrizitätsnetz tatsächlich spielen, hängt vom Anlagendesign ab. Wenn keine Rückverstromungstechnologie installiert ist, können Elektrolyseure als flexible Stromverbraucher betrieben werden. Für einen solchen Betrieb ist eine Wasserstoffspeicherung erforderlich, da der Wasserstoffbedarf weniger flexibel ist. Ausgestattet mit einem Wasserstoffspeicher und einer Rückverstromungseinheit können Systemdienstleistungen in einem erweiterten Umfang angeboten werden, insbesondere positive und negative Regelleistung. Ausserdem kann noch ein weiterer Aspekt berücksichtigt werden: Bei einer Installation an richtig ausgewählten Stellen im Netz hätten P2X-Anlagen auch das Potenzial, die Netzinfrastruktur von Leitungs- und Transformatorüberlastungen zu entlasten, indem sie die erzeugte Leistung lokal aufnehmen und schliesslich auch die Spannung steuern, wenn sie die vorgegebenen Grenzen überschreitet. Inder Praxis wird es eher schwierig sein, P2X-Anlagen genau an den Standorten des Schweizer Stromnetzes zu installieren, wo sie für diese Zwecke benötigt werden. Inwieweit P2X diese Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen kann, hängt von den Marktbedingungen und Eigenschaften alternativer Technologien ab. Zu diesen Alternativen gehören eine flexible Stromversorgung über Im-und Exporte, flexible Kraftwerke, alternative Speichermöglichkeiten und Nachfragesteuerung [27].

7.2 P2X als Stromspeicher

Um Angebot und Nachfrage nach Strom in kurzer Zeit (Tag/Nacht) auszugleichen, können Pumpspeicher, Li-Ionen-Batterien und potenziell auch Druckluft-Energiespeicher diesen Service kostengünstiger anbieten als P2X-Systeme mit Rückverstromung. Bei 365 Speicherzyklen pro Jahr sind die Kosten der Stromspeicherung eines Pumpspeicherkraftwerks etwa 50–70 % niedriger als die Kosten von P2P-Systemen (bei 370–500 CHF/MWh_{el}, wie in Abbildung 5.1 dargestellt), während die entsprechenden Kosten von Batteriesystemen heute etwa 20–30 % niedriger sind. Unter Berücksichtigung des sich schnell entwickelnden Batteriemarktes ist zu erwarten, dass der Kostenunterschied von Batteriesystemen zu Pumpspeicherkraftwerken in Zukunft (viel) kleiner wird und die Wettbewerbsfähigkeit von Batterien weiter zunimmt. Beim Vergleich von Speichersystemen sind die Anzahl der Zyklen, die Speichereffizienz, das Verhältnis von Leistung zu Energie und die Zusammensetzung der Kosten wichtige Parameter. Im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien weisen P2X-Systeme höhere Speicherverluste sowie höhere Kosten für die Infrastruktur auf, was zu einem vergleichsweise hohen Kapitalanteil bei den Gesamtkosten sowie höheren Betriebskosten bei täglicher Nutzung für den Ausgleich führt. Werden P2X-Systeme dagegen für die saisonale Speicherung mit einem Zyklus pro Jahr eingesetzt, können sie Energie zu niedrigeren Kosten umwandeln und speichern als Pumpspeicher und Li-Ionen-Akkus im saisonalen Betrieb. Dies ergibt sich aus den niedrigen Kosten für den Speicherteil von P2X-Systemen (z. B. in Wasserstoffbehältern oder unter der Erde) im Vergleich zu einem Staudamm oder den Batterien.

Technisch gesehen können P2X-Technologien mit Rückverstromung saisonale Flexibilität bieten, um Angebot und Nachfrage von Strom auszugleichen. Dies würde jedoch erhebliche Investitionen und spezielle Marktmechanismen erfordern. P2X-Technologien, die mit grossen Speichern für Methan oder Wasserstoff verbunden sind und mit der Möglichkeit diese Energieträger wieder in Strom umzuwandeln, bieten eine einzigartige Option für das Stromnetz, die grossen Schwankungen der saisonalen Produktions- und Verbrauchsmuster auszugleichen. Derzeit gibt es in der Schweiz keine Speichermöglichkeit, die in der Lage ist, im Sommer grosse Mengen an Strom (z. B. aus PV-Anlagen) aufzunehmen und die Energie im Winter, wenn die Nachfrage in der Regel hoch und die Stromerzeugung aus der PV gering ist, als Strom zur Verfügung zustellen.

Alternativ zur saisonalen Speicherung von Strom mit P2P können auch andere Flexibilitätsmassnahmen eingesetzt werden. Eine Möglichkeit besteht darin, die Flexibilität des internationalen Stromhandels zu nutzen, indem Strom im Sommer exportiert und im Winter importiert wird. Dies wird in der Schweiz bereits heute als Folge der saisonalen Verfügbarkeit der Wasserkraft praktiziert. Die Verfolgung eines solchen Ansatzes in Zukunft kann bei ähnlichen Produktionsmustern in ganz Europa dazu führen, dass die Schweiz Strom zu Zeiten niedriger Marktpreise exportiert, während in Zeiten hoher Strompreise Importe erforderlich sind. Vergleicht man jedoch die Kosten der Stromspeicherung des gesamten P2P-Pfades (370–500 CHF/MWh_{el}) mit den laufenden Ausgaben für

P2X-Einheiten können gebündelt werden, um Dienstleistungen im Stromnetz bereitzustellen.

den Stromhandel (entsprechend den spezifischen Durchschnittskosten von 40 CHF/MWh_{el} im Jahr 2016), stellt der Handel eine kostengünstigere Option zur Gewährleistung der saisonalen Flexibilität dar. Diese Aussage wird durch die Preisentwicklung am Spotmarkt gestützt, wo beispielsweise mehr als 95 % des Handelsvolumens in Deutschland im Jahr 2016 zu Preisen unter 50 €/MWh_{el} gehandelt wurden [28]. Die entsprechenden Unterschiede bei den durchschnittlichen monatlichen Spotmarktpreisen lagen nicht über 16 €/MWh_{el}. Der Vergleich der Strompreise mit den Speicherkosten von P2P Systemen zeigt, dass die Strompreisdifferenzen zwischen den Monaten oder Jahreszeiten deutlich höher sein müssten, als in der jüngsten Vergangenheit beobachtet, bis P2P Technologien zu einer kosteneffizienten monatlichen oder saisonalen Flexibilitätsoption wird.

Modellbasierte Langzeitanalysen für das Jahr 2030 zeigen steigende Strompreise auf den europäischen Grosshandelsmärkten, wenn die Erdgaspreise und die Preise für CO_2-Emissionszertifikate steigen [29]. Das Marktpreisniveau würde jedoch noch unter den optimistischen Annahmen für die Stromerzeugungskosten für den P2P-Pfad liegen. Es ist zu erwarten, dass steigende Strompreisspannen für die Marktteilnehmer auch den Einsatz weiterer Optionen zur Angebots- und Nachfrageflexibilität wie flexible Kraftwerke, digitalisierte nachfrageseitige Reaktionen und Energiesparmassnahmen auslösen würden. Ein Beispiel für die Angebotsseite wären Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, die in der Zwischensaison und im Winter betrieben werden, wenn der Wärmebedarf hoch und die Stromproduktion aus Solar-PV gering ist. Auf der Nachfrageseite könnten beispielsweise höhere Preise in der Wintersaison Investitionsverschiebungen von Wärmepumpen mit geringerem Wirkungsgrad zu solchen mit hoher Energieeffizienz befördern, was einen geringeren Flexibilitätsbedarf zur Folge hat. Längere Zeiten niedriger Preise im Sommer würden Anreize für eine breitere Einführung stromabhängiger Anwendungen während dieser Zeit bieten, die auch die Wasserstofferzeugung einschliessen würden. Modellbasierte Szenarioanalysen zeigen, dass mehrere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, um langfristige den Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen im zukünftigen Schweizer Energiesystem zu erleichtern, von denen P2X-Systeme mit saisonaler Speicherung und Rückverstromung eine Lösung mit vergleichsweise hohen Kosten darstellen [13].

7.3 P2X zur Stabilisierung des Stromnetzes

Aus technischer Sicht können P2X-Systeme zur Stabilisierung des Netzes beitragen und diese Dienste auf den Regelleistungsmärkten, eventuell im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks, anbieten. Das bestehende Stromnetz wurde auf Kraftwerken aufgebaut, in denen der Strom zentral mit grossen konventionellen Synchrongeneratoren erzeugt wird. Ihre Regelkreise und Trägheit, die sich aus den rotierenden Massen ergeben, stabilisieren die Frequenz des elektrischen Energiesystems. Mit dem verstärkten Einsatz neuer erneuerbarer Energien, d.h. Wind und Solar-PV, und dem Ausstieg aus der Kernenergie wird die konventionelle Stromerzeugung allmählich durch eine zunehmende Anzahl eher kleinerer Kraftwerke ersetzt, die erneuerbare Energiequellen nutzen. Diese Kraftwerke sind dezentralisiert und werden auf niedrigerem Spannungsniveau über elektrische Leistungsgeräte ohne mechanische Trägheit an das Netz angeschlossen, was sich auf die kurzfristige Stabilität des Energiesystems auswirkt. Neue Stromerzeugungstechnologien mit rotierenden Massen, wie z. B. Gasturbinentechnologien, die mit Wasserstoff oder Methan aus P2X-Technologien betrieben werden, hätten systemstabilisierende Wirkung bei geringeren Klimaauswirkungen gegenüber vergleichbaren Erdgastechnologien. Neben der Eigenstabilität durch rotierende Massen existiert ein dreistufiger Mechanismus, der als primäre, sekundäre und tertiäre Regelreserve bezeichnet wird, um einen stabilen Betrieb des Elektrizitätssystems zu gewährleisten. Aus technischer Sicht können P2X-Systeme an allen drei Märkten teilnehmen. Über den Nachweis eines hinreichend flexiblen Betriebs hinaus erfordert die direkte Teilnahme an den Märkten für Regelreserven die Möglichkeit, je nach Art der Regelreserve ein Mindestangebot von 1 MW bzw. 5 MW abzugeben. Da die heutigen Elektrolyseure in der Regel kleiner sind, würde dies erfordern, dass P2X-Technologien Teil eines Anlagenverbundes sind. Im Anlagenverbund kann nicht nur die Mindestgebotsgrösse von 5 MW überwunden werden, sondern es kann auch die Regelreserve asymmetrisch angeboten werden, d.h. nur in eine Richtung. Dabei bieten Anbieter lediglich eine Sollwertänderung entweder nur des Verbrauchs (–) oder der Erzeugung (+) um die eingesetzte Menge an reservierter Leistung an. Darüber hinaus kann der Dienstleister in einem Verbund nur für wenige Tage oder Stunden statt für eine ganze Woche bieten, wodurch seine Flexibilität im Verbund höher ist. Die Teilnahme am Markt als Verbund führt zu etwas geringeren Erlösen von durchschnittlich 60% des Marktpreises im Vergleich zur direkten Teilnahme am Markt. Basierend auf den Daten von Swissgrid für 2017 wird in Tabelle

:~.

