

# ERNEUERBAR IN ALLEN SEKTOREN SEKTOREN KOPPELN MIT POWER-TO-GAS

Berlin, September 2019

Für Greenpeace Energy e.V.

M. Niggemeier, C. Linkenheil, M. Brinkhaus, F. Huneke

## INHALTSVERZEICHNIS

1. Kurzfassung .....	1
2. Herausforderungen und Optionen für ein klimaneutrales Energiesystem .....	2
3. Modellierung eines erneuerbaren Elektrizitätssystems .....	4
3.1. Das defossilisierte Energiesystem.....	4
3.1.1. Energieangebot .....	4
3.1.2. Energienachfrage .....	5
4. Optimale Leistung der Sektorkopplungstechnologie Elektrolyseur .....	7
4.1. Optimierung der Elektrolyseurleistung .....	8
4.2. Flexibilität und Sektorenkopplung .....	11
4.3. Einsatzverhalten der Elektrolyseure .....	13
4.3.1. Einsatzverhalten der Elektrolyseure im Februar.....	16
4.3.2. Einsatzverhalten der Elektrolyseure im Juli .....	17
4.3.3. Einsatzverhalten der Elektrolyseure im November .....	18
4.4. Kosten und Wirtschaftlichkeit des Systems .....	20
5. Schlussfolgerung und nächste Schritte .....	23
6. Literaturverzeichnis und Datenquellen.....	25
7. Anhang .....	27
Kurzportrait Energy Brainpool.....	28

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Elektrolyseurkapazität- und Erlöse Szenario 1 .....	9
Abbildung 2: Elektrolyseurkapazität- und Erlöse Szenario 2 .....	9
Abbildung 3: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in GW und Stromerzeugungsmix .....	10
Abbildung 4: Energieflussbild Szenario 1 (geringer synth. Brennstoffimportpreis).....	11
Abbildung 5: Energieflussbild Szenario 2 (hoher synth. Brennstoffimportpreis).....	12
Abbildung 6: Einsatzlogik der Elektrolyseure.....	14
Abbildung 7: Einfluss der feE auf Strompreis und Elektrolyseurverbrauch.....	15
Abbildung 8: Einsatzverhalten der Elektrolyseure im Februar .....	17
Abbildung 9: Einsatzverhalten der Elektrolyseure im Juli.....	18
Abbildung 10: Einsatzverhalten der Elektrolyseure im November.....	19
Abbildung 11: Kapazitätskosten des Stromsystems in Mrd. EUR.....	20
Abbildung 12: Kernergebnisse der Modellierung für den Einsatz von Elektrolyseuren in Szenario 1 bei 60 EUR/MWh <sub>th</sub> als angenommenen Importpreis für synthetischen Wasserstoff .....	23
Abbildung 13: Kernergebnisse der Modellierung für den Einsatz von Elektrolyseuren in Szenario 2 bei 90 EUR/MWh <sub>th</sub> als angenommenen Importpreis für synthetischen Wasserstoff .....	27

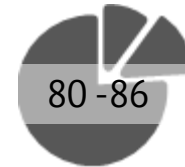
## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Ausbaugrenzen und spezifische Kapazitätskosten feE .....	5
Tabelle 2: Zusammenfassung der Nachfrageparameter .....	6
Tabelle 3: Stromerzeugungs- und Energiekosten in den Szenarien.....	21
Tabelle 4: Erlöse und Kosten feE.....	22

## 1. KURZFASSUNG

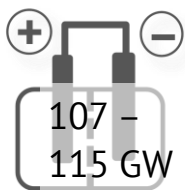
Zur Einhaltung des 1,5-Grad-Zieles der Erderwärmung ist die Defossilisierung des Energiesystems die zentrale Herausforderung. Ein defossilisiertes Energiesystem funktioniert nur über ein sinnvoll gekoppeltes System der Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und Industrie.

Angetrieben wird dieses Energiesystem maßgeblich von Sonne und Wind, denn die Photovoltaik (PV) und die Windkraft sind seit einigen Jahren die günstigsten Technologien zur Nutzbarmachung von Primärenergie. In einem Szenario, in dem Deutschland mit dem 1,5-Grad-Ziel kompatibel agiert, entstammen im Jahr 2035 80 bis 86 Prozent des Stromver-



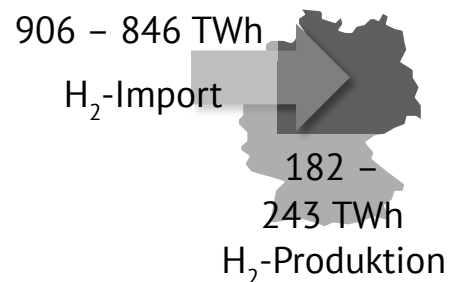
% fluktuierende  
erneuerbare Energien  
am Stromverbrauch

brauchs aus diesen fluktuierenden erneuerbaren Energien. Der notwendige jährliche Zubau erneuerbarer Energien auf 213 GW Wind und 263 GW PV übersteigt aktuell avisierten Zubauraten von 2,8 GW/a Wind an Land und 2,5 GW/a PV um ein Mehrfaches.



förderfreie  
Elektrolyseure

Doch die Anforderungen der Endverbraucher von Energie sind divers und passen zeitlich und qualitativ nicht hinreichend zum Stromdargebot aus Sonne und Wind: Im Jahr 2035 liegt der direkte Stromverbrauch bei etwa 670 TWh<sub>el</sub>. Die Industrie, der Verkehr und der Wärmesektor verbrauchen aber zusätzlich Brennstoffe mit einem Energiegehalt von 929 TWh<sub>th</sub>. Hinzu kommen 160 TWh<sub>th</sub> für Gaskraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Bei der Bereitstellung dieser teils flüssigen und teils gasförmigen erneuerbaren Brennstoffe steht der Prozess der Elektrolyse im Zentrum, bei dem aus Strom Wasserstoff (H<sub>2</sub>) entsteht. Ein Teil der Wertschöpfung dieses Prozesses findet sinnvoller Weise in Deutschland statt und nutzt überschüssigen fluktuierenden Strom: 107 bis 115 GW nicht geförderte Elektrolyseure erzeugen und verkaufen 182 bis 243 TWh Wasserstoff. Die restliche klimaneutrale Brennstoffnachfrage muss importiert werden, zum Beispiel in Form von Wasserstoff mit teilweiser Brennstoffaufbereitung in Deutschland. Das bedeutet eine Erhöhung der Energieautarkie auf 50 bis 53 Prozent. Erneuerbare Wasserstoffimporte werden in einem stark erneuerbaren Energiesystem aus heutiger Sicht mit 60 bis 90 EUR/MWh kosten. Die mittleren Energiekosten (ohne Netzkosten) eines solchen Systems liegen bei 6,3 bis 8,1 ct/kWh.



## 2. HERAUSFORDERUNGEN UND OPTIONEN FÜR EIN KLIMANEUTRALES ENERGIESYSTEM

---

Die gesellschaftliche und politische Debatte um den Klimawandel, seine Folgen sowie die Möglichkeiten, ihn zu begrenzen, hat in den letzten Jahren Fahrt aufgenommen. Im Pariser Abkommen von 2015 wurde das 1,5-Grad-Limit beschlossen, in dem es heißt, dass Anstrengungen unternommen werden sollen, die globale Erwärmung der Oberflächentemperatur unter 1,5 Grad zu begrenzen [1]. Nun steht die deutsche Energiebranche in der Pflicht, Maßnahmen zu definieren und umzusetzen, die mit diesem globalen Ziel kompatibel sind. Eine globale klimapolitische Hebelwirkung sowie ein hohes industriepolitisches Potenzial geht von einer möglichen deutschen Vorreiterrolle aus.

Gemäß verschiedener Klima-Modellierungen müssen die globalen Treibhausgasemissionen zur Mitte dieses Jahrhunderts auf null reduziert werden [2]. Mit welchem Energiesystem die Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und Industrie in Deutschland bis 2035 ihren Energieverbrauch defossilisieren<sup>1</sup> können, zeigt diese Studie. Mit einer Umsetzung dieses Energiesystems zu einem späteren Zeitpunkt verringert sich die Wahrscheinlichkeit, dass die globale Defossilisierung aller Wirtschaftsbereiche rechtzeitig vollendet werden kann und steigt das Risiko, dass das Limit der Erderwärmung überschritten wird.

Vor welchen Herausforderungen steht Deutschland in diesem Prozess aktuell? Im Bereich der Stromversorgung wurde bisher am meisten erreicht: 37,8 Prozent war der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch in 2018 [3]. Mit dem bisherigen Ausbau der erneuerbaren Energien ist jedoch eine Grenze im Hinblick auf die Integration fluktuierender Erneuerbarer sowie für die Kapazitäten des Transport- und Verteilnetzes erreicht. So sah die deutsche Energiebranche in der jüngsten Zeit geringe Zubauraten von EE, unterdeckte Ausschreibungen um EE-Förderungen, zunehmende Abregelung von Strom aus EE und verstärkt lokalen Widerstand der Bevölkerung gegen den Neubau von Anlagen zur Nutzung EE. Neue Themen wie die Versorgungssicherheit bei hoher fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, (vgl. dazu die Energy Brainpool-Studie „Kalte Dunkelflaute“ [4]), neue Flexibilitätsoptionen und die Sektorenkopplung stehen daher ebenso im Fokus, wie die Sicherstellung der Akzeptanz für EE.

---

<sup>1</sup> Die vorliegende Untersuchung berücksichtigt synthetisches Methan und andere kohlenstoffhaltige synthetische Brennstoffe erneuerbaren Ursprungs. Der geläufigere Begriff „Dekarbonisierung“ als Bezeichnung für ein Abwenden von der Nutzung kohlenstoffhaltiger Energieträger entspricht somit nicht der vorliegenden Untersuchung.

Zur Einhaltung des 1,5-Grad-Limits müssen jedoch alle Wirtschaftssektoren ihren Beitrag zum Klimaschutz leisten und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen senken (vgl. Entwurf des Klimaschutzgesetzes des BMU [5]). Eine Schlüsselrolle hat der Energieverbrauch dieser Sektoren, der bislang auf fossilen Energieträgern basiert. Nur eine sinnvolle Kombination aus emissionsfreiem Strom und synthetischen Brennstoffen (erneuerbarer Wasserstoff bzw. Methan oder flüssige Brennstoffe) können die Energienachfrage in hinreichender Menge nahezu klimaneutral decken.

