

# Working Paper

Aktuelle Potenziale der Produktion von PtX-Kraftstoffen  
auf Basis von zusätzlich integrierten Erneuerbaren Energien

Öko-Institut Working Paper 3/2017

Franziska Flachsbarth  
Peter Kasten



**Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.**

**Geschäftsstelle Freiburg / Freiburg Head Office**

Postfach / P.O. Box 17 71

79017 Freiburg. Deutschland / Germany

Tel.: +49 761 45295-0

Fax: +49 761 45295-288

**Büro Darmstadt / Darmstadt Office**

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt. Deutschland / Germany

Tel.: +49 6151 8191-0

Fax: +49 6151 8191-133

**Büro Berlin / Berlin Office**

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin. Deutschland / Germany

Tel.: +49 30 405085-0

Fax: +49 30 405085-388

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

## Working Paper

### Aktuelle Potenziale der Produktion von PtX-Kraftstoffen auf Basis von zusätzlich integrierten Erneuerbaren Energien

Franziska Flachsbarth, Peter Kasten

Working Paper 3/2017 Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.

April 2017

Download: [www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-PtX-Kraftstoffe-EE.pdf](http://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-PtX-Kraftstoffe-EE.pdf)



Dieses Werk bzw. Inhalt steht unter einer Creative Commons Namensnennung, Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 Lizenz. Öko-Institut e.V. 2017

This work is licensed under Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0. Oeko-Institut e.V. 2017

Die Working Paper Series des Öko-Instituts ist eine Sammlung wissenschaftlicher Beiträge aus der Forschungsarbeit des Öko-Instituts e.V. Sie präsentieren und diskutieren innovative Ansätze und Positionen der aktuellen Nachhaltigkeitsforschung. Die Serie ist offen für Arbeiten von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern aus anderen Forschungseinrichtungen. Die einzelnen Working Paper entstehen in einem sorgfältigen wissenschaftlichen Prozess ohne externes Peer Review.

Oeko-Institut's Working Paper Series is a collection of research articles written within the scope of the institute's research activities. The articles present and discuss innovative approaches and positions of current sustainability research. The series is open to work from researchers of other institutions. The Working Papers are produced in a scrupulous scientific process without external peer reviews.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>1. Anlass, Vorgehen und Grenzen der Analyse</b>	<b>7</b>
<b>2. Datengrundlage</b>	<b>8</b>
<b>3. Charakteristika von Standorten mit hohem EE- Abregelungsbedarf</b>	<b>10</b>
3.1. Netzgebiet 50Hertz	10
3.2. Netzgebiet Schleswig-Holstein-Netz AG	10
3.3. Einordnung der Standorte für die Produktion von PtX-Kraftstoffen	11
<b>4. Technische Charakteristika von PtX-Anlagen</b>	<b>12</b>
4.1. Elektrolyse	12
4.2. Methanisierung (Sabatier-Prozess)	13
4.3. PtL-Produktion (Fischer-Tropsch-Prozess)	13
<b>5. Abschätzung der möglichen Kraftstoffmengen bei verschiedenen Auslegungsgrößen und Betriebsstunden</b>	<b>14</b>
<b>6. Analysen über die Wirtschaftlichkeit von PtG-CH<sub>4</sub>-Anlagen</b>	<b>19</b>
6.1. Abschätzung der Kraftstoffgestehungskosten	19
6.1.1. Berücksichtigte Kostenkomponenten	19
6.1.2. Erlöse	20
6.1.3. Erlösmöglichkeiten auf Basis politischer Rahmenbedingungen	21
<b>7. Mittelfristiger Ausblick</b>	<b>22</b>
7.1. Modellergebnisse des Szenarios B2 2025 des NEP 2015 nach den Berechnungen des Öko-Instituts	22
7.2. Mögliche Entwicklung der EE-Überschüsse in den kommenden Jahren bei Anpassungen des Übertragungsnetzes	23
<b>8. Anhang</b>	<b>26</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Verteilung der EE-Abregelung in Deutschland nach Energieträgern im Jahr 2015	8
Tabelle 2-2:	Regionale Verteilung der EE-Abregelung in Deutschland im Jahr 2015	9
Tabelle 3-1:	EE-Abregelung an Umspannwerken im Netzgebiet der 50Hertz (2015)	10
Tabelle 3-2:	EE-Abregelung an Umspannwerken der Schleswig-Holstein-Netz AG (2015)	11
Tabelle 5-1:	Kraftstoff-Erzeugungsmengen und weitere Betriebsindikatoren von möglichen PtG-Anlagen (CH <sub>4</sub> ) an ausgewählten Standorten bei 1.200 oder mehr Volllaststunden	16
Tabelle 5-2:	Kraftstoff-Erzeugungsmengen und weitere Betriebsindikatoren von möglichen PtG-Anlagen (CH <sub>4</sub> ) an ausgewählten Standorten bei 3.000 oder mehr Volllaststunden	17
Tabelle 6-1:	Bandbreite der erzeugungsspezifischen Gewinne / Verluste in Abhängigkeit der Volllaststunden	21
Tabelle 8-1:	Netzausbauvorhaben in Schleswig-Holstein nach NEP 2025 bis einschl. 2019	26
Tabelle 8-2:	Netzausbauvorhaben in Schleswig-Holstein nach NEP 2025 bis einschl. 2021	26
Tabelle 8-3:	Netzausbauvorhaben in Schleswig-Holstein nach NEP 2025 bis einschl. 2025	27