Die Erbringung von Systemdienstleistungen kann für die Anlagenbetreiber zusätzliche Erlöse generieren, aber der Wettbewerb auf dem Schweizer Markt wird sich in Zukunft verschärfen.

Tabelle 7.1: Reserven für Regelleistung und deren Vergütung in der Schweiz in 2017 [30] (Swissgrid, «Ausschreibungen Regelleistung 2017»). Anbietern von sekundärer und tertiärer Regelleistung wird auch für die bereitgestellte Energie entsprechend den um 20% erhöhten Energiemarktpreis bezahlt.

Regelreserven	Wöchentliche Durchschnittsvergütung 2017 [CHF/MW]	Reserve leistung [MW]	Angebotsminimum [MW]	Angebotsmaximum [MW]	Marktvolumen (Schätzung) [Mio. CHF/Jahr]
Primärregelung	2466	±68	**1**	25	10
Sekundärregelung	5535	±400	5	50	120
Tertiärregelung (–)	680	–300	5	100	10
Tertiärregelung (+)	450	+450	5	100	10

7.1 ein Überblick über alle drei Stufen der Frequenzregelung für die Schweiz gegeben. Die Gesamtkapazität für die Erbringung von Systemdienstleistungen war im Vergleich zur installierten Erzeugungskapazität des gesamten Stromnetzes gering: eine primäre Regelreserve von etwa ±70 MW und eine sekundäre und tertiäre Reserve in Höhe von ±400 MW. Die Märkte für Regelreserven sind wettbewerbsintensiv wobei grosse Wasserkraftwerke diese Märkte in der Schweiz dominieren. Seit 2015 sind die Märkte auch für Kleinwasserkraftwerke, Biomasse-, Wind- und Solar-PV-Kraftwerke offen, was zu einem Anstieg der Teilnehmerzahl führt.

Unter den neu auf den Markt kommenden Speichersystemen scheinen Batterien aufgrund ihrer typischen Technologiemerkmale als Ausgleichssysteme für primäre und sekundäre Regelreserven am besten geeignet zu sein, während P2X-Technologien eher als Ausgleichsmöglichkeit auf dem Markt für sekundäre Regelreserven angesehen werden. Batteriespeichersysteme finden verstärkt im Primärregelmarkt Verwendung (z. B. EKZ-Installationen in Dietikon und Volketswil mit Leistungen von bis zu 1 MW bzw. 18 MW), zunehmend auch im Verbundsystem (oft als «virtuelle Kraftwerke» bezeichnet) durch neue Serviceanbieter auf dem Markt. Diese neuen Marktteilnehmer stellen zunehmend primäre und sekundäre Regelreserven durch ein koordiniertes und aggregiertes Management von flexiblen Lasten (z. B. Wärmepumpen) und kleineren Batterie-Energiespeichersystemen für Haushalte zur Verfügung.

Auch wenn P2X-Systeme in der Lage sind, Systemdienstleistungen anzubieten, reichen die derzeitigen wirtschaftlichen Bedingungen auf diesen Märkten allein nicht aus, umgenügend Anreize für Investitionen und den Betrieb der P2X-Technologie zu schaffen.

In den letzten Jahren war zu beobachten, dass sich die Preise auf dem Markt für Regeldienstleistungen rückläufig entwickelten. Im Gegensatz zum Spotmarkt für Strom, der einer Markträumungsregel mit einem einheitlichen Marktpreis für den Handelszeitraum folgt, gilt für die Vergütung auf dem Regelenergiemarkt das «Pay-as-Bid»-Prinzip, bei dem jedes erfolgreiche Angebot mit dem am Markt angebotenen Preis vergütet wird. Im Jahr 2017 wurden Systemdienstleistungen mit durchschnittlich 2470 CHF/MW pro Woche auf dem Primärreservemarkt und 5540 CHF/MW pro Woche auf dem Sekundärregelmarkt vergütet. Dies entspricht einem Umsatzpotenzial in Höhe von 10 Mio. CHF/Jahr für die Primärregelung und 120 Mio. CHF/Jahr für die Sekundärregelung. Der durchschnittliche Wochenumsatz steht im Vergleich zu den wöchentlichen Gesamtkosten eines Elektrolyseurs von ca. 10000 CHF/MW_{el} (bei Investitionskosten von 920 CHF/kW_{el}, einem 3 %-igen Anteil fixer Betriebs- und Wartungskosten und einem Zinssatz von 5 % sowie Strombezugskosten von 40CHF je MWh_{el}, 4500 Benutzungsstunden pro Jahr und einem Elektrolysewirkungsgrad von 62 %), von denen die Investitionsausgaben ca. 1420 CHF/MW_{el} betragen. Bei einer P2X-Anlage mit einer Brennstoffzellen-Rückverstromungseinheit übersteigen die investitionsbezogenen Ausgaben sogar 20000 CHF/MW_{el} pro Woche. Dieser Vergleich zeigt, dass der Einsatz der P2X-Technologie auf den Märkten für Systemdienstleistungen zusätzliche Einnahmen bringen kann, diese Märkte allerdings nicht die gesamten Kosten von P2X Anlagen decken können. Ob P2X-Technologien auf diesen Märkten in Zukunft wettbewerbsfähig sein können, hängt auch von anderen Marktteilnehmern ab. Ziel von Swissgrid ist es, den Markt für Systemdienstleistungen zu verbessern und die Teilnahme von «virtuellen Kraftwerken» an diesen Märkten weiter zu fördern. Dadurch dürften zusätzliche Flexibilitätspotenziale auf der Angebots- und Nachfrageseite erschlossen werden, die zu einer weiteren Steigerung des Wettbewerbs führen würden. =()=

Der zukünftige Bedarf an Regelleistung ist unbekannt. Modellbasierte Berechnungen deuten jedoch auf einen zukünftig steigenden Bedarf hin. Laut [13] werden im Jahr 2050 bei einem hohen Anteil von PV- und Windenergie im Schweizer Stromsektor bis zu 50% mehr sekundäre positive Kontrollreserve im Vergleich zu heute benötigt, während sich das Maximum der benötigten positiven Reservekapazität von Winter auf Sommer verschiebt. Ein grosser Teil der zusätzlichen Reservekapazität könnte durch Wasserkraftwerke bereitgestellt werden, die durch andere flexible Erzeugungs- und Batteriesysteme ergänzt werden.

8 Power-to-X und der Schweizer Gasmarkt

Synthetisches Methan ist heute 2–3 mal teurer als Erdgas, aber nahe an Verkaufspreisen für Biomethan.

Synthetisches Methan kann problemlos über einen längeren Zeitraum gespeichert werden.

Die Integration von P2X-Technologien in den Gasmarkt hat zwei wesentliche Vorteile:

1. Direkte Substitution fossiler Energieträger durch die bestehende Gastransportinfrastruktur
2. Zugang zu Grossspeichern im europäischen Gasnetz, z. B. zum unterirdischen Gasspeicher im französischen Jura.

Der Schweizer Erdgasmarkt beherbergt Energieverbraucher, die 2016 11.5 % des Schweizer Bruttoenergieverbrauchs ausmachten. Erdgas wird heute vor allem in Haushalten, der Industrie und im Dienstleistungsbereich zu Heizzwecken eingesetzt und unterliegt damit saisonalen Schwankungen mit dem höchsten Verbrauch im Winter. Die Erdgastransportinfrastruktur, ein Pipelinenetz, wurde für die Versorgung des Mittellands, und der Ost-, West- und Zentralschweiz errichtet. Die Schweiz verfügt derzeit über eine Gesamtspeicherkapazität von rund 1600 GWh, was weniger als einem Monat des durchschnittlichen jährlichen Erdgasverbrauchs entspricht. 5 % dieser Speicherkapazität beziehen sich auf das inländische Gasnetz und seine Fähigkeit, durch Druckerhöhung höhere Erdgasmengen aufzunehmen oder in kleinen Behältern zu speichern. 95 % beziehen sich auf den Speicher im französischen Jura, der derzeit der Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz dient.