Nachholbedarf hat insbesondere der Verkehrssektor, in dem in den vergangenen Jahren keine Emissionsminderungen erkennbar waren (Anstieg um 0,5 Prozent zwischen 1995 und 2017 [6]). Gerade dieser Sektor bietet jedoch gute Möglichkeiten, Strom und synthetische Gase zu kombinieren bzw. parallel anzubieten, da batteriegetriebene Fahrzeuge i.d.R. Vorteile auf kurzen Strecken bieten, während Wasserstoff und synthetische Brennstoffe für Langstrecken oder im Flugverkehr eingesetzt werden können. Da sich Brennstoffe gut speichern lassen, ergibt sich durch diese Sektorenkopplung von Stromversorgung und Verkehr ein Puffer in Bezug auf zeitliche und räumliche Flexibilität mit Synergien für die Bedürfnisse von zum Beispiel Autofahrer\*Innen und Stromverbraucher\*Innen.

Alle diese Prozesse benötigen Wasserstoff oder daraus synthetisierte Brennstoffe<sup>2</sup>. Die Brennstoffsynthese kann im In- und Ausland erfolgen und führt zu einer zusätzlichen Energienachfrage. Wichtige, bislang unbeantwortete, Fragen sind: Wie viele Elektrolyseure sollten im Inland betrieben werden? Was ist die Anforderung an ihre Betriebsweise? Zu welchem Preis kann der Wasserstoff produziert und verkauft werden? Da mit der Wasserstoffproduktion eine hohe Wertschöpfungstiefe einhergeht, sind diese Fragen volkswirtschaftlich bedeutsam.

Diese Studie entwirft zur Analyse dieser Fragen ein vollständig defossilisiertes deutsches Energiesystem, in dem im Jahr 2035 nicht nur der Strom- und Verkehrsbereich, sondern auch die Wärme- und industrielle Energienachfrage vernetzt sind. Der Energiebedarf wird teils durch nationale Produktion (Strom, Wasserstoff) gedeckt, teils durch Importe erneuerbarer Brennstoffe. Dieses Energiesystem ist in den europäischen Binnenmarkt integriert und seine Akteure agieren weitestgehend betriebswirtschaftlich optimiert und ohne finanzielle Förderung.

Wichtige Datenbasis für dieses Energiesystem ist die dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ [7] und die Untersuchung des Wuppertal Instituts zum Energieverbrauch des Verkehrsektors. Für

---

<sup>2</sup> Eine strittige Frage ist, in welchem Umfang Wasserstoff direkt verwendet und in welchem Umfang diese vor dem Endverbrauch bilanziell klimaneutral in andere Kohlenstoff-behaftete Brennstoffe umgewandelt wird. Dabei spielen spezifische Anforderungen von Endverbrauchern (z. B. Schifffahrt, Flugverkehr) ebenso eine Rolle wie Transport- und Speicherkapazitäten.

die europäischen Nachbarländer entstammt das Energieszenario dem „Ten Year Network Development Plan (TYNDP)“ des Verbundes europäischer Netzbetreiber ENTSO-E [8]. Dabei werden einige langfristige Entwicklungen aus diesen Studien auf das Zieljahr 2035 projiziert. Unter Inkaufnahme eines steigenden Risikos, die 1,5-Grad-Grenze nicht einhalten zu können, ließe sich der beschriebene vorläufige Endpunkt der Defossilisierung des Energiesystems in der Umsetzung auch bis 2040 strecken.

### **3. MODELLIERUNG EINES ERNEUERBAREN ELEKTRIZITÄTSSYSTEMS**

---

#### **3.1. DAS DEFOSSILISIERTE ENERGIESYSTEM**

Das in dieser Studie modellierte System soll ein vollständig defossilisiertes System aufzeigen. Basierend auf einem System, welches primär den Strommarkt (Strom zur direkten Nutzung oder Wasserstoffelektrolyse) fokussiert, wurde als Strommarktmodell zur Szenarioanalyse Energy Brainpools Fundamentalmodell Power2Sim ausgewählt. Die Annahmen für das Stromangebot und die Energienachfragen entstammen Voranalysen und öffentlich zugänglichen Studien.

##### **3.1.1. ENERGIEANGEBOT**

Angebotsseitig baut das System zum einem auf dem TM-95-Szenario der dena-Leitstudie [7] aus dem Jahr 2018 auf. Dieses geht davon aus, dass bis 2050 durch einen Technologiemix aus Energiewendetechnologien die Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gesenkt werden. Da das Szenario erst 2050 von der Erreichung des 95-Prozent-Zieles erst 2050 ausgeht, diese Studie als Zieljahr jedoch 2035 hat, wurden die Annahmen des Jahres 2050 als Zielwerte für 2035 definiert.

Der dena-Leitstudie wurde die Ausbaugrenze für fluktuierende erneuerbare Energien (feE) entnommen. Die spezifischen Kapazitätskosten wurden auf Basis einer Metaanalyse verschiedener Studien berechnet. Tabelle 1 fasst die Parameter zusammen.

Tabelle 1: Ausbaugrenzen und spezifische Kapazitätskosten feE

		WIND ONSHORE	WIND OFFSHORE	PV
<b>Ausbaugrenzen</b>	GW	179	34	263
<b>Spezifische Kapazitätskosten</b>	EUR/(kW a)	43	74	178

Die Kapazitäten der verbleibenden Stromerzeugungstechnologien (Biomasse, Wasserkraft, erneuerbares Gas) wurden gemäß des „ENTSO-E Sustainable Transition“ Szenarios gewählt [8]. Im Hinblick auf Versorgungsengpässe wurden die Gaskapazitäten um Backupkapazitäten erweitert. In dem System gibt es keine Stromproduktion aus Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerken. Die Stromnachfrage wird vollständig aus erneuerbaren Energien inklusive EE-Gas- und Dampfkraftwerken, Pumpspeicherwerken und Import aus den Anrainerländern gedeckt. Ein zentraler Untersuchungsgegenstand der Studie ist die Analyse der wirtschaftlich betreibbaren Elektrolyseurleistung in den Systemgrenzen. Die Leistung wurde in einem iterativen Prozess bestimmt (vgl. Kapitel 4).

### 3.1.2. ENERGIENACHFRAGE

Verkehrsseitig wurden Voranalysen des Wuppertals Instituts (WI) [9] zugrunde gelegt. Als Hauptdatenquelle für die Modellierung der Strom- und Wärmenachfrage wurde wiederum die dena-Leitstudie herangezogen.

Das WI hat in einer Voranalyse zu dieser Studie berechnet, welchen Strom- und Wasserstoffbedarf ein vollständig defossilisierter Verkehrssektor im Jahr 2035 benötigt. Der berechnete direkte Strombedarf wurde als flexible Nachfrage im Modell berücksichtigt.

Das WI geht davon aus, dass der Energiebedarf des Verkehrs neben Strom auch durch Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe gedeckt wird. Dieser Bedarf wurde in einen Gesamtwasserstoffbedarf umgerechnet und in der weiteren Analyse als solcher berücksichtigt.

Aus der dena-Leitstudie wurde das TM-95-Szenario zugrunde gelegt. Der Stromverbrauch in diesem Szenario abzüglich des direkten Strombedarfs der Mobilität und des Wärmestrombedarfs ist als starre Stromnachfrage definiert, die sich nicht flexibel dem Strompreis und dem -dargebot anpassen kann. Die Wärmestromnachfrage hängt von der Temperatur ab und ihr kurzfristig fle-



xibler Stromverbrauch folgt mittelfristig gemäß einer Sigmoidfunktion<sup>3</sup> der Tagesmitteltemperatur.

Aus diesen zwei Studien lässt sich der Energiebedarf (Strom und Wasserstoff) wie in Tabelle 2 dargestellt zusammenfassen.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Nachfrageparameter

NACHFRAGE	BEDARF [TWh]
Stromnachfrage exkl. flexiblen Verbrauchs	504
Stromverbrauch für Wärme und Verkehr (kurzfristig flexibel)	166
Stromverbrauch Elektrolyse	217-289
Wasserstoffbedarf	
Industrie und Gebäude	547
Mobilität	382
Rückverstromung (Versorgungssicherheit)	160

Ein Untersuchungsgegenstand der Studie ist, in welchem Verhältnis der in Tabelle 2 dargestellte Bedarf in Zukunft durch inländischen Strom sinnvoll gedeckt werden kann.

Bei der Analyse des Wasserstoffbedarfs wird im Rahmen dieser Untersuchung nur die bilanzielle Deckung berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass ausreichend Speicher- und Leitungskapazität für eine vollständige zeitliche Entkopplung von Wasserstoffherzeugung und -nachfrage vorhanden ist. Dazu ist eine weitere Anpassung des Gasnetzentwicklungsplans hin zu einer noch höheren Ausrichtung auf Wasserstoff notwendig.

Gleiches gilt für die Strominfrastruktur. Es wird angenommen, dass der erzeugte Strom vollständig abtransportiert werden kann und keine netzbedingten Abregelungen auftreten.

<sup>3</sup> Die Sigmoidfunktion wird zum Beispiel in der Gaswirtschaft bei der Berechnung der temperaturabhängigen Gasnachfrage verschiedenen Kunden genutzt, sie ordnet jeder Temperatur eine dazu passende Nachfrage zu.

## 4. OPTIMALE LEISTUNG DER SEKTORKOPPLUNGSTECHNOLOGIE ELEKTROLYSEUR

---

Die zuvor beschriebenen, grundlegenden Annahmen wurden verwendet, um zwei Szenarien aufzubauen. Grundannahme beider Szenarien ist, dass sich für die Nachfrage nach 1.089 TWh synthetischen Brennstoffen ein Marktpreis einstellt. Er orientiert sich an den Produktions- und Transportkosten von synthetischem Wasserstoff sowie an günstigen Standorten im Ausland. Abhängig vom Vermarktungswert für Wasserstoff, sind unterschiedlich viele Elektrolyseure auch in Deutschland wirtschaftlich:

1. Szenario: Der Abnahmepreis für Wasserstoff liegt bei 60 EUR/MWh [10].
2. Szenario: Der Abnahmepreis für Wasserstoff liegt bei 90 EUR/MWh [10].

Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 84 Prozent bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff ist der entsprechende stündliche Grenzstrompreis, bis zu dem die Elektrolyseure noch Strom abnehmen, in den Szenarien:

1. 50,4 EUR/MWh
2. 75,6 EUR/MWh.