## 1. Anlass, Vorgehen und Grenzen der Analyse

Nach Angabe der BNetzA wurden im Jahr 2015 4,7 TWh EE-Stromerzeugung abgeregelt, was bei einer Nettostromnachfrage i.H.v. 530,6 TWh einem Anteil von 0,9% entspricht. Im Vergleich zum Vorjahr (2014: 1,6 TWh) hat sich die EE-Abregelung fast verdreifacht.<sup>1</sup> Die hieraus resultierenden Entschädigungszahlungen an die EE-Anlagenbetreiber belaufen sich auf 478 Mio. Euro.<sup>2</sup>

Emissionsfreie, auf Strom basierende Kraftstoffe (Power-to-X / PtX) können gemäß der EU-Richtlinie (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsmethoden im Rahmen der Fuel Quality Directive (FQD) und als „advanced biofuel“ im Rahmen der Renewable Energy Directive (RED)<sup>3</sup> einen Beitrag zur Erreichung der Ziele der beiden genannten Richtlinien beitragen. Mit dem vorliegenden Kurzpapier wird daher eine grobe Abschätzung zu einer Kraftstoffproduktion vorgenommen, die ausschließlich auf der Verwendung von EE-Überschussstrom basiert. Hierzu werden relevante Standorte und herstellbare Kraftstoffmengen bewertet. Auch wird auf die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen eingegangen. Dazu wird ausgehend von möglichen Standorten abgeschätzt, an wie vielen Stunden pro Jahr und in welchen Mengen eine Anlage zur Erzeugung von PtX auf Basis von EE-Überschüssen unter Berücksichtigung ihres Betriebsverhaltens produzieren würde.

Diese Abschätzung soll bis 2030 reichen, um die Nutzungsdauer der Anlage abzudecken. Der Anstieg der EE-Abregelungen liegt in aktuellen Netzengpässen begründet. Diesen wird einerseits durch laufende Netzausbaumaßnahmen entgegengewirkt, andererseits erfolgt mit dem EEG 2017 eine regionalisierte Zubausteuerung der EE-Anlagen, wodurch Netzengpässen entgegengewirkt werden soll.<sup>4</sup> Neben dem Fortschreiten des Netzausbaus sind weitere unsicherheitsbehaftete Einflussfaktoren auf die resultierenden EE-Überschüsse bedeutsam:

- Höhe, Ort und Technologien des EE-Zubaus,
- die Entwicklung von zu PtX konkurrierenden Flexibilitätsoptionen,
- die wetterbedingt resultierenden Erzeugungsmengen und
- die Entwicklung der Stromnachfrage.

Im Rahmen dieses Arbeitspapiers wurde keine vertiefte Analyse mit eigenen Modellierungsläufen und verschiedenen Szenarien für die zukünftige Entwicklung vorgenommen. Der Fokus liegt stattdessen auf dem aktuellen Stand an EE-Überschüssen und es werden Daten für EE-Überschüssen des Jahres 2015 für die Analysen eingesetzt.

In einem ersten Schritt wird auf die öffentlich verfügbare Datengrundlage und deren Aufbereitung eingegangen (Kapitel 2). Darauf aufbauend werden in Kapitel 3 die Stromüberschussstunden an verschiedenen Standorten, die für den Betrieb einer PtX-Anlage in Frage kommen, ermittelt. Nach einer Erläuterung der technischen Eigenschaften verschiedener in Frage kommender technischer Prozesse (Kapitel 4) erfolgt dann in Kapitel 5 eine grobe Analyse möglicher Produktionsvolumen und in Kapitel 6 eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen.

---

<sup>1</sup> Vgl. BNetzA (2015): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Drittes Quartal 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn. S. 6

<sup>2</sup> Vgl. *ibid.*, S. 6

<sup>3</sup> Die RED sieht nationale Unterziele für die sogenannten „advanced biofuels“ vor.