8.1 Synthetisches Methan

Der Gasmarkt könnte eine wichtige Rolle bei der Transformation des Schweizer Energiesystems spielen: Generell sind im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern die Umweltauswirkungen von Erdgas geringer; zudem kann Erdgas über die bestehende Infrastruktur schrittweise durch Biomethan und synthetisches Methan ersetzt werden. Über die neuen Gasversorgungstechnologien hinaus könnte der Gasmarkt in Zukunft mit weiteren Veränderungen konfrontiert sein: Einerseits wirkt sich eine verbesserte Energieeffizienz im Gebäudesektor dämpfend auf die Nachfrage nach Methan aus; und andererseits könnte Bedarf an grossen Gaskraftwerken in Folge des Ausstiegs aus der Kernenergie bestehen.

Die Schweizer Gaswirtschaft unterstützt die Schweizer Biomethan- und P2X-Technologien. Der Gasverband VSG strebt bis 2030 eine jährliche Biomethanproduktion von 4400 GWh an, wobei das vorhandene einheimische Potenzial besser ausgeschöpft und P2X-Technologien einsetzt werden sollen.

Vergleicht man die Produktionskosten von synthetischem Methan mit den aktuellen durchschnittlichen Verbraucherpreisen für Erdgas, ergibt sich eine Differenz von rund 100–180 CHF/MWh_{th} Methan. Übersetzt man diese Kostendifferenz als CO_2-Steuer, entspräche dies einem Steuerniveau von rund 500–900 CHF pro Tonne CO_2 bei dem Kostengleichheit von synthetischem Methan und Erdgas gegeben wäre. Der aktuelle Preis für Erdgas liegt im Durchschnitt über alle Kunden bei rund 70 CHF/MWh_{th} (2018) inklusive der CO_2-Abgabe von 17.7 CHF/MWh_{th}. Dieser Preis versteht sich exkl. Mehrwertsteuer (MwSt.) und Netzbezugskosten von rund 10 CHF/MWh_{th}. Der Gasmarkt bietet Gastarife für 100 % Biomethan von rund 150 CHF/MWh_{th}, welche von Privatkunden in Anspruch genommen werden. Die Preise für Biomethan enthalten keine CO_2-Abgabe, allerdings müssen Privatkunden die Netzanschlussgebühr und die Mehrwertsteuer bezahlen. Damit ist die Preisdifferenz zwischen Biomethan und SNG geringer als die Preisdifferenz zwischen Erdgas und SNG.

8.2 Wasserstoff

Neben SNG könnte Wasserstoff eine Rolle im Gasmarkt spielen, entweder integriert in das Erdgasnetz oder mit einer separaten Verteilungsinfrastruktur. Der Schweizer Wasserstoffmarkt ist heute im Vergleich zum Schweizer Erdgasmarkt mit rund 1% seiner Grösse sehr klein. Wasserstoff wird für kleine industrielle Anwendungen eingesetzt, z. B. um die Oxidation in Herstellungsprozessen zu verhindern. Werden für industrielle Prozesse, vor allem im Chemiebereich, grosse Mengen an Wasserstoff benötigt, erfolgt die Herstellung in der Regel vor Ort. Das bedeutet, dass Wasserstoff oft nicht gehandelt wird. Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen ist derzeit vernachlässigbar. Aufgrund des kleinen Wasserstoffmarktes existiert in der Schweiz kein Verteilnetz. Allerdings kann Wasserstoff in das bestehende Gasnetz bis maximal 2 % des transportierten Erdgasvolumens eingespeist werden. Es gibt Diskussionen über eine Erhöhung des maximalen volumetrischen Einspeiseanteils auf etwa 10 %, aber weitere Untersuchungen (vorzugsweise im europäischen Kontext) sind notwendig, um die Auswirkungen höherer Wasserstoffanteile auf den Netzbetrieb und die Anwendungen bei den Endverbrauchern besser zu verstehen.

Der Schweizer Wasserstoffmarkt ist ein unregulierter Wettbewerbsmarkt mit erheblichen Preisdifferenzen. Die Verbraucherpreise sind in der Regel nicht öffentlich ersichtlich. Aktuelle Preise, die von Industrieunternehmen abgeleitet wurden, zeigen Preise für die Erzeugung und den Trans-

Der Wasserstoffmarkt in der Schweiz ist heute sehr klein – eine zentrale Transportinfrastruktur existiert nicht und die Preise können stark variieren.

port von Wasserstoff zum Kunden von rund 1 CHF/Nm^3 bzw. rund 10 CHF/kg (entspricht 250 CHF/MWh_{th}) für Mengen, wie sie derzeitig für Mobilitätsanwendungen benötigt werden. Schweizer Wasserstoffproduzenten behaupten, dass ihre Preise für die Wasserstoffproduktion und den Transport für die Dampfmethanreformierung von Erdgas und Elektrolyse gleich hoch sind, was teilweise im Gegensatz zu Angaben in der internationalen Fachliteratur steht. Hauptgrund ist, dass gegenwärtig der Transport von Wasserstoff mit Lkw in besonderem Masse zu den Endverbraucherpreisen beiträgt und daher die Produktionstechnologien (Elektrolyse oder Dampfmethanreformierung) eine untergeordnete Rolle bei geringen Wasserstoffmengen spielen. Neben der Raffinerie in Cressier und der Chemieanlage in Visp gibt es in der Schweiz keine grosse chemische Industrie, die Wasserstoff als günstiges «Nebenprodukt» produziert. Für den dezentralen Wasserstoffbedarf erwarten die Schweizer Wasserstoffproduzenten, dass der zukünftige Bedarf durch eine mit erneuerbarem Strom gespeiste Elektrolyse gedeckt werden kann, was eine kontinuierliche und kostengünstige Stromversorgung erfordern würde.

Die Zukunftsaussichten für Wasserstoffanwendungen hängen von den Schweizer Minderungszielen für CO_2 und von der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffanwendungen gegenüber alternativen Optionen ab. Nach modellbasierten Analysen kann die direkte Nutzung von Wasserstoff zur Deckung des Energiebedarfs bis 2050 auf etwa 3 TWh/a (2 % des Endverbrauchs) ansteigen, wenn es eine Klimapolitik gibt, die darauf abzielt die inländischen CO_2 Emissionen bis zum Jahr 2050 um 50 % gegenüber 1990 zu reduzieren [13].

9 Power-to-X und der Verkehrssektor

9.1 Flugverkehr

Synthetische Kraftstoffe auf Strombasis stellen eine der wenigen Möglichkeiten zur Reduzierung der CO_2-Emissionen im Luftverkehr dar, der heute nahezu vollständig auf fossilen Brennstoffen basiert und zudem hohe Wachstumsraten aufweist. Der Ersatz von Verbrennungsmotoren durch elektrische Antriebssysteme ist aufgrund der für Flugzeuge hohen erforderlichen Kraftstoff-Energiedichte schwierig.

Derzeit gibt es keine gesetzliche Verpflichtung, die Treibhausgasemissionen des internationalen Luftverkehrs zu reduzieren. Im Jahr 2016 einigten sich jedoch 191 Mitgliedsstaaten der Internationalen Zivilluftfahrt-Organisation (ICAO), darunter die Schweiz, auf das «Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation» (CORSIA) [31]. Ziel ist es, die CO_2-Emissionen auf dem Niveau von 2020 einzufrieren und ab 2021 klimaneutral zu wachsen. Synthetische Flugkraftstoffe könnten eine wichtige Rolle zur Erreichung dieser Ziele spielen. Da die Details von CORSIA noch nicht endgültig feststehen und Produktionstechnologien für flüssige synthetische Kraftstoffe wie E-Kerosin noch nicht in grossem Umfang zur Verfügung stehen, wird sich das folgende Kapitel auf den Strassenverkehr konzentrieren.

9.2 Strassenverkehr

Synthetische P2X-Kraftstoffe können den CO_2-Fussabdruck des Strassenverkehrs reduzieren, der derzeit für fast 40 % der Schweizer CO_2-Emissionen im Inland verantwortlich ist. Rund zwei Drittel dieser Emissionen entfallen auf Personenkraftwagen. Eine erhebliche und schnelle Reduzierung der mobilitätsbedingten Treibhausgasemissionen erfordert drastische Veränderungen der

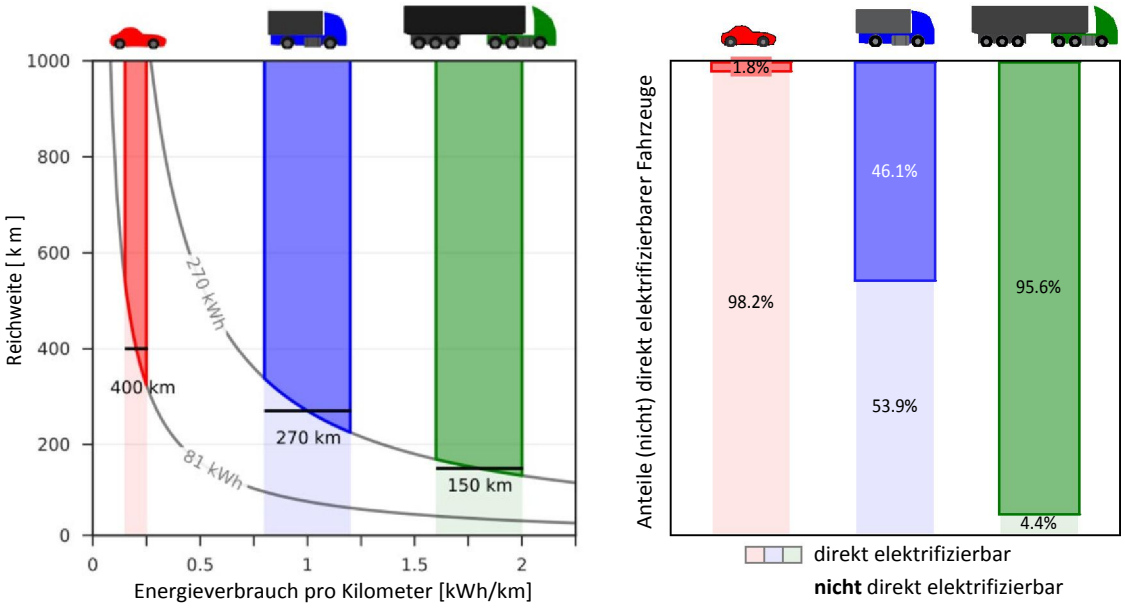


Abbildung 9.1: Direkte vs. indirekte Elektrifizierung von Pkw und Lkw. Linkes Feld [33]: Abhängigkeit von spezifischem Energiebedarf und Reichweite für Pkw (rot), Lkw (18t, blau) und Sattelzüge (40 t, grün). Die hyperbolischen Kurven zeigen die Energiemenge an, die in einem Fahrzeug gespeichert ist. Dargestellt sind diese für derzeit maximal mögliche Batteriekapazitäten. Ihr Schnittpunkt mit dem typischen spezifischen Energiebedarf jedes Fahrzeugtyps führt zu der maximalen Entfernung, die ohne Nachladen gefahren werden kann. Der Bereich unter den drei Kurven im Diagramm zeigt somit den Anwendungsbereich für BEV (Direktelektrifizierung) an. Rechter Bereich (auf Basis von [33]): Anteil der beobachteten Tagesfahrleistung, der direkt elektrifiziert werden kann (als Anteil an den gesamten Fahrzeugkilometern), bezogen auf die im linken Feld angegebene maximale Reichweite. Berechnungen basierend auf [32].