Auf Datenbasis der dena-Leistudie lassen sich jährliche spezifische Kapazitätskosten für Elektrolyseure von 40 EUR/kW berechnen. In diese jährlichen Kosten ist die erwartete Eigenkapitalrendite bereits einberechnet. Diese sind also gleichzusetzen mit einem Mindesterloß, den die Elektrolyseure erwirtschaften müssen, um wirtschaftlich betrieben werden zu können.

Auf Basis dieser Annahmen lässt sich derjenige optimierte inländische Zubau von Elektrolyseurkapazitäten bestimmen, die sich allein durch den Verkauf von Wasserstoff refinanzieren.

## 4.1. OPTIMIERUNG DER ELEKTROLYSEURLEISTUNG

Zur Bestimmung der optimalen Elektrolyseurleistung im deutschen Stromsystem wurde ein iterativer Ansatz gewählt.

Beginnend mit 1 GW Elektrolyseurleistung wurde der jährliche spezifische Kapazitätserlös in EUR/kW berechnet. Daraufhin wurde in 1-GW-Schritten die Elektrolyseurleistung erhöht und je Schritt wiederum der Kapazitätserlös berechnet. Als Abbruchkriterium des Zubaus wurde der jährliche Mindestlös von 40 EUR/kW definiert. In diesem Prozess ergeben sich folgende „Grenzerzeugungsleistungen“:

1. In Szenario 1 bei 107 GW<sub>el</sub>
2. In Szenario 2 bei 115 GW<sub>el</sub>.

Für den Ausbau der Elektrolyseurleistung bedeutet dies für die kommenden Jahre eine sehr hohe Zubaurate. Geht man davon aus, dass aufgrund notwendiger Forschungs- und Entwicklungsarbeit der Technologie und dem Aufbau der erforderlichen Infrastruktur ein kapazitätsrelevanter Ausbau erst 2025 beginnen kann, müssten zwischen 2025 und 2035 jedes Jahr eine durchschnittliche (stromverbrauchsseitige) Elektrolyseurleistung von 10-12 GW<sub>el</sub> installiert werden; bei einem gestreckten Zubau bis 2040 entsprechend 7-8 GW<sub>el</sub>/a.

Der Gesamterlös in Mrd. EUR und der Verlauf der Kapazitätserlöse mit zunehmender installierter Elektrolyseurleistung ist in Abbildung 1 und Abbildung 2 beispielhaft dargestellt. Zu sehen ist, dass der Gesamterlös zunächst mit zunehmender installierter Leistung ansteigt, dann jedoch bei 63 GW in Szenario 1 (vgl. Abbildung 1) bzw. 53 GW in Szenario 2 (vgl. Abbildung 2) einen Peak erreicht. Ab diesem Punkt ist der Kannibalisierungseffekt der Elektrolyseure größer als der Umsatzzuwachs durch neu hinzukommende Kapazitäten. Das bedeutet, dass jeder zusätzliche Elektrolyseur die durchschnittlichen Strombezugskosten für Elektrolyseure so stark erhöht, dass sich der Betrieb im Schnitt nicht mehr lohnen würde. Der Zubau wird nach der Optimierungslogik weiter fortgeführt, bis die jährliche spezifische Erlösgrenze von 40 EUR/kW erreicht ist.

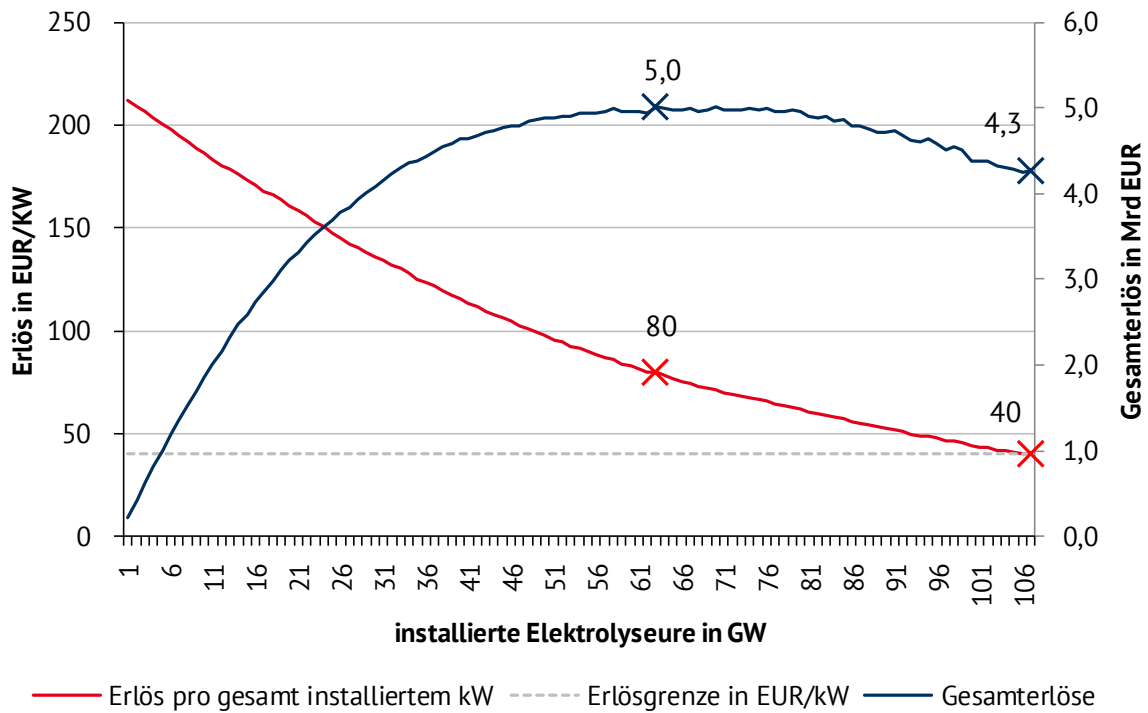


Abbildung 1: Elektrolyseurkapazität- und Erlöse Szenario 1

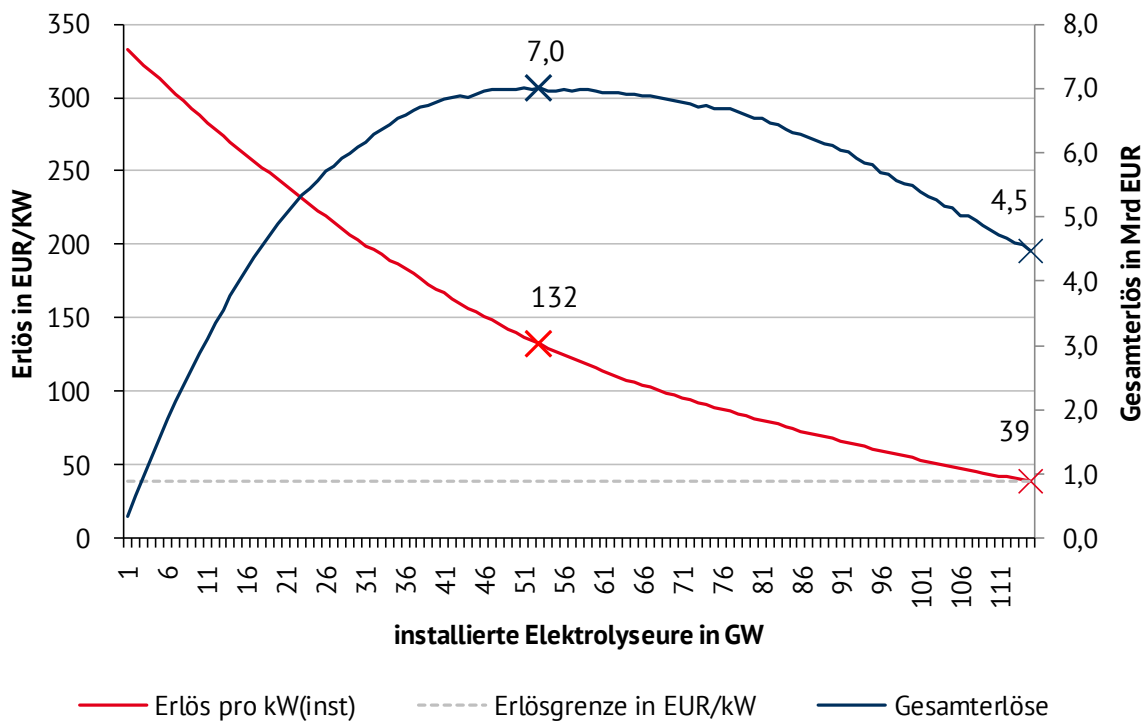


Abbildung 2: Elektrolyseurkapazität- und Erlöse Szenario 2

## Stromerzeugungskapazitäten

Die installierten Leistungen der einzelnen Energieträger werden für beide Szenarien in gleicher Höhe angenommen. PV- und Windenergieanlagen werden bis an die Ausbaugrenzen zugebaut. Die installierten Leistungen sowie die Zusammensetzung des Kraftwerksparks ist Abbildung 3 zu entnehmen.