Je nach Fahrmuster können unterschiedliche Technologien zur CO_2-Reduktion beitragen.

Fahrzeugtechnologien und Kraftstoffe. Bei der Bewertung des Potenzials synthetischer Kraftstoffe muss zwischen neuen und bestehenden Fahrzeugen unterschieden werden. Während Neufahrzeuge direkt über elektrische Antriebssysteme als Elektro- (Battery Electric Vehicles – BEV) oder Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicles – FCEV) elektrifiziert werden können, kann die bestehende Flotte indirekt mit synthetischen Kraftstoffen auf Basis von klimafreundlich erzeugtem Strom elektrifiziert werden. Die durchschnittliche Lebensdauer von Pkw (10–20 Jahre) stellt dabei einen gewissen zeitlichen Rahmen für die Substitution der bestehenden Flotte durch neue Technologien dar, was bedeutet, dass konventionelle Antriebssysteme mittelfristig noch grosse Anteile an der Fahrzeugflotte halten werden, und auch bestehende Infrastrukturen und deren Transformation berücksichtigt werden müssen.

Die technologisch möglichen Veränderungen im Mobilitätssektor werden teilweise durch das Mobilitätsverhalten der Verbraucher bestimmt [32]. Im Vergleich zur durchschnittlichen Fahrzeugnutzung (kurze tägliche Fahrzeiten) tragen nur wenige Fahrzeuge mit hoher Laufleistung überproportional zur Gesamtlaufleistung der Schweizer Fahrzeugflotte bei. Die Anteile der Kurzstrecken-und Fernverkehrsfahrer hat Auswirkungen auf die möglichen Anteile der direkt und indirekt elektrifizierbaren Fahrzeuge, die in Abbildung 9.1 rechts dargestellt sind. Nicht alle neuen Fahrzeugtechnologien können auch alle Fahranforderungen erfüllen. Batterie-Elektrofahrzeuge (BEV) sind in ihrer Reichweite begrenzt – aktuelle Pkw haben eine Reichweite in der Grössenordnung von 200–400 km, kleine Lkw rund 250 km (Abbildung 9.1, links); batterieelektrische

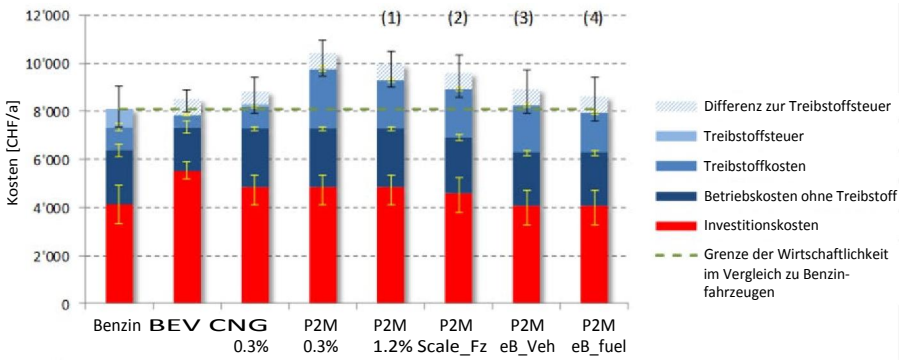


Abbildung 9.2: Berechnung der Gesamtbetriebskosten («total costs of ownership», TCO) für einen benzinbetriebenen Pkw als Referenz, ein BEV und Fahrzeuge mit CNG oder SNG (P2M), beide mit einer Marktdurchdringung von 0.3%. Die P2M-Fahrzeugkosten werden ebenfalls unter Berücksichtigung der folgenden Kostensenkungseffekte berechnet: (1) erhöhte Marktdurchdringung von CNG-Fahrzeugen von 0.3% auf 1.2%; (2) reduzierte Fahrzeugkosten aufgrund gestiegener Produktionsmengen; (3) Berücksichtigung des Umweltnutzens des Fahrzeugs; (4) Berücksichtigung des Umweltnutzens des synthetischen Kraftstoffs.

Schwerlastkraftwagen sind bislang kaum verfügbar. Aus Abbildung 9.1 geht hervor, dass vor allem die indirekte Elektrifizierung der Lkw-Flotte grosses Anwendungspotential synthetischer Kraftstoffe bietet, da hier das Einsatzspektrum batterieelektrischer Fahrzeuge limitiert ist. Dabei ermöglicht die Nutzung der bestehenden Fahrzeugtechnik Skaleneffekte und entsprechend wirtschaftliche Vorteile.

Betrachtet man die gesamte Energieumwandlungskette (Well-to-Wheel), benötigen Fahrzeuge, die mit P2X-Kraftstoffen betrieben werden, etwa das 2–4-fache an Strom im Vergleich zu BEV. P2X-Technologien ermöglichen jedoch sowohl die geografische als auch die zeitliche (kurz- und langfristige) Entkopplung von Kraftstofferzeugung und -nutzung, was ein wichtiger Vorteil in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil an intermittierender erneuerbarer Stromproduktion sein kann. Eine optimale Kombination aus dem hohen Effizienzpotenzial von BEV und dem Flexibilitätspotenzial von P2X-Kraftstoffen könnte zu einer deutlicheren CO_2-Reduktion führen als BEV allein. Die direkte und indirekte Elektrifizierung (via BEV und P2X-Kraftstoffe) sind somit komplementär.

Die Gesamtkosten («Total Cost of Ownership», TCO) von Personenwagen weisen einen eher geringen Anteil der Energiekosten (Kraftstoff/Strom) im Vergleich zu anderen Kostenkomponenten auf (Abbildung 9.2). Dies hat positive Auswirkungen auf den Einsatz synthetischer Kraftstoffe. Ohne Steuern sind synthetische Kraftstoffe derzeit 2–3 mal so teuer wie fossile Kraftstoffe (an der Tankstelle). Die Kosten für die Kraftstoffverteilung und die Betankungsinfrastruktur für SNG und Wasserstoff hängen stark vom Nutzungsgrad ab; je mehr SNG-Fahrzeuge

Langstrecken- und Schwerlastfahrzeuge sind die primären Treiber für P2X-Anwendungen in der Mobilität.

Während gasförmige Kraftstoffe (P2M) einen flächendeckenden Aufbau von Gas-Tankstellen benötigen, können synthetische Flüssigkraftstoffe (P2L) direkt in die bestehende Infrastruktur integriert werden.

und wasserstoffbetriebene FCEV in Betrieb sind, desto geringer sind die Kosten pro betankter Energieeinheit. Anders bei BEV: Je mehr BEV aus dem Netz geladen werden, desto höher sind die Kosten für Stromleitungen und Ladestationen.

Abbildung 9.2 zeigt die jährlichen Kosten von SNG-Fahrzeugen der Kompaktklasse im Vergleich zu aktuellen Benzinfahrzeugen und BEV sowie die Auswirkungen einer möglichen Monetarisierung der CO_2-Emissionsreduktion sowie einer zunehmenden Marktdurchdringung der SNG Fahrzeuge. Während die Gesamtbetriebskosten für SNG-Fahrzeuge (P2M) heute deutlich höher sind, würden steigende Marktanteile (von 0.3 % auf 1.2 %) und die Monetarisierung der CO_2-Reduktion gemäss den CO_2-Vorschriften für neue Pkw zu ähnlichen jährlichen Kosten für Benzin- und SNG-Fahrzeuge führen. Im Wesentlichen können P2X-Kraftstoffe unter bestimmten Bedingungen im Verkehrssektor wettbewerbsfähig werden:

1. Ein hoher Reifegrad der P2X-Technologien.
   Eine entsprechende Reife ist heute für die Wasserstoff- und Methanproduktion in mittelgrossen P2X-Anlagen gegeben. Die Produktion von synthetischem Flüssigkraftstoff ist noch nicht auf dem gleichen Niveau, kann aber in Zukunft erreicht werden.
2. Flächendeckende Verbreitung mit entsprechender Kraftstoffinfrastruktur.
   Während dies für synthetische Flüssigkraftstoffe, die sich auf die bestehenden Fahrzeuge, Logistik und Tankstellen stützen, einfach wäre, ist es für SNG eine grössere Herausforderung. Die Marktanteile für neu verkaufte SNG-Fahrzeuge müssten deutlich auf mindestens 2–4% erhöht werden. Nur solche Marktanteile ermöglichen die Amortisation hoher Investitionskosten für Tankstellen.
3. Ein vorteilhafter Regulierungsrahmen.
   Im Rahmen des Entwurfs einer CO_2-Verordnung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge in der Schweiz wird die CO_2-Reduktion durch synthetische Kraftstoffe berücksichtigt und die Umweltvorteile können monetarisiert werden (siehe (4) in Abbildung 9.2).

Der Einstiegspunkt für Wasserstoff könnten schwere Lkw sein, da Elektroantriebe von der Schwerlastverkehrsabgabe (LSVA) ausgenommen sind. Dies stellt einen wichtigen Vorteil dar, da 50% der TCO von Schwerlastern gesetzliche Abgaben (LSVA und Kraftstoffsteuer) betreffen. Aufgrund der Befreiung von gesetzlichen Abgaben für Elektroantriebe können wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Lkw bereits heute ähnliche TCO aufweisen wie Diesel-LKW, auch wenn die LKW-Investitionskosten 3-mal höher sind (Abbildung 9.3). Da sich die steuerlichen Rahmenbedingungen und Kostenstrukturen im Personenstrassenverkehr wesentlich von denen des Güterstrassenverkehrs unterscheiden, profitieren wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Pkw nicht von solchen Randbedingungen. Vielmehr sind die Kapitalkosten von Brennstoffzellen-Pkw aufgrund des hohen Anschaffungspreises im Vergleich zu konventionellen Technologien hoch und können nicht durch niedrige Betriebskosten ausgeglichen werden.

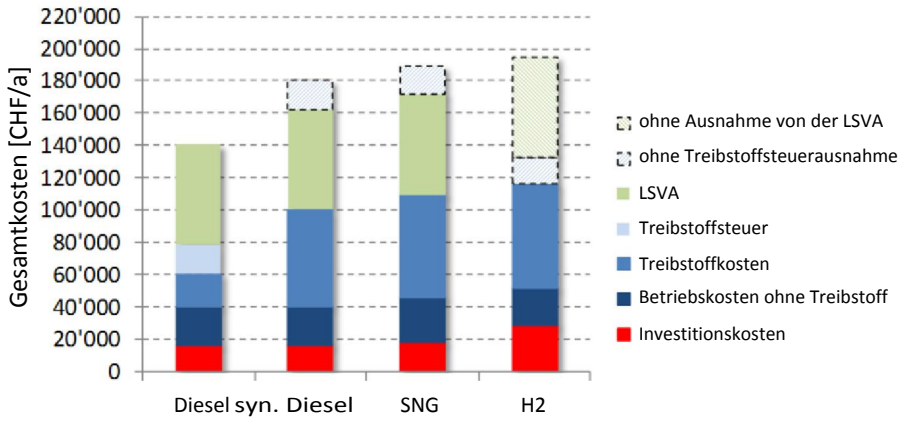


Abbildung 9.3: Gesamtbetriebskosten für einen 28t LKW, betrieben mit Diesel, synthetisch erzeugtem Diesel oder Methan, oder Wasserstoff in einer Brennstoffzelle (H_2).

10 Power-to-X in der Industrie

Schweizer Raffinierie ist der grösste Wasserstoffverbraucher, weitere Kleinverbraucher in der chemischen Industrie.

10.1 Die Rolle von Wasserstoff

Wasserstoff ist ein wichtiger Energieträger und Ausgangsstoff für die Herstellung von Basischemikalien, synthetischen Kraftstoffen und Schmierstoffen. Wasserstoff kann auch als Reduktions- oder Schutzgas eingesetzt werden, z. B. in der Eisenerzindustrie sowie bei der Flachglasproduktion. In einigen industriellen Produktionsprozessen ist Wasserstoff ein Nebenprodukt, das entweder verkauft oder anderweitig verwendet wird, was bei der Kohlenwasserstoffspaltung in Raffinerien, bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse und bei der Herstellung von Acetylen der Fall ist. In grossen Produktionsverbundstandorten der chemischen Industrie (z. B. in Deutschland in Leuna/Bitterfeld und im Raum Hamburg) verbinden Wasserstoffnetze Produzenten und Konsumenten. Grosse Produktionsanlagen und integrierte Netzwerke für chemische Produkte ermöglichen die Versorgung mit Wasserstoff zu vergleichsweise niedrigen Kosten. In solche Netzwerke kann die P2X-Technologie als komplementäre Wasserstoffversorgungstechnologie integriert werden. Häufig laufen industrielle Prozesse kontinuierlich ab und erfordern einen zuverlässigen Einsatz von Rohstoffen wie Wasserstoff. Daher müssen P2X-Technologien mit intermittierender erneuerbarer Stromversorgung mit ausreichender Produktionskapazität und integrierter Wasserstoffspeicherung konzipiert werden, um eine unterbrechungsfreie Rohstoffversorgung zu gewährleisten. Die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus P2X-Technologien hängt jedoch wesentlich von der Existenz einer strengen Klimapolitik ab, da die Wasserstoffversorgungskosten bei der Produktion aus fossilen Brennstoffen derzeit niedrig sind (siehe auch Kapitel 5.2).

10.2 Die Schweizer Industrie

In der Schweiz machte der Industriesektor im Jahr 2015 18% des Endenergiebedarfs aus, während Erdgas und Strom mehr als 60 % des gesamten industriellen Energiebedarfs ausmachten. Fast die Hälfte des Endenergiebedarfs wurde für die Erzeugung von Prozesswärme genutzt. Mit einem Anteil von mehr als 20 % am Endenergieverbrauch der Industrie gehört die chemische Industrie zu den verbrauchsstärksten Branchen. Im Gegensatz zu anderen Ländern, in denen die Massenproduktion von Basischemikalien einen bedeutenden Anteil an der chemischen Industrie ausmacht, ist der Schweizer Chemiesektor sehr spezialisiert. Er produziert mehr als 30000 Produkte und zielt auf die Herstellung von Spezialprodukten ab, z. B. Pharmazeutika, Vitamine, Feinchemikalien sowie Substanzen für Diagnostik und Pflanzenschutz.

Der Wasserstoffverbrauch in der Schweiz betrug 2018 rund 13 000 Tonnen. Die Raffinerie in Cressier stellt mit rund 85% des Gesamtverbrauchs den grössten Einzelverbraucher dar [34]. Weitere Kleinverbraucher gehören der Uhrenindustrie, der Chemie- und Pharmaindustrie sowie der Kunststeinproduktion an. Etwa 90 % des Wasserstoffs wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Wasserstoff für die Raffinerie wird vor Ort aus Naphta und Methan produziert, Wasserstoff für die LONZA-Chemieanlage in Visp aus Flüssiggas. Ein kleiner Teil wird aus Elektrizität entweder durch Chlor-Alkali-Elektrolyse oder Wasserelektrolyse erzeugt. Seit der Schliessung der Düngemittelproduktion in Visp Anfang 2018, die neben der Raffinerie ein bedeutender Wasserstoffverbraucher war, gibt es in der Schweiz mit rund 21500 t/a eine erhebliche Überkapazität in der Wasserstoffproduktion.

11 Integration von Power-to-X in verschiedene Märkte

Erlöse aus dem Verkauf von Produkten und Dienstleistungen auf verschiedenen Märkten würden die Rentabilität von P2X erhöhen.

Die Kombination verschiedener Anwendungen und damit das Potenzial, verschiedene Märkte zu bedienen, ist ein wesentlicher Vorteil der P2X-Technologien. Die verschiedenen Produktionspfade von P2X ermöglichen eine Reihe von unterschiedlichen Anwendungen, die die verschiedenen beschriebenen Märkte bedienen. Dementsprechend können Geschäftsmodelle von P2X potenziell auf mehreren Einnahmequellen aufbauen. Aus wirtschaftlicher Sicht hat der multiple Markt-/Anwendungscharakter von P2X zwei wesentliche Vorteile:

1. Es bietet sich die Möglichkeit, eine Investition in Zukunft um weitere Prozessschritte zu erweitern.
2. Der Zugang zu mehreren unterschiedlichen Märkten ermöglicht operative Flexibilität.

Mehrere Anwendungen können auch mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für Stromnetze kombiniert werden. Die Möglichkeit, verschiedene Märkte zu bedienen, erhöht nicht nur potenziell die Erträge, sondern mindert das Marktrisiko und damit die Kapitalkosten von Investitionsprojekten. Inwieweit die Multi-Market-Flexibilität eine wertvolle reale Option (entweder bei Erweiterungsinvestitionen oder in der Produktionsflexibilität) schafft und damit das Risikoprofil von Investitionsprojekten verbessert, hängt von der Korrelation der Preise ab, die auf den verschiedenen Märkten erzielt werden können. Aufgrund der geringen Korrelationen von Preisen für Erdgas (Methan), Strom und Kapazitätsreserven kann die Kombination dieser Stränge zu niedrigeren Gesamtrisiken führen. Die «reale Option», beispielsweise eine Elektrolyseanlage mit einem Methanisierungsprozess zu erweitern, könnte daher in Zukunft relevant werden.

Die entscheidende Einschränkung für die Kombination der Anwendungen ist der Standort der P2X-Anlage, welcher den Zugang zu kostengünstigem Strom, dem Gasnetz, einem potenziellen Wärmenetz sowie einer CO_2-Quelle bestimmt. Angesichts der Höhe der Investitionskosten für P2X-Einheiten sollte deren Standort unter Berücksichtigung der Möglichkeiten für spätere Erweiterungen gewählt werden.

12 Power-to-X und Innovationspolitik

Forschung und Innovation sollten sich auf eine optimale Integration von P2X in das Energiesystem konzentrieren.

Anregung von Innovationen vor allem durch stabile Rahmenbedingungen, die den einheimischen Markt für P2X Anlagen und anwendungsorientierte Lernprozesse fördern.