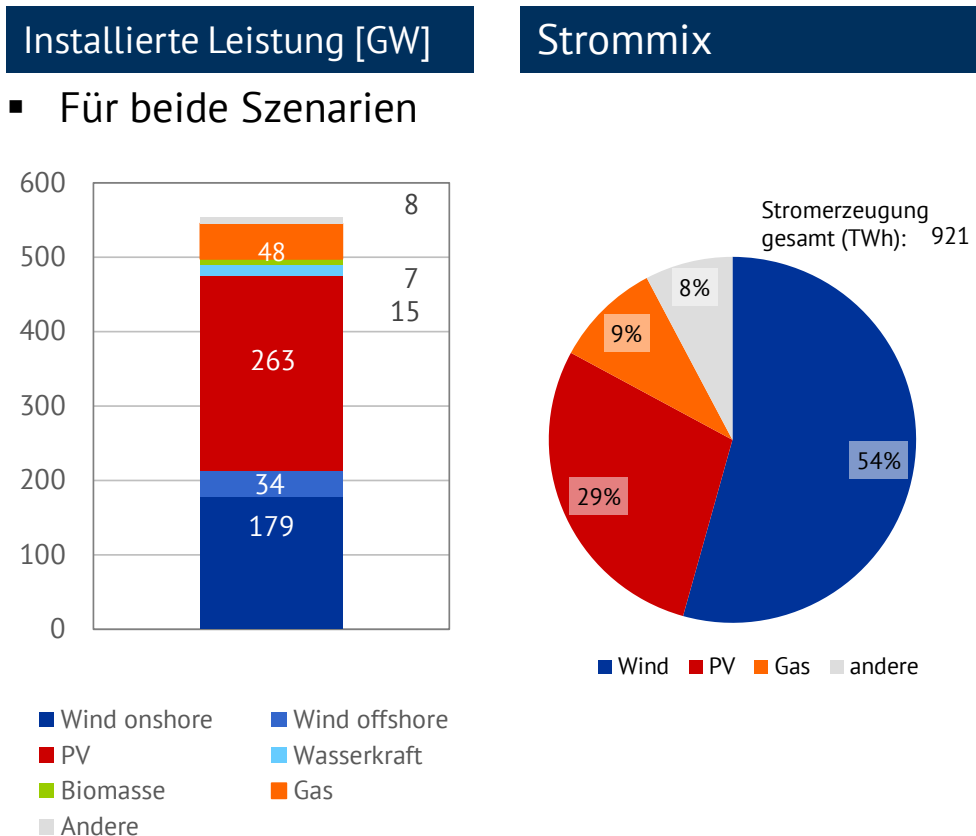


Abbildung 3: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in GW (links) und Stromerzeugungsmix (rechts)

Zur Ermittlung der nötigen Zubauraten wird angenommen, dass ein PV- bzw. Windenergieprojekt eine Lebensdauer von 25 Jahren besitzt [11]. Demnach sind bis zum Jahr 2035 (2040) alle Anlagen, die bis 2010 (2015) gebaut wurden, nicht mehr in Betrieb. Ausgehend vom heutigen Bestand müssten ab 2020 jährlich folgende Erzeugungskapazitäten zugebaut werden, um die modellierten Erzeugungskapazitäten zu erreichen (bis 2040 gestreckter Zubau in Klammern) [11] [7] [12]:

PV:	15,8 GW/a (12,9 GW/a)
Wind onshore:	10,2 GW/a (8,4 GW/a)
Wind offshore:	1,8 GW/a (1,5 GW/a)

Vergleicht man diese Werte mit den aktuellen Zubauraten (Zielwerte von z.B. für Wind onshore 2,8 GW [13], für PV 2,5 GW [14] wurden nicht erreicht), wird deutlich, wie massiv die zukünftigen Anstrengungen sein müssen, um das gesetzte Ziel zu erreichen.

## 4.2. FLEXIBILITÄT UND SEKTORENKOPPLUNG

Entsprechend der Verbrauchsannahmen und der möglichen Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure lassen sich folgende Energieflussbilder (vgl.

Abbildung 4 sowie Abbildung 5) vereinfacht darstellen. Je nach installierter Leistung von Elektrolyseuren schwankt die Bruttostromnachfrage zwischen 887 und 959 TWh. Ein Anteil von 504 TWh gilt dabei als unelastisch und starr, dieser Anteil des Stromverbrauchs reagiert bei hohen oder niedrigen Strompreissignalen nicht in nennenswertem Umfang mit einer Lastanpassung. Die Stromnachfrage für Wärme und Verkehr folgt hingegen mittelfristig den jeweiligen Lastgängen, die für die Bereitstellung der Mobilitäts- und Wärmedienstleistungen erforderlich sind. Diese Stromnachfrage wird ausschließlich aus EE und Importen gedeckt. Die Nachfrage nach 1.089 TWh synthetischer Brennstoffe wird überwiegend aus Importen gedeckt. In Szenario 1 ist der Brennstoffimport größer, in Szenario 2 überwiegt Stromimport.

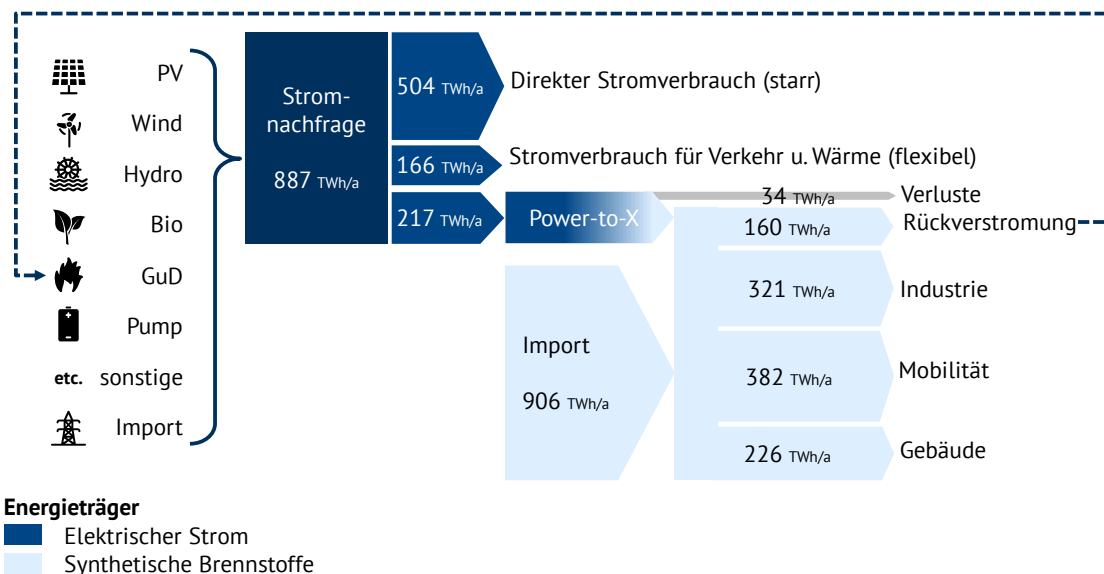


Abbildung 4: Energieflussbild Szenario 1 (geringer synth. Brennstoffimportpreis)

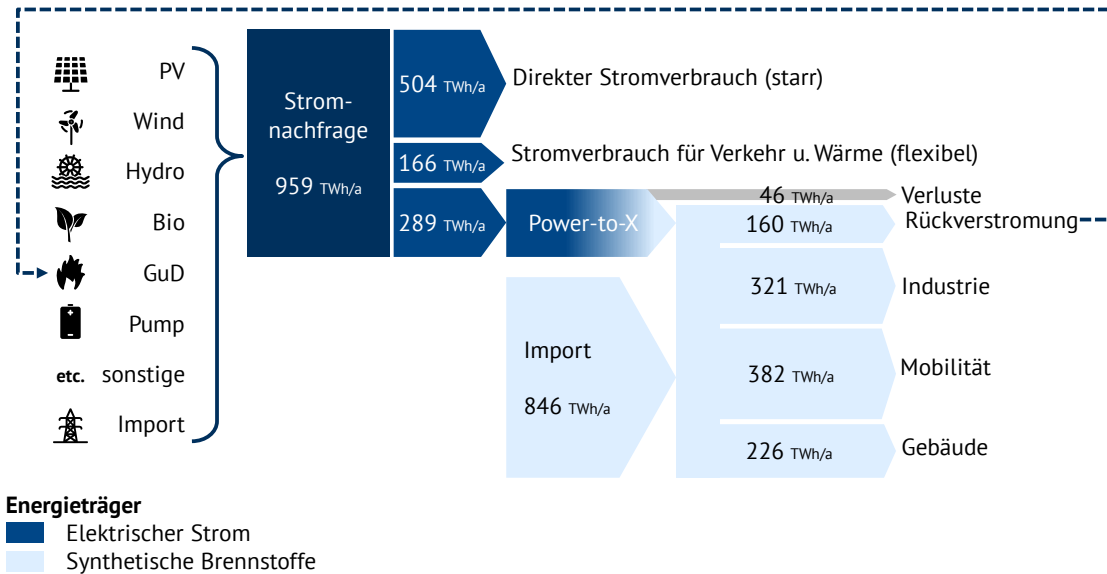


Abbildung 5: Energieflussbild Szenario 2 (hoher synth. Brennstoffimportpreis)

Sowohl in Szenario 1 als auch in Szenario 2 besteht für Deutschland eine Importabhängigkeit.

Die Energieautarkie beträgt:

1. Szenario: 50 Prozent
2. Szenario: 53 Prozent.

Im Vergleich zur heutigen Energieautarkie von 30 Prozent [15] nimmt der Autarkiegrad also zu.

Die Abnahme der Importabhängigkeit ist auf die Veränderung der Energieversorgungsstruktur von Gas und Öl zurückzuführen. Heute werden Öl und Gas größtenteils importiert (Importquote Öl ca. 98 Prozent, Gas ca. 94 Prozent [15]), da in Deutschland keine nennenswerten wirtschaftlich erschließbaren Vorkommen vorhanden sind. Durch die hohe Abhängigkeit von Öl und Gas im Verkehrs- und Wärmesektor ist auch die Importabhängigkeit heute entsprechend hoch.

Durch die Zwischenschaltung der Elektrolyse entwickeln sich Öl und Gas von importierten Primär- zu inländisch produzierten Sekundärenergieträgern, die unabhängig von Rohstoffvorkommen produziert werden können. Wie auch auf den Energieflussbildern zu sehen, muss, vor allem begründet durch die Flächenknappheit in Deutschland, trotzdem ein Großteil des verwendeten Wasserstoffs importiert werden. Allerdings nimmt die Importabhängigkeit von Ländern mit politisch instabilen Lagen ab. Agora Energiewende geht in einer Analyse zur Entwicklung der Erzeugungskosten für synthetische Gase davon aus, dass diese in Nordafrika und Island besonders günstig sind. Bei innereuropäischer Produktion findet die Wertschöpfung im europäischen Wirtschaftsraum statt.

Der Import von synthetischem Wasserstoff kostet die Volkswirtschaft 54 bis 76 Mrd. EUR. Daneben erwirtschaftet die inländische Wasserstoffproduktion 11 bis 22 Mrd. EUR. Hinter der Elektrolyse steht eine lange Wertschöpfungskette, die neben der eigentlichen Elektrolysetechnik auch EE-Anlagen zur Stromproduktion umfasst. Denn diese stehen in Wechselwirkung mit den Elektrolyseuren: Sie profitieren vom zeitweisen EE-Überangebot mit günstigen Strompreisen, andererseits erhöhen sie auch den Verkaufswert für diesen EE-Strom. Während in der Sahara-Region eigens für einen Elektrolyseur EE-Anlagen aufgebaut würden, können in einem integrierten, netzgebundenen System preis- und situationsabhängig Strom für den direkten Verbrauch oder für Elektrolyse vermarktet werden. Durch diese Wertschöpfungstiefe ist es industriepolitisch attraktiv, sich selbst verstärkende Investitionen in EE-Anlagen und Elektrolyseuren im eigenen Wirtschaftskreislauf zu halten.