12.1 Anschub für den einheimischen Schweizer Markt

P2X-Technologien sind derzeit noch mit hohen Kosten verbunden, wobei davon ausgegangen werden kann, dass Kostenreduktionen zukünftig durch Lernprozesse bei der Herstellung, der Auslegung, dem Betrieb sowie der Systemeinbindung von P2X-Anlagen erreicht werden können. Politische Entscheidungsträger können Massnahmen ergreifen, um P2X-Technologien über den Anreiz von Lernprozessen zu fördern. Da die meisten P2X-Subsysteme als design-intensive Technologien betrachtet werden können, scheinen anwendungs- und interaktionsbasierte Lernprozesse entlang der gesamten P2X-Prozesskette die relevantesten Lernprozesse zu sein. Dazu ist ein einheimischer Markt mit stabiler Nachfrage förderlich [35]. Dementsprechend stellen politische Rahmenbedingungen zur Stärkung des Binnenmarktes eine effektivere Innovationspolitik dar als einzelne spezifische Technologiesubventionen. Aufgrund der relativ geringen Fertigungskomplexität der Komponenten ist ein grosser und wachsender Markt für die Herstellung von P2X Komponenten weniger relevant, welcher im Fall der Schweiz ohnehin unrealistisch erscheint.

Da auch die Komplexität reiner Power-to-Wasserstoff-to-Power Anlagen eher gering ist, sind hier keine erheblichen Lerneffekte zu erwarten. Dies ist bei Methanisierungs-, Fischer-Tropsch- und Methanolanlagen anders. Experteninterviews zeigen, dass Skaleneffekte bei den beiden letztgenannten Technologien besonders relevant sind. Daher wären für Anlagen, die diese entsprechenden Prozesse beinhalten, grosse Anlagen erforderlich. Angesichts der beschränkten potentiellen Marktgrösse der Schweiz erscheint dies überaus ambitioniert. Folglich könnte die F&E-Unterstützung eine realistischere Option zu sein, um forschungsinduzierte Lerneffekte in P2X-Anlagen für Fischer-Tropsch- und/oder Methanolreaktion in der Schweiz zu ermöglichen. Darüber hinaus können Forschungs- und Technologie-Demonstrations-Kooperationen mit Nachbarländern, die über grössere potenzielle Marktgrössen für diese Technologien verfügen, eine interessante Option sein. Massnahmen zur Unterstützung von Methanisierungsanlagen, bei denen Skaleneffekte nicht so wichtig sind wie z. B. Fischer-Tropsch, erscheinen für die Schweiz aus innovationspolitischer Sicht besser geeignet.

12.2 Wechselwirkung zwischen Produzenten und Konsumenten

Die Unterstützung von P2X-Anlagen in verschiedenen Nutzungsumgebungen (mit unterschiedlichen CO_2- und Stromquellen) könnte zu stärkeren anwendungsorientierten Lernprozessen führen, als nur die Unterstützung standardisierter Anlagen. Um die Interaktion zwischen Nutzer und Produzent zu erhöhen, sollten um diese Projekte herum Netzwerke aus lokalen Nutzern, Produzenten und Regulierungsbehörden gebildet werden. Fördermittel sollten daher vor allem an Konsortien fliessen, welche die Nutzer und Produzenten und damit möglichst die gesamte P2X Wertschöpfungskette umfassen. Darüber hinaus sollten Leistungsanreize in Betracht gezogen werden, z. B. durch die Gewährung von Zuschüssen für innovative Produkteigenschaften. Gleichzeitig sollten Innovationsanreize seitens der Politik regelmässig angepasst werden, um dem technologischen Lernprozess und den daraus resultierenden Kostensenkungen Rechnung zu tragen. Um kostenbasierte Anpassungen zu ermöglichen, sollte die Förderung an die Berichterstattung über Kosten- und Leistungsdaten (zumindest an die politischen Entscheidungsträger) gebunden sein. Um die Kosten für die Implementierungsrichtlinien für P2X-Anlagen zu senken, könnten schliesslich Werkzeuge zur Reduktion der Risiken eingesetzt werden, die die Finanzierungskosten von P2X-Projekten senken (z. B. über den Technologiefonds des Bundes).

13 Gesetzliche Aspekte im Zusammenhang mit Power-to-X

Das Schweizer Recht behandelt P2X anders als Pumpspeicher mit negativen Auswirkungen auf die Kosten von P2X.

13.1 Allgemeine Regelungen

Allgemeine gesetzliche Vorschriften, die für alle P2X-Anlagen gelten, betreffen Planungs- und Genehmigungsverfahren, Umweltrecht, Sicherheitsvorschriften und den Status von P2X als Endverbraucher. In der Raumplanung sind P2X-Anlagen wahrscheinlich nicht in den Richtplan aufzunehmen, da die Einheitengrössen und Landschaftseinflüsse relativ gering sind. Darüber hinaus sind bei der Herstellung von Wasserstoff und Methan Sicherheitsvorschriften zu beachten.

13.2 Der Status von P2X als Endverbraucher und Stromerzeuger

Es besteht Unklarheit im Gesetz, ob P2X als «Endverbraucher» anzusehen ist. Wenn P2X-Anlagen als «Endverbraucher» anzusehen wären, müssten P2X-Anlagen Netznutzungsentgelte zahlen. Der Vorschlag, alle Speichersysteme mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken in einer revidierten Stromversorgungsverordnung explizit als Endverbraucher einzustufen, wurde nach erheblicher Kritik im Vernehmlassungsverfahren zurückgezogen.=Q=
Die Regulierung von P2X-Systemen, die Strom in das Netz zurückspeisen, würde es ermöglichen, diese P2X-Technologie als Stromerzeuger zu definieren, was besondere Bedingungen für den Standort und den Zugang zum Stromnetz ermöglichen würde. Rechtsunsicherheit besteht in Bezug auf die Behandlung der Stromproduktion von P2X-Anlagen, die unmittelbar mit erneuerbarem Strom gespeist werden. Im Idealfall würde das Gesetz die Rückverstromung aus P2X als erneuerbare Stromproduktion definieren, wenn entsprechende Herkunftsquellen für den in der Elektrolyse verwendeten Strom nachgewiesen werden können. Eine solche Bestimmung fehlt jedoch bisher im Gesetz.

13.3 P2X als Investition ins Stromnetz

Wenn die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien Investitionen in P2X-Technologien auf der Verteilnetzebene zur Systemsicherheit erfordert, könnten diese Kosten nach der Stromversorgungsverordnung erstattet werden. In diesem Fall müsste die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) die Kosten genehmigen und Swissgrid dem (Verteil-)Netzbetreiber eine Erstattung leisten. Während Investitionen in zukünftige Infrastrukturen häufig einer kritischen aufsichtsrechtlichen Prüfung unterliegen, haben die jüngsten Gesetzesneuerungen die Möglichkeit eingeführt, Kosten für bestimmte innovative Netzmassnahmen zu erstatten.

13.4 Regelung zur Strommarktentflechtung

Die Entflechtungsregeln im Schweizer Recht unterscheiden die Verantwortlichkeiten u.a. von Stromerzeugern, Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern, was bestimmten Strommarktakteuren eventuell den Betrieb von P2X-Systemen verbietet. Nach dem Entflechtungsrecht dürfen stromerzeugende Unternehmen Speicher und damit P2X-Technologien betreiben. Für Unternehmen, die ein Verteilnetz betreiben, sieht das Schweizer Recht nur die Entflechtung der Finanzberichterstattung vor. Folglich wären diese Betreiber wahrscheinlich in der Lage, P2X-Anlagen zu betreiben, solange diese Aktivitäten in der Finanzberichterstattung vom Netzbetrieb getrennt sind und unter anderem keine Quersubventionierung stattfindet. Swissgrid als Übertragungsnetzbetreiber hingegen darf sich nicht an der Stromerzeugung beteiligen.

13.5 Der Gasmarkt

Biogas und synthetisches Methan sind bereits teilweise in den Verordnungen und Richtlinien des Schweizer Gasmarktes enthalten. Weitere Vorschriften bedürfen jedoch Änderungen, um einen gleichberechtigten Zugang für P2X-Technologien zu gewährleisten. So können beispielsweise bestehende Forschungs- und Demonstrationsanlagen in das Gasnetz einspeisen. Kommerzielle P2X-Betreiber können sich jedoch wahrscheinlich nicht auf die «Verbändevereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas» verlassen, da sich dieses Dokument an grosse Gasverbraucher richtet und nicht an Produzenten, die das Gas in das Netz einspeisen wollen. Da P2X-Technologien Gas in untere Netzebenen einspeisen würde, ist eine rechtliche Klärung des Zugangs zum Gasverteilungsnetz erforderlich. Dies ist nicht in den Vorschriften des Rohrleitungsgesetzes geregelt, da sich die einschlägigen Bestimmungen nur auf das Gashochdrucknetz für den Ferntransport beziehen.

13.6 Der Verkehrssektor

Rechtsvorschriften, die den Verkehrssektor betreffen, können dazu führen, dass Importeure fossiler Brennstoffe Anreize für Investitionen in P2X erhalten, um einen Teil der CO_2-Emissionen aus den importierten Brennstoffen auszugleichen. Dies könnte eine zusätzliche Einnahmequelle für P2X

Die Anwendung gleicher Stromnetzentgelte auf verschiedene Speichertechnologien ist entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit von P2X.

schaffen. Im Zusammenhang mit der Behandlung von Wasserstoff und Methan aus biogenen Quellen besteht Unsicherheit über die Berechnung der Kohlenstoffintensität von gasbetriebenen Fahrzeugen basierend auf dem biogenen Anteil des Gasgemisches. Das Mineralölsteuergesetz regelt ausdrücklich die Behandlung von biogenen Kraftstoffen. Bei der Verwendung als Kraftstoff sind Wasserstoff, synthetisches Methan, Methanol und andere synthetische Kraftstoffe aus P2X von der Mineralölsteuer befreit, wenn der verwendete Strom aus erneuerbaren Quellen stammt und bestimmte Umweltkriterien erfüllt sind.