#### 4.3. EINSATZVERHALTEN DER ELEKTROLYSEURE

Das konkrete marktgetriebene Einsatzverhalten von Elektrolyseuren ist ein zentrales Analyseziel, denn aus ihm ergeben sich Anforderungen an die Forschung und Entwicklung der Technologie. Auch für eine konkrete zielgerichtete Ausgestaltung von politischen Instrumenten zur Markteinführung von Elektrolyseuren sind die Erkenntnisse relevant. Während aus einer ingenieurstechnischen Perspektive ein gleichmäßiger Betrieb von Elektrolyseuren im optimalen Betriebspunkt wünschenswert ist, fordert ein wirtschaftlicher und klimaneutraler Betrieb die Aufnahme von feE-Strom und damit eine sehr flexible Fahrweise. Nur Elektrolyseure, die mit vielen Start-Stopp-Zyklen und teils geringen Vollbenutzungsstunden arbeiten, sind im emissionsfreien Stromsystem der Zukunft wettbewerbsfähig und finden im In- und Ausland einen Absatzmarkt. Abbildung 6 zeigt beispielhaft über 2 Wochen, wie sich der Großhandelsstrompreis (rote Kurve) und der Einsatz der Elektrolyseure (blaue Kurve) verhalten. Der Einsatz der Elektrolyseure erfolgt preisgetrieben, wie eingangs beschrieben. Sinkt der stündliche Strompreis unter den Grenzbezugspreis von 50,4 bzw. 75,6 EUR/MWh (je nach Szenario, schraffierter Bereich), wird ein Preissignal ausgelöst und die Elektrolyseure beginnen, Strom zu verbrauchen und Wasserstoff zu produzieren.

Die Strompreiskurve ergibt sich aus dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage und ist durch die hohe installierte Leistung an fluktuierenden erneuerbaren Energien entsprechend sensitiv auf das Dargebot der feE.



Der Verbrauch der Elektrolyseure ist negativ dargestellt, d.h. je tiefer die blaue Kurve in das Diagramm einschneidet, umso mehr Strom wird durch die Elektrolyseure verbraucht und entsprechend Wasserstoff produziert. Neben einzelnen kurzfristigen Einsätzen gibt es auch einen umfangreicheren Einsatz der Elektrolyseure über ca. drei Tage zum Ende der Periode. Hier werden fast alle Elektrolyseure in Betrieb genommen, um Strom umzuwandeln.

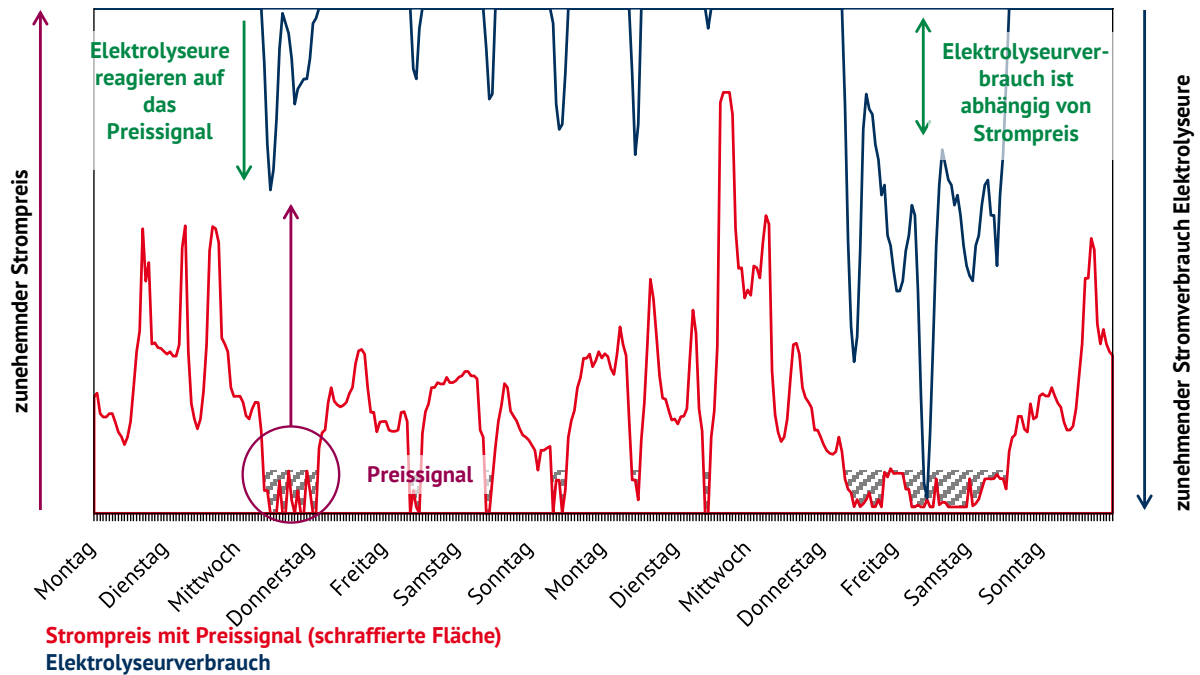


Abbildung 6: Einsatzlogik der Elektrolyseure

Generell ist das Einsatzverhalten der Elektrolyseure stark abhängig von der Einspeisung der feE. Abbildung 7 stellt den Wirkzusammenhang zwischen Einspeisung von feE und Strompreisen dar. In den sogenannten „Teppichgrafiken“ steht jede Zeile für einen Tag des Jahres (01.01.2035 bis 31.12.2035) und jede Spalte für eine Stunde des Tages (00:00 bis 23:00). Die Einfärbung steht entweder für den Anteil feE an der Stromerzeugung, das Strompreinsniveau oder den Stromverbrauch der Elektrolyseure. Folgender Zusammenhang lässt sich festhalten: je höher die Einspeisung der feE (je dunkelgrüner die Einfärbung im linken Teppich), desto öfter liegen die Strompreise unterhalb des Grenzbezugspreises (grüne Einfärbung mittlerer Teppich), und desto höher ist der Stromverbrauch der Elektrolyseure (rote Einfärbung rechter Teppich).

Durch dieses stetige Reagieren auf Preissignale werden in Szenario 1 290 Start-Stopp-Zyklen bewirkt, in Szenario 2 sind es 274 Zyklen.

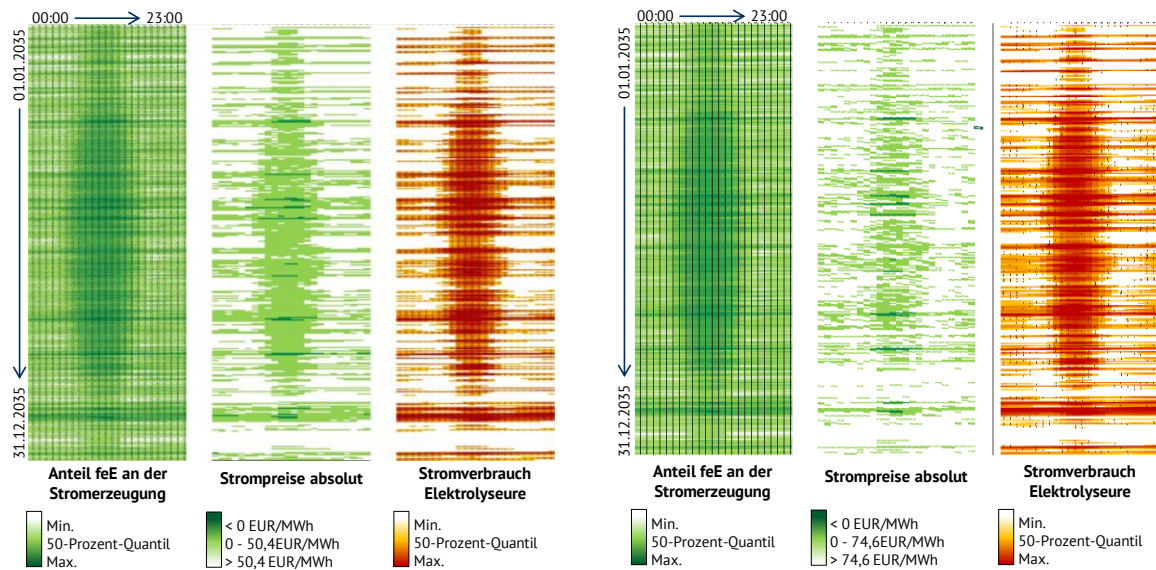


Abbildung 7: Einfluss der feE auf Strompreis und Elektrolyseurverbrauch  
(links: Szenario 1, rechts: Szenario 2)

Im Folgenden wird das Einsatzverhalten der Elektrolyseure in drei beispielhafte Perioden aus dem Februar, Juli und November vorgestellt und näher analysiert. Zunächst folgt eine Zusammenfassung der Erkenntnisse dieser Betrachtung. In den Kapiteln 4.3.1 bis 4.3.3 erfolgt eine Detailanalyse der drei Perioden. Diese Analyse bezieht sich ausschließlich auf das Szenario 1 (Grenzbezugspreis von 50,40 EUR/MWh, Gaspreis von 60 EUR/MWh).

Der Vergleich der drei Perioden bringt folgende Erkenntnisse zur Fahrweise von Elektrolyseuren hervor:

- der November (Modellierungswetterjahr 2009 mit hoher Novemberwindeinspeisung) zeigt ein Maximum bei der Wasserstoffproduktion, ein Anteil des Stromverbrauchs erfolgt zu stündlichen Strompreisen von 0 EUR/MWh und dementsprechend ist der mittlere Strombezugspreis für Elektrolyseure bei 22 EUR/MWh,
- im Juli werden die extremsten An- und Ausschaltzyklen durchfahren, vor allem die täglichen Zyklen der überschüssigen PV-Einspeisung prägen in den Sommermonaten die Betriebweise und
- der Februar (Modellierungswetterjahr 2009 mit geringer Windeinspeisung) zeigt vergleichsweise wenige Elektrolyseur-Betriebsstunden auf, der mittlere Strombezugspreis liegt bei 26 EUR/MWh.

Diese Wetterabhängigkeiten gilt es bei der Auslegung des Systems zu berücksichtigen, um zum einen eine technische Umsetzbarkeit zu gewährleisten und auch um langfristig die Versorgungssicherheit zu garantieren.

#### 4.3.1. EINSATZVERHALTEN DER ELEKTROLYSEURE IM FEBRUAR

Für den Zeitraum vom 01. bis 21. Februar ist der Strompreis relativ hoch und liegt überwiegend zwischen 50 und 200 EUR/MWh mit einzelnen Spitzen bis zu 500 EUR/MWh. Der Strompreis und folglich der Betrieb der Elektrolyseure wird insbesondere vom Windaufkommen bestimmt, was an zwei Windfronten am 1./2. und am 10./11. Februar deutlich wird (vgl. Abbildung 8 links unten). Verdeutlicht wird der Zusammenhang zwischen der Einspeisung der feE und den Strompreisen nochmals in Abbildung 8 rechts. Die Grafik zeigt die stündlichen Strompreise in EUR/MWh und den jeweiligen stündlichen Anteil feE an der Stromerzeugung im betrachteten Zeitraum. Im Bereich hoher feE-Anteile und niedriger Strompreise ergibt sich eine annähernd lineare Korrelation der beiden Werte. Das  $R^2$  als Gütemaß für eine lineare Abhängigkeit von Preis und feE-Anteil über alle Stunden<sup>4</sup> liegt bei 67 Prozent. Das heißt, mit einer Güte von 67 Prozent deutet eine preisgünstige Einsatzstunde direkt auf eine Stunde mit hohen Anteilen an feE in Deutschland hin<sup>5</sup>.

Während am 01./02. Februar der Strompreis zwischen 0 EUR/MWh und dem Grenzbezugspreis von 50,40 EUR schwankt, schwankt auch die Last der Elektrolyseure. An zwei Zeitpunkten wird mit 107 GW die maximale Kapazität der Elektrolyseure erreicht, insgesamt für 6 Stunden. Am 10./11. Februar hingegen schwankt der Strompreis nah um den Grenzbezugspreis. Die Elektrolyseure sind für über 30 Stunden mit mindestens 40 GW Leistung in Betrieb.

In der übrigen Zeit der betrachteten Periode gibt es nur kurze Einsätze eines Teils der Elektrolyseure, da der Preis nur kurzzeitig aber dafür deutlich auf 0 EUR/MWh einbricht.

Die steilen Anfahr- und Ausschalttrampen der Elektrolyseure (maximal +47 GW/h bzw. -36 GW/h) sind bei hinreichend kleinen Einheiten je Anlage durchaus realisierbar. Hilfreich ist zur Aufnahme von Spitzenlasten und hohen Lastgradienten, wenn eine große Anzahl von Elektrolyseuren dezentral im Netz verteilt ist. Diese vielen Anlagen können gleichzeitig betrieben werden, wodurch ein insgesamt hochflexibles Lastprofil ermöglicht wird.

---

<sup>4</sup> Das  $R^2$  setzt die durch eine lineare Abhängigkeit erklärbaren Datenpunkte zu den tatsächlichen ins Verhältnis.

<sup>5</sup> Hier ist nur der deutsche feE-Anteil berücksichtigt, hohe feE-Anteile in Nachbarmärkten führen in einem durch Grenzkuppelkapazitäten vorgegebenen Umfang ebenso zu niedrigeren deutschen Strompreisen. Ebenso führt eine hohe Stromnachfrage in Nachbarmärkten bei hohen feE-Anteilen in Deutschland zu relativ höheren Strompreisen.

Der Lastfaktor der Elektrolyseure ist im betrachteten Zeitraum 11,5 Prozent, zu 74 Prozent des Zeitraums standen die Elektrolyseure still. Insgesamt wurden 5.216 GWh<sub>th</sub> Wasserstoff produziert.

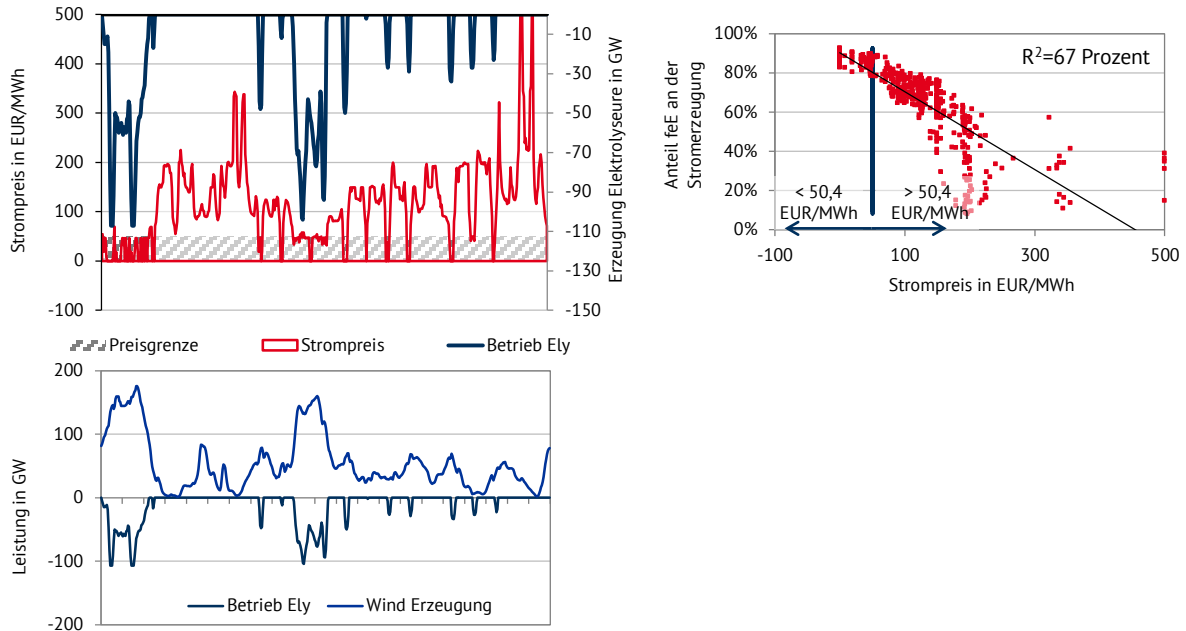


Abbildung 8: Einsatzverhalten der Elektrolyseure im Februar

#### 4.3.2. EINSATZVERHALTEN DER ELEKTROLYSEURE IM JULI

Im Zeitraum vom 11. bis 31. Juli ist der Strompreis insgesamt niedriger als im Winter und liegt überwiegend zwischen 40 und 100 EUR/MWh mit wenigen Spitzen bis zu 200 EUR/MWh. Der Strompreis und folglich der Betrieb der Elektrolyseure wird insbesondere von der solaren Einstrahlung bzw. vom Strom aus Photovoltaik bestimmt, die täglichen Zyklen sind in Abbildung 9 zu erkennen. Häufig schwankt der Strompreis um den Grenzbepreis von 50,40 EUR/MWh. In zwei Situationen kommt es zu negativen Strompreisen, da die Elektrolyseure bereits auf Volllast laufen und immer noch ein Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien vorhanden ist.

Erneut verdeutlicht Abbildung 9 (rechts) den Zusammenhang zwischen der Einspeisung der feE und den Strompreisen. Die Grafik plottet die Strompreise in EUR/MWh gegen den Anteil feE an der Stromerzeugung im betrachteten Zeitraum. Die Regressionsgerade verläuft im Vergleich zur Abbildung 8 steiler, was die weniger stark nach oben ausreißenden Strompreise im Juli verdeutlichen. Wiederum lässt  $R^2 = 69$  Prozent auf keinen starken linearen Zusammenhang zwischen Strompreis und feE-Erzeugung schließen. Die Tendenz wird dennoch deutlich, insbesondere durch die Dichte der Punktwolke um den Grenzbepreis von 50,4 EUR/MWh.

Die steilen Anfahr- und Ausschalttrampen der Elektrolyseure (maximal +45 GW/h bzw. -48 GW/h) sind auch hier bei hinreichend kleinen Einheiten je Anlage realisierbar. Im Vergleich zum Februar ist die größte Anfahrtrampe nahezu gleich, die größte Ausschalttrampe aber 12 GW/h höher. Ursache sind die steilen Rampen der PV-Stromerzeugung.

An zwölf Tagen im betrachteten Zeitraum laufen alle installierten Elektrolyseure für ein paar Stunden unter Volllast, insgesamt für 41 Stunden. Der Lastfaktor der Elektrolyseure ist im betrachteten Zeitraum 29,8 Prozent und damit deutlich höher als im Februar. Die Elektrolyseure stehen nur zu 37 Prozent der Stunden im Betrachtungszeitraum still. Die erzeugte Menge Wasserstoff liegt bei 13.475 GWh<sub>th</sub> und damit 2,5-fach über dem Wert aus dem Vergleichszeitraum im Februar.

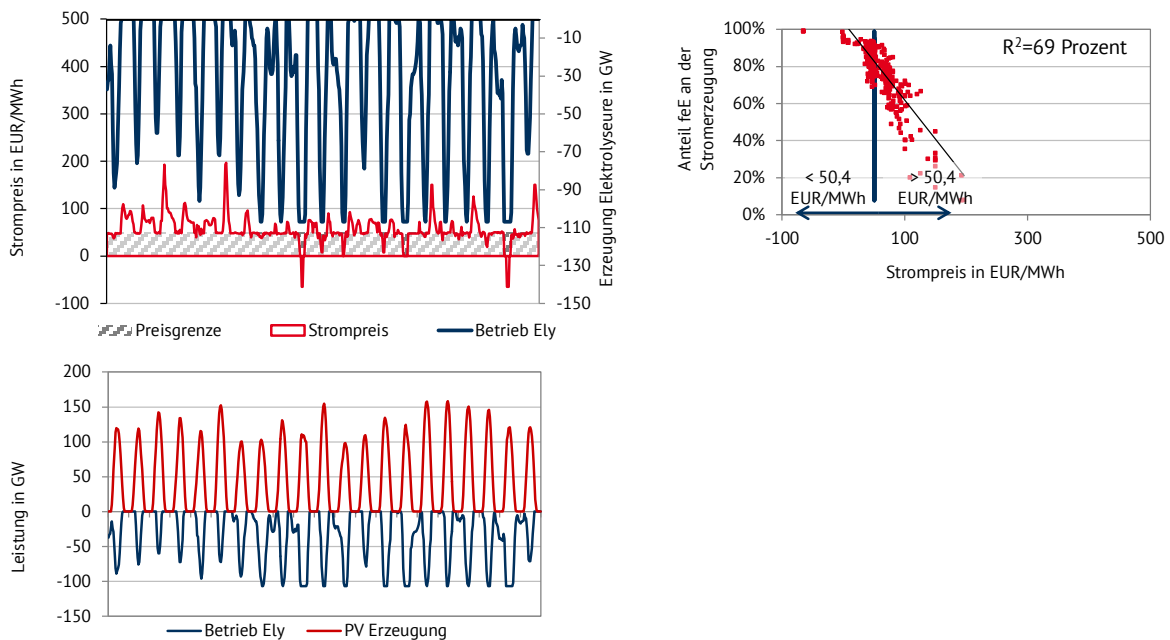


Abbildung 9: Einsatzverhalten der Elektrolyseure im Juli

#### 4.3.3. EINSATZVERHALTEN DER ELEKTROLYSEURE IM NOVEMBER

Für den Zeitraum vom 12. November bis 02. Dezember schwankt der Strompreis am extremsten im Vergleich zur Februar- und Juli-Periode. Es gibt einzelne Strompreisspitzen von bis zu 340 EUR/MWh und mehrmals auftretende negative Strompreise von -65 EUR/MWh. Der Strompreis und folglich der Betrieb der Elektrolyseure wird wieder hauptsächlich vom Windaufkommen bestimmt, welches keine zeitlich regelmäßigen Zyklen durchläuft (im Gegensatz zur Photovoltaik) (vgl. Abbildung 10). Bei starker Einspeisung aus Windenergie schwanken die Strompreise