13.7 Der Wärmemarkt

Die CO_2-Steuergesetzgebung bietet Vorteile für den Einsatz von P2X-Produkten im Heizungsbereich. Reglementiert wird dieser vor allem durch die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEn 2014), die nicht direkt anwendbar sind, aber von den Kantonen im P2X-Bereich umgesetzt werden können. Derzeit werden jedoch erneuerbare Gase aus P2X nicht als Teil der Standardlösungen im Rahmen des MuKEn akzeptiert. Da die CO_2-Steuer nur für fossile Energieträger gilt, kann die CO_2-Steuergesetzgebung Vorteile für die Verwendung von P2X-Produkten zum Heizen bieten, da synthetische Energieträger nicht unter diese Bestimmung fallen. Dies würde einen Anreiz schaffen, biogene synthetische Kraftstoffe gegenüber fossilen Kraftstoffen zu verwenden. Auch Wasserstoff und synthetisches Methan, das als Brennstoff verwendet wird, fallen nicht unter die Mineralölsteuer.

13.8 Regulatorischer Einfluss auf Geschäftsmodelle

Der rechtliche Rahmen hat mehrere Auswirkungen auf die P2X-Geschäftsmodelle – insbesondere im Hinblick auf die aktuell diskutierte Frage, ob Stromnetzentgelte zu zahlen sind. Wäre dies der Fall (wie es im Vernehmlassungsentwurf der revidierten Stromversorgungsverordnung vorgesehen war), würde dies zu erhöhten Kosten führen und folgende Auswirkung haben:

- Senkung der Gesamtrentabilität einer P2X-Anlage, die Strom aus dem öffentlichen Netz speichert.
- Anreize setzen, das öffentliche Netz nicht mehr zu nutzen, sondern Strom direkt aus erneuerbarer Stromerzeugung zu beziehen.

Der letztgenannte Anreiz kann weitere Auswirkungen haben. Für den Fall, dass industrielle Kohlenstoffquellen nicht in der Nähe der (dezentralen) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegen, würde eine mögliche Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten die Installation von P2X-Anlagen in der Nähe von erneuerbaren Stromquellen anregen und unter Umständen die Möglichkeiten zur Nutzung industrieller Kohlenstoffquellen einschränken, wenn keine lokale kostengünstige Stromquelle vorhanden ist. Die Netzentgelte für den Stromverbrauch von P2X können jedoch Anreize für die Nutzung anderer CO_2-Quellen zur Herstellung synthetischer Gase oder Kraftstoffe, wie beispielsweise der direkten Abscheidung aus der Luft, setzen, die wahrscheinlich mit höheren CO_2-Kosten verbunden sind. Es ist festzuhalten, dass der Rechtsrahmen erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz neuer Technologien hat und so konzipiert sein sollte, dass er diejenigen Optionen unterstützt, die wirksam zu den übergeordneten Zielen beitragen.

14 Verdankung

Die Autoren danken der Innovationsagentur Innosuisse und dem Bundesamt für Energie für die Finanzierung der gemeinsamen Aktivität der Schweizer Kompetenzzentren für Energieforschung (SCCER), die zu diesem Weissbuch geführt hat. Die Autoren möchten sich auch bei Aymane Hassan, Adelaide Calbry-Muzyka und Alexane Dubois für ihre Unterstützung bei der Übersetzung ins Französische sowie bei Monika Blétry für die Gestaltung des Weissbuchs bedanken.

15 Abkürzungen

Batterie-Elektrofahrzeuge (BEV)
Kapitalkosten (CAPEX)
Klimaschutz- und Emissionsreduktionsprogramm für die internationale Luftfahrt (CORSIA)
Druckluft-Energiespeicher (CAES)
Komprimiertes Erdgas (CNG)
Elektrofahrzeug (EV)
Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS)
Brennstoffzellen-Elektrofahrzeug (FCEV)
Treibhausgas (THG)
Schwerlastverkehrsabgabe (LSVA)
Oberer Heizwert /Brennwert (HHV)
Internationale Zivilluftfahrtorganisation (ICAO)
Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (ICEV)
Ökobilanz (LCA)
Unterer Heizwert (LHV)
Methanol zu Olefin (MTO)
Erdgas (NG)
Betrieb und Wartung (O&M)
Oxymethylenether (OME)
Betriebskosten (OPEX)
Photovoltaik (PV)
Power-to-Hydrogen: P2H
Power-to-Liquids: P2L
Power-to-Methane: P2M
Power-to-Power: P2P
Power-to-X: P2X
Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)
Forschung und Entwicklung (F&E)
Festoxid-Elektrolysezellen (SOEC)
Bundesamt für Energie (BFE)
Synthetisches Erdgas (SNG)
Gesamtbetriebskosten – Total Cost of Ownership (TCO)
Mehrwertsteuer (MwSt)
Well-to-Wheel (WTW)

16 Terminologie

- *Alkalische Elektrolyse:* verwendet eine alkalische Lösung, z.B. Natriumhydroxid oder Kaliumhydroxid, als Elektrolyt und ist die ausgereifteste Elektrolysetechnologie, die kommerziell zur Wasserstofferzeugung mit Wirkungsgraden im Bereich von 50–70 % verfügbar ist.
- *Ammoniaksynthese:* Wasserstoff wird katalytisch mit Stickstoff (aus der Luft) zu wasserfreiem Flüssigammoniak umgesetzt: $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$
- *Anaerober Aufschluss:* chemische Prozesse, bei denen organische Stoffe von Mikroorganismen in Abwesenheit von Sauerstoff abgebaut werden.[1]
- *Biogasaufbereitung:* Raffination von Rohbiogas zu sauberem Biomethan (Entfernung von Verunreinigungen), das dann in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.[2]
- *Biogene CO_2-Quellen:* Gewinnung von CO_2 durch Umwandlung von Holzresten durch indirekte Holzvergasung und Methanisierung des produzierten Gases, gefolgt von der CO_2-Abtrennung.
- *Biogene Substrate:* Klärschlamm, Grünabfälle, landwirtschaftliche Reststoffe und Gülle
- *Bioreaktor:* Behälter zur biologischen Methanproduktion bei Verwendung von methanogenen Mikroorganismen unter anaeroben Bedingungen
- *Chlor-Alkali-Elektrolyse:* Chemisches Verfahren zur Elektrolyse von Natriumchlorid erzeugendem Chlor und Natriumhydroxid
- *CO_2-Emissionszertifikate:* CO_2-Emissionsberechtigungen als Bestandteil eines Zertifikatehandelssystems (z. B. dem Europäischen Emissionshandelssystem für Treibhausgasemissionszertifikate).
- *Co-Elektrolyse-Modus:* Erzeugung von Synthesegas aus Wasserdampf und Kohlendioxid
- *Dampfmethanreformierung:* chemischer Prozess, bei dem Methan aus Erdgas mit Dampf in Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgewandelt wird.[3]
- *Dezentrale Stromerzeugung:* Strom, der in kleinen regional verteilten (erneuerbaren) Kraftwerken wie Solar-PV- und Windanlagen erzeugt wird.
- *Digitalisierter Bedarf:* Energiekonsum unter Verwendung intelligenter Zähler, Energiemanagementsystemen, automatisierter Bedarfsreaktion oder von Mikronetzen.[4]
- *Direkte CO_2-Abscheidung aus der Luft:* CO_2-Abscheidungsmethode, die CO_2 aus der Umgebungsluft trennt.
- *Druckluft-Energiespeicher (Compressed Air Energy Storage – CAES):* Anlage in der Strom zur Verdichtung von Luft verwendet wird, wobei die Luft in unterirdischen Strukturen (Salz- oder Felskavernen oder ungenutzte Bergwerke) gespeichert wird und zeitversetzt wieder Rückverstromt wird.
- *Elektrolyse:* elektrochemischer Prozess, der Elektrizität und Wasser in eine gasförmige Energieform umwandelt, mit Wasserstoff und Sauerstoff als Endprodukte.
- *Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS):* ein Markt, auf dem Emissionszertifikate gehandelt werden, mit dem Ziel die CO_2-Emissionen zu den geringsten Kosten zu reduzieren.
- *Endotherme Reaktion:* chemischer Prozess, der Energie in Form von Wärme absorbiert.
- *Energiesparmassnahmen:* Massnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs (Wärmedämmung, LED-Beleuchtung, etc.).
- *ENTSO-E:* Dachorganisation der Stromübertragungsnetzbetreiber aus 36 Ländern Europas
- *Festoxid-Elektrolysezellen (SOEC):* Technologie, bei der die Wasserelektrolyse mit einem Festoxid oder Keramikelektrolyt abläuft.
- *Fischer-Tropsch:* Chemischer Prozess, bei dem Gase, die Wasserstoff und Kohlenmonoxid enthalten, in Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden: $CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O$; $CO + H_2 \rightleftharpoons C_xH_yOH + H_2O$
- *Flexible Kraftwerke:* Stromerzeugungsanlagen, die eine schnelle regelbare Stromproduktion ermöglichen, z.B. mit flexiblen Gaskraftwerken
- *Gesamtbetriebskosten – Total Cost of Ownership (TCO):* Kaufpreis eines Vermögenswertes zuzüglich der Betriebskosten.[5]
- *Gestehungskosten:* ein wirtschaftlicher Indikator für die Gesamtkosten für den Bau, Betrieb und Stilllegung eines Kraftwerks über seine Lebensdauer pro Einheit der Energieerzeugung.
- *Kohlenwasserstoffspaltung:* Kohlenwasserstoffe werden in kleinere Moleküle gespalten, indem Kohlenstoffbindungen in Abhängigkeit von der Temperatur und dem Vorhandensein von Katalysatoren aufgebrochen werden.
- *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):* Gleichzeitige Erzeugung von Strom und Nutzwärme.
- *Methanisierung:* Wasserstoff und Kohlendioxid werden durch eine chemische oder biologische katalytische Reaktion zu Methan kombiniert.
- *Methanolsynthese:* Hydrierung von Kohlenmonoxid oder Kohlendioxid: $CO_2 + 3\ H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$
- *Oberer Heizwert:* Bezugseinheit für den Energiegehalt von Stoffen, welcher die latente Wärme der Wasserverdampfung in den Reaktionsprodukten berücksichtigt.