zwischen 0 EUR/MWh und dem Grenzkostenpreis der Elektrolyseure von 50,40 EUR/MWh. Wenn die Elektrolyseure unter Volllast laufen, sind die Strompreise 0 EUR/MWh oder sogar negativ.

Abbildung 10 (rechts) zeigt im Vergleich zum Februar und Juli einen starken linearen Zusammenhang ( $R^2 = 80$  Prozent) zwischen Strompreis und feE-Anteil an der Stromerzeugung. Dies wird in den Wintermonaten durch die Windeinspeisung dominiert.

Die maximalen Anfahr- und Ausschalttrampen sind niedriger als im Februar- oder Juli-Zeitraum (+33 GW/h bzw. -38 GW/h). Dies kann auf die weniger steil verlaufenden Rampen der Windstromerzeugung zurückgeführt werden.

Die Zeiträume, während denen die Elektrolyseure konstant auf Volllast laufen, sind in diesem Beispielzeitraum mit bis zu 36 Stunden fortlaufend am längsten. Insgesamt ziehen die Elektrolyseure während 94 Stunden die volle Leistung von 107 GW. Der Lastfaktor der Elektrolyseure ist im betrachteten Zeitraum 43,8 Prozent und damit deutlich höher als im Februar und Juli. Die Elektrolyseure stehen nur zu 29 Prozent der Stunden im Betrachtungszeitraum still. Die erzeugte Menge Wasserstoff liegt bei 19.839 GWh<sub>th</sub> und damit fast viermal höher als der Wert aus dem Vergleichszeitraum im Februar.

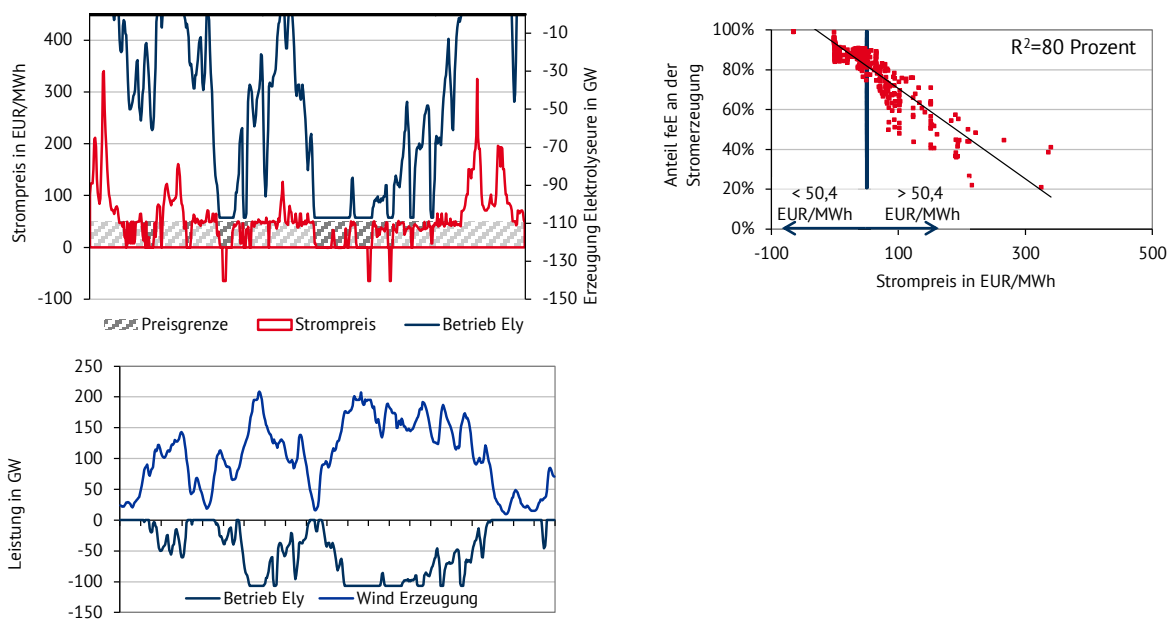


Abbildung 10: Einsatzverhalten der Elektrolyseure im November

#### 4.4. KOSTEN UND WIRTSCHAFTLICHKEIT DES SYSTEMS

Abbildung 11 zeigt die Kosten des Stromsystems in Milliarden Euro. Da sich die installierten Stromerzeugungskapazitäten in beiden Szenarien entsprechen, gilt die Abbildung für Szenario 1 und 2. Die jährlichen Fixkosten für das Stromsystem im Jahr 2035 betragen 38 Mrd. Euro. Der Import von synthetischem Wasserstoff führt zu zusätzlichen Kosten in Höhe von 54 bis 76 Mrd. EUR.

Ein Vergleich der Größenordnung zeigt, dass die Kosten aus dem Import fossiler Energien ähnlich hoch sind. 2015 importierte Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von rund 60 Mrd. EUR [16]. Durch die steigende Effizienz des Energiesystems bleiben die kumulierten Kosten für den Brennstoffimport konstant. Mit dem Import von fossilen Brennstoffen sind Umweltfolgekosten verbunden.

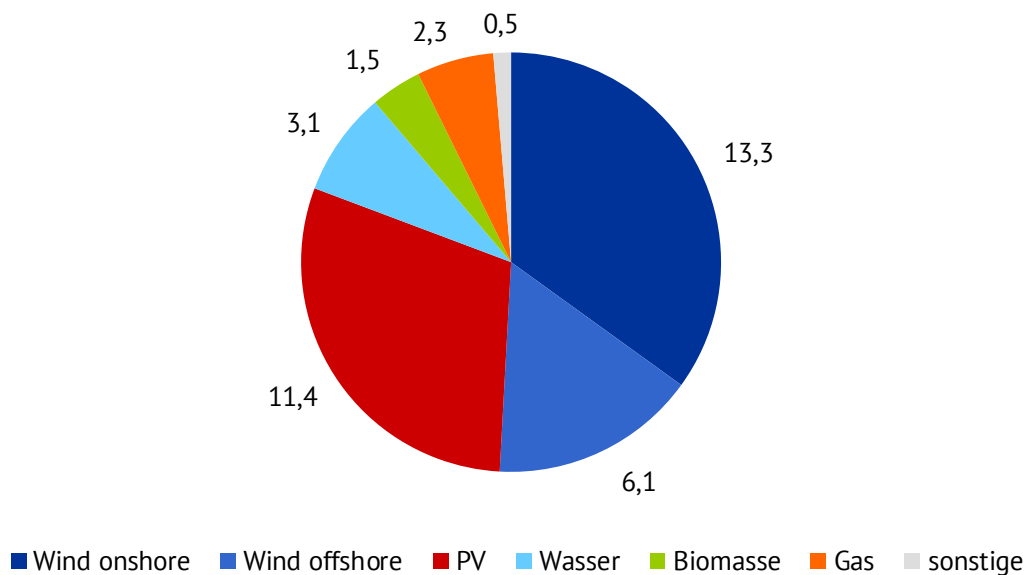


Abbildung 11: Kapazitätskosten des Stromsystems in Mrd. EUR

Die mittleren Stromerzeugungskosten<sup>6</sup> liegen bei 60 EUR/MWh in Szenario 1 und 65 EUR/MWh in Szenario 2. Diese liegen somit 10 bis 15 EUR/MWh über dem aktuellen 50-Tage-Trend der Strompreise [17] und in der Schwankungsbreite von 29 EUR/MWh bis 66 EUR/MWh, in der sich der jahresmittlere Day-Ahead-Strompreis bisher bewegte. Beim Vergleich der Kosten muss zudem berücksichtigt werden, dass die EE-Anlagen und die Elektrolyseure keine zusätzliche Förderung brauchen, sondern sich über die Strommarkterlöse refinanzieren können.

<sup>6</sup> Bei den mittleren Stromerzeugungskosten handelt es sich nicht um den eigentlichen Strompreis, der Basestrompreis wurde im Rahmen der Studie nicht ermittelt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass

- a) die Kosten für den Brennstoffimport auf dem heutigen Niveau liegen,
- b) die mittleren Stromerzeugungskosten etwas über dem heutigen Strompreis liegen, jedoch in den Bandbreiten bisheriger Großhandelsstrompreise und sie inkludieren bereits die heutige Förderung der EE und
- c) die Umweltfolgekosten<sup>7</sup> durch die Vermeidung von fossilen Brennstoffen deutlich unter den heutigen Systemkosten liegen.

Der Vergleich von heutigen Energiekosten mit den Energiekosten in einem defossilisierten und sektorengkoppelten Energiesystem hat eine sich verändernde Bezugsgröße. Während heute der Energiefluss bei meist fossilen Primärenergieträgern beginnt und durch die Energieumwandlungen in Strom oder Wärme an Wert und Preis gewinnt, dreht sich die Wertschöpfungskette durch die Defossilisierung um. Günstige erneuerbare Primärenergieträgernutzung durch Wind und PV wird von weiteren Energieumwandlungsprozessen hin zu synthetischen Brennstoffen begleitet, die an Wert und Preis gewinnen. Aus einem System, in dem der direkte Verbrauch von fossilen Brennstoffen günstiger ist als der Strombezug aus alternativen Energiequellen wie z.B. Elektrolyseure wird so ein System, in dem sich dies umkehrt.