- *Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA):* Methode, welche Einblicke in die Umweltverträglichkeit von Produkten und Dienstleistungen unter Berücksichtigung von Produktion, Nutzung und Entsorgung/ Recycling von Produkten, Lieferketten und der damit verbundenen Infrastruktur liefert.
- *Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM):* Technologie, die Protonentransfer-Polymermembranen als Elektrolyt und Trennmaterial zwischen den verschiedenen Abschnitten der Elektrolysezelle verwendet.
- *Power-to-X (P2X):* Power-to-Hydrogen, Power-to-Liquids, Power-to-Methane, Power-to-Power: eine Klasse von innovativen Technologien, die einen elektrochemischen Prozess zur Umwandlung von Strom in einen gasförmigen oder flüssigen Energieträger oder ein chemisches Produkt verwenden.
- *Primäre Regelreserve:* Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerkskapazität zu Sicherstellung der Netzfrequenz von 50 Hz auf ±200 mHz.
- *Pumpspeicher:* verwendet Strom, um Wasser aus einem unteren Speicher zu pumpen, das in einem oberen Speicher gespeichert wird, um zu einem späteren Zeitpunkt rückverstromt zu werden.
- *Reverse-Modus:* Betrieb eines SOEC-Elektrolyseurs im Umkehrmodus als Brennstoffzelle
- *Sekundäre Regelreserve:* Gleicht Stromangebot und -bedarf aus; läuft bis zu 15 Minuten lang.
- *Synthetischer Flüssigkraftstoff:* Kraftstoffe, die durch die Umwandlung von Wasserstoff und kohlenstoffhaltigen Gasen in flüssige Kohlenwasserstoffe entstehen.
- *Synthetisches Erdgas (SNG):* synthetisch erzeugtes Gas (Ersatz für Erdgas), das beispielsweise aus Elektrolyse und Methanisierung gewonnen wird.
- *Systemdienstleistungen:* Dienstleistung zur Sicherstellung des Betriebs des Elektrizitätsnetzes (Frequenzregulierung)
- *Unterer Heizwert:* Bezugseinheit für den Energiegehalt von Stoffen, die davon ausgeht, dass die latente Wärme der Wasserverdampfung in den Reaktionsprodukten nicht zurückgewonnen wird.[6]
- *Virtuelles Kraftwerk:* ein Anlagenverbund mit Steuerungssystem, der aus verteilten Energiequellen (z.B. auf Basis erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind) und flexiblen Stromverbrauchern besteht.[7]
- *Well-to-Wheel (WTW) – wörtlich «von der Quelle zum Rad»:* umfasst die Ressourcengewinnung, die Kraftstoffherstellung, die Lieferung des Kraftstoffs an das Fahrzeug und die Endnutzung des Kraftstoffs im Fahrzeugbetrieb.[8]

[1] https://www.britannica.com/science/anaerobic-digestion

[2] https://www.infothek-biomasse.ch

[3] https://www.studentenergy.org/topics/steam-methane-reforming

[4] https://www.weforum.org/agenda/2016/03/perspective-distributed-digital-and-demand-side-energy-technology-implications-for-energy-security/

[5] https://www.investopedia.com/terms/t/totalcostofownership.asp

[6] https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels

[7] https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant

[8] https://definedterm.com/well_to_wheel_wtw

17 Quellenverzeichnis

[1] Deutsche Energie-Agentur, *Power to X: Technologien.* Berlin: Strategieplattform Power to Gas, 2018.

[2] A. Kurt, F. Ausfelder, "E-Fuels – Mehr als eine Option" Frankfurt am Main, 2017.

[3] J. Witte, J. Settino, S. Biollaz, T. J. Schildhauer, "Direct catalytic methanation of biogas – Part I: New insights into biomethane production using rate-based modelling and detailed process analysis" *Energy Convers. Manag.,* vol. 171, pp. 750–768, Sep. 2018.

[4] Deutsche Energieagentur, "Strategieplattform Power to Gas" 2019.

[5] BioCat, "BioCat Project – Power to gas via biological catalysis" 2019.

[6] UNFCCC, "Switzerland's intended nationally determined contribution (INDC) and claryfing information" 2015.

[7] Bundesamt für Umwelt, "Klimapolitik der Schweiz ab 2013" 2018.

[8] Bundesamt für Energie, "Schweizerische Elekrizitätsstatistik 2017" 2018.

[9] Federal Office for the Environment, "Greenhouse gas inventory" *Data, indicators and maps,* 2017.

[10] Eidgenössische Elektrizitätskommission, "System Adequacy 2025 Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025" 2018.

[11] T. Demiray, H. Weigt, G. Beccuti, I. Schlecht, J. Savelsberg, M. Schillinger, "Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom" 2017.

[12] A. Fuchs *et al.,* "ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system" 2017.

[13] E. Panos; T. Kober; A. Wokaun, "Long-term evaluation of electric storage technologies vs alternative flexibility options for the Swiss energy system" *Applied Energy,* 252, 2019.

[14] J. de Bucy, "The Potential of Power-To-Gas" 2016.

[15] T. J. S. J. Durst, A. Rudnevc, A. Dutta, Y. Fu, J. Herranz, V. Kaliginedi, A. Kuzume, A. Permyakova, Y. Paratcha, P. Broekmann, "Electrochemical CO_2 Reduction – A Critical View on Fundamentals, Materials and Applications" *Chimia (Aarau).,* vol. 69, no. 12, pp. 769–776, 2015.

[16] J. Jechura, "Hydrogen from Natural Gas via Steam Methane Reforming" 2015.

[17] International Energy Agency IEA, "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells" Paris, 2015.

[18] D. W. Keith, D. S. Angelo, D. W. Keith, G. Holmes, D. S. Angelo, K. Heidel, "A Process for Capturing CO_2 from the Atmosphere A Process for Capturing CO_2 from the Atmosphere" *Joule,* vol. 2, pp. 1573–1594, 2018.

[19] C. Gebald, "Swissmem-Interview Ch. Gebald: 'Eine einzelne Massnahme wird nicht ausreichen, um die Klimaziele zu erreichen'" *Swissmem,* 2018. [Online]. Available: https://www.swissmem.ch/de/news/news/fragen-an-dr-christoph-gebald-ceo-climeworks.html. [Accessed: 22-Jan-2019].

[20] Massachusetts Institute of Technology, "Carbon Capture and Sequestration Database" 2018. [Online]. Available: https://sequestration.mit.edu. [Accessed: 20-Aug-2018].

[21] X. Zhang, C. Bauer, C. L. Mutel, K. Volkart, "Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications" *Appl. Energy,* vol. 190, 2017.

[22] European Commission, *Novel carbon capture and utilisation technologies.* Brussels, 2018.

[23] B. Cox, C. Bauer, "Umweltauswirkungen von Personenwagen – heute und morgen. Faktenblatt und Hintergrundbericht im Auftrag von energieschweiz." 2018.

[24] C. Bauer, S. Hirschberg (eds.) *et al.,* "Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies." 2017.

[25] B. Meier, F. Ruoss, M. Friedl, "Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers" *Energy Technol.,* vol. 5, no. 6, pp. 864–876, 2017.

[26] Teske S. *et al,* "Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz – Betrachtungen zu Technologien, CO_2, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität," 2019.

[27] F. R. Segundo Sevilla, D. Parra, N. Wyrsch, M. K. Patel, F. Kienzle, P. Korba, "Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration" *J. Energy Storage*, vol. 17, pp. 73–83, 2018.

[28] EPEX Spot, "Database of spotmarket prices and trade volumes 2015/2016" 2018.

[29] E. Panos, M. Densing, K. Schmedders, "Oligopolistic capacity expansion with subsequent market-bidding under transmission constraints (OCESM)" *Final Report to the Swiss Federal Office for Energy*. 2017.

[30] Swissgrid, "Ausschreibungen Regelleistung" 2017.

[31] International Civil Aviation Organization, "Resolution A39-3: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection – Global Market-based Measure (MBM) scheme" 2018. [Online]. Available: https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/Resolution_A39_3.pdf.

[32] Federal Statistics Office and Federal Office for Spatial Development, "Mobility and Transport Microcensus" *Passenger mobility statistics,* 2010. [Online]. Available: http://www.are.admin.ch/mtmc. [Accessed: 04-May-2018].

[33] M. Held, L. Küng, E. Çabukoglu, G. Pareschi, G. Georges, K. Boulouchos, "Future mobility demand estimation based on sociodemographic information: A data-driven approach using machine learning algorithms" *Swiss Transp. Res. Conf.*, 2018.

[34] F. Lehner, R. Ripken, D. Hart, "Swiss Hydrogen Production and Demand" 2018.

[35] T. S. Schmidt, J. Huenteler, "Anticipating industry localization effects of clean technology deployment policies in developing countries" *Glob. Environ. Chang.*, vol. 38, 2016.

Swiss Competence Centers for Energy Research: Joint Activity "White Paper Power-to-X"

Storage
Swiss Competence Center for Energy Research