In einem sektorengkoppelten System ist daher ein Energiepreis eine sinnvolle Vergleichsgröße. Die Gesamtkosten für die Stromerzeugung und Gasimporte bezogen auf den Bruttoendenergieverbrauch betragen 63 EUR/MWh in Szenario 1 und 81 EUR/MWh in Szenario 2. Tabelle 3 zeigt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse mit den jeweiligen Stromerzeugungskosten je Szenario.

Tabelle 3: Stromerzeugungs- und Energiekosten in den Szenarien

[EUR/MWh]	STROMERZEUGUNGSKOSTEN	ENERGIEKOSTEN
<b>Szenario 1</b>	60	63
<b>Szenario 2</b>	65	81

Tabelle 4 stellt die technologiespezifischen Erlöse der feE der Szenarien deren Kosten gegenüber. In beiden Szenarien erlösen alle Technologien mindestens deren spezifische Kosten. Die Erlöse steigen von Szenario 1 zu Szenario 2 mit steigenden Strompreisen. Innerhalb der technologiespezifischen Kosten findet die Eigenkapitalrendite der jeweiligen Anlage bereits ihre Be-

<sup>7</sup> Wie hoch die Umweltfolgekosten in diesem erneuerbaren Energiesystem sind, muss noch untersucht werden.



rücksichtigung und eine Wirtschaftlichkeit für den Betreiber ist gegeben. Ein jährlicher „Mehrerlös“ von 0 EUR/kW kann so interpretiert werden, dass die gewünschte Eigenkapitalrendite durch den Betrieb der Anlage erwirtschaftet wird. Eine Rendite oberhalb der geforderten Eigenkapitalrendite wird erwirtschaftet, wenn der jährliche Mehrerlös größer als 0 EUR/kW ist.

Tabelle 4: Erlöse und Kosten feE

[EUR/kW,a]	TECHNOLOGIE- SPEZIFISCHER ERLÖS		TECHNOLOGIE- SPEZIFISCHE KOSTEN	MEHRERLÖS	
	Szenario 1	Szenario 2		Szenario 1	Szenario 2
<b>Wind onshore</b>	96	147	74	21	72
<b>Wind offshore</b>	213	296	178	34	118
<b>PV</b>	43	71	43	0	28
<b>Elektrolyseur<sup>8</sup></b>	40	40	40	0	0

Somit ist eine Förderung der Anlagen in dem modellierten System nicht mehr notwendig. Ein weiterer Zubau ist durch die flächenbedingte Ausbaugrenze, obwohl ökonomisch sinnvoll, nicht möglich.

<sup>8</sup> Die Modellierung nimmt einen Elektrolyseurzubau genau bis zur Wirtschaftlichkeitsgrenze an, daher entsprechen sich Erlöse und Kosten.

## 5. SCHLUSSFOLGERUNG UND NÄCHSTE SCHRITTE

Für eine vollständige Defossilisierung des Energieverbrauchs in den Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und in der Industrie steht eine Reihe von tiefgreifenden Maßnahmen an. Um eine möglichst hohe Wahrscheinlichkeit zu bewahren, die globale Erderwärmung auf 1,5 Grad zu limitieren und um die industriepolitischen Chancen hinter dieser globalen Entwicklung zu nutzen, sollte Deutschland eine Vorreiterrolle unter den entwickelten Ländern einnehmen.

Der *erste Baustein* für diesen Wandel ist eine drastische Erhöhung des jährlichen Zubaus erneuerbarer Energien. Wird der Zubau bis 2040 gestreckt, muss ab 2020 ein PV-Zubau von 13 GW/a sowie ein Windzubau von 10 GW/a realisiert werden. Die Systemintegration solcher großen Mengen feE stellt nicht nur an den Netzausbau hohe Anforderungen, sondern auch an die verbraucherseitige Flexibilität. Der *zweite Baustein* ist damit die kurzfristige Flexibilität des Stromverbrauchs. Im Zieljahr ist jede vierte Kilowattstunde des Stromverbrauchs zeitlich flexibel. Das betrifft in erster Linie den Mobilitätsbereich sowie den Wärmebereich. Doch auch diese Flexibilität erzeugt bei 476 GW installierter Wind und PV-Leistung noch häufige und hohe Stromüberschüsse. Der *dritte Baustein* sind langfristige Energiespeicher. Mindestens 107 GW an Elektrolyseuren können sich 2035 am Markt durch Aufnahme von Strom zu günstigen Preisstunden und Verkauf von synthetischem Wasserstoff ohne finanzielle Förderung finanzieren. Dieser Wasserstoff wird entweder direkt in den energetischen Endanwendungen wie Wärme, Mobilität und Industrie verwendet oder im Vorfeld in einen geeigneten synthetischen Brennstoff umgewandelt, wie beispielsweise in synthetisches Kerosin zur Nutzung in der Luftfahrt.



Abbildung 12: Kernergebnisse der Modellierung für den Einsatz von Elektrolyseuren in Szenario 1 bei 60 EUR/MWh<sub>th</sub> als angenommenen Importpreis für synthetischen Wasserstoff

Innerhalb zweier Szenarien zeigt diese Studie, wie sich Elektrolyseure in das Energiesystem einbetten, welche Leistung innerhalb Deutschlands stehen kann und welche Ansprüche das Energiesystem an diese Technologie stellt. Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 12 Rahmen-

daten von Szenario 1. Mindestens 182 TWh oder 17 Prozent des Wasserstoffbedarfs werden im Inland produziert. Deutschland wird damit unabhängiger von Primärenergieträgerimporten wie Öl und Gas (vgl. Kapitel 4.2). Die Energieautarkie erhöht sich von heute einem Drittel auf 50 Prozent. Die Arbeitsweise der Elektrolyseure muss durch eine ausgeprägte Flexibilisierung definiert sein. Ursache hierfür ist der Haupteinsatzzeitraum in den Sommermonaten bei Sonnenschein und in den Wintermonaten bei viel Wind. 290 Start-Stopp-Zyklen bei 1.700 Vollbenutzungsstunden charakterisieren die Fahrweise. Durch diese Fahrweise und die Umwandlung von erneuerbarem Überschussstrom in ein speicherbares Medium unterstützen die Elektrolyseure die inländische Wertschöpfung. Sie verbessern einerseits die Erlöse und das Absatzpotenzial von Wind- und PV-Anlagen und können andererseits teure Energieimporte substituieren. Die Wertschöpfungstiefe reicht von der Nutzbarmachung der Primärenergie bis zur chemischen Aufbereitung der synthetischen Brennstoffe – wo heute ein reiner Import von fossilen Brennstoffen die Außenhandelsbilanz drückt.

## 6. LITERATURVERZEICHNIS UND DATENQUELLEN

---

- [1] UNFCCC, „The Paris Agreement,“ 2018. [Online]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. [Zugriff am 07 2019].
- [2] IPCC, „Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels.,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>. [Zugriff am 07 2019].
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - BMWi, „Zeitreihen der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland,“ 02 2019. [Online]. Available: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html). [Zugriff am 07 2019].
- [4] F. Huneke, C. P. Linkenheil und M. Niggemeier, „GPE-Studie Kalte Dunkelflaute,“ 05 2017. [Online]. Available: [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie\\_2017-06-26\\_GPE\\_Studie\\_Kalte-Dunkelflaute\\_Energy-Brainpool.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf). [Zugriff am 07 2019].
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit - BMU, „Entwurf eines Klimaschutzgesetzes,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzgesetz/>. [Zugriff am 07 2019].
- [6] Umweltbundesamt, „Emissionen des Verkehrs,“ 05 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#textpart-1>. [Zugriff am 07 2019].
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ 07 2018. [Online]. Available: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_Ergebnisbericht.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf). [Zugriff am 07 2019].
- [8] ENTSO-E, „TYNDP 2018 - Scenario Report,“ 2018. [Online]. Available: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf). [Zugriff am 07 2019].

- [9] Wuppertal Institut, „Strom und H<sub>2</sub>-Bedarf für einen dekarbonisierten Verkehrssektor,“ 2019. [Online].
- [10] Agora Energiewende, „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe,“ 2018. [Online]. Available: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf).
- [11] Fraunhofer ISE, „Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies,“ 03 2018. [Online]. Available: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018\\_Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf). [Zugriff am 08 2019].
- [12] Bundesnetzagentur, „SMARD Strommarktdaten - Marktdaten visualisieren,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.smard.de/home/marktdaten>. [Zugriff am 08 2019].
- [13] Fraunhofer IWES, „Windmonitor - Ausbau der Windenergie in Deutschland,“ [Online]. Available: [http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor\\_de/1\\_wind-im-strommix/1\\_energiewende-in-deutschland/5\\_Ausbau\\_der\\_Windenergie/](http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/1_wind-im-strommix/1_energiewende-in-deutschland/5_Ausbau_der_Windenergie/). [Zugriff am 08 2019].
- [14] Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ 07 2019. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. [Zugriff am 08 2019].
- [15] AG Energiebilanzen e.V., „Bilanzen 1990 - 2017,“ 2019. [Online]. Available: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>. [Zugriff am 07 2019].
- [16] Agentur für Erneuerbare Energien, 2017. [Online]. Available: <https://www.unendlich-viel-energie.de/english/fossil-fuels-burden-the-trade-balance>.
- [17] European Energy Exchange, „DEBY2020, gleitender Mittelwert der 50 Handelstage vor dem 2. September 2019,“ [Online]. Available: [www.eex.com](http://www.eex.com).
- [19] EPEX Spot SE, „Mittelwert des Day-Ahead Strompreises DE/AT bzw. ab 2018 DE/LU,“ [Online].

## 7. ANHANG

---



Abbildung 13: Kernergebnisse der Modellierung für den Einsatz von Elektrolyseuren in Szenario 2 bei 90 EUR/MWh<sub>th</sub> als angenommenen Importpreis für synthetischen Wasserstoff

## KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

---

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

### IMPRESSUM

Autoren:

Marie-Louise Niggemeier  
Carlos Perez Linkenheil  
Matthis Brinkhaus  
Fabian Huneke

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG  
Brandenburgische Straße 86/87  
10713 Berlin  
[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)  
[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)  
Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10  
Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

September 2019

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.