<sup>4</sup> Vgl. EEG 2017, §1 (2)

Als Ausblick wird in Kapitel 7 für die zukünftige Entwicklung auf bestehende Szenarioergebnisse, in denen das Szenario B2 2025 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2015<sup>5</sup> mit dem Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU des Öko-Instituts nachgerechnet wurde; und weitere Überlegungen eingegangen.

## 2. Datengrundlage

Ausgangspunkt für die Ermittlung der regionalen EE-Überschüsse ist der Quartalsbericht 2015 der BNetzA<sup>6</sup>, welcher sowohl eine energieträgerspezifische (vgl. Tabelle 2-1) als auch eine bundeslandspezifische (vgl. Tabelle 2-2) Zuordnung der erfolgten EE-Abregelung nach §14, 15 EEG veröffentlicht.<sup>7</sup> Vornehmlich wurden somit Wind-onshore-Anlagen in Schleswig-Holstein und Brandenburg abgeregelt.

Die Analyse der auftretenden EE-Abregelungen fokussiert auf die Übertragungsnetzbetreiber TenneT (Schleswig-Holstein) und 50Hertz (Brandenburg), da sie in diesen Regionen die Verantwortung für das Übertragungsnetz besitzen und in ihren Netzgebieten zusammen 80% der EE-Abregelungen auftreten. Die beiden Unternehmen veröffentlichen – in unterschiedlichem Detaillierungsgrad – Informationen zum erfolgten Einspeisemanagement.

50Hertz veröffentlicht (mehr-)tagesscharfe Datenblätter zu Zeitpunkt, Dauer, Ort und Höhe der erfolgten EE-Abregelung.<sup>8</sup> Damit stehen Zeitreihen der erfolgten EE-Abregelung pro Netzknoten des 50Hertz-Gebietes zur Verfügung.

**Tabelle 2-1: Verteilung der EE-Abregelung in Deutschland nach Energieträgern im Jahr 2015**

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Anteil
Wind (onshore)	4.111	87%
Biomasse einschl. Biogas	364	8%
Solar	228	5%
Wind (offshore)	14	0%
<b>Gesamt</b>	<b>4.722</b>	<b>100%</b>

Quelle: BNetzA (2015)

<sup>5</sup> Vgl. 50Hertz et al (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, 2. Entwurf

<sup>6</sup> BNetzA (2015): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Drittes Quartal 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn.

<sup>7</sup> Vgl. BNetzA (2015): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Drittes Quartal 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn, S. 19f.

<sup>8</sup> Vgl. 50Hertz(2016): [http://www.50hertz.com/sync/Netzkennzahlen/Berichte-13\(2\)\\_EnWG\\_i.V.m.EEG11/Information\\_EEG14\\_mit\\_13-2\\_Archiv-Jahr\\_2015.zip](http://www.50hertz.com/sync/Netzkennzahlen/Berichte-13(2)_EnWG_i.V.m.EEG11/Information_EEG14_mit_13-2_Archiv-Jahr_2015.zip)

**Tabelle 2-2: Regionale Verteilung der EE-Abregelung in Deutschland im Jahr 2015**

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil
Schleswig-Holstein	3.079	65%
Niedersachsen	429	9%
Brandenburg	689	15%
Mecklenburg-Vorpommern	265	6%
Sachsen-Anhalt	130	3%
Thüringen	73	2%
Nordrhein-Westfalen	26	1%
Rheinland-Pfalz	14	0%
Sachsen	11	0%
<b>Gesamt</b>	<b>4.722</b>	<b>100%</b>

Quelle: Öko-Institut e.V. basierend auf BNetzA(2015)

TenneT veröffentlicht ebenfalls Zeitreihen zur erfolgten EE-Abregelung (Einspeisemanagement nach § 14 EEG) für das gesamte Netzgebiet.<sup>9</sup> Allerdings wird hier keine Angabe über den Ort und die Höhe der erfolgten EE-Abregelung gemacht; es wird aber der betroffene Verteilnetzbetreiber genannt. Im Jahr 2015 traten 46% der Einspeisemanagement-Maßnahmen des TenneT-Gebietes im Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG auf, weitere 18% entfallen auf die Avacon AG, so dass es sich bei diesen Netzbetreibern um die Akteure handelt, die von Einspeisemanagement-Maßnahmen relevant betroffen sind.

Im Rahmen dieser Analyse soll u.a. der Frage nachgegangen werden, an welchen Standorten die Errichtung von PtX-Anlagen sinnvoll wäre. Dieses Papier fokussiert daher auf Standorte mit hohem Abregelungsbedarf, so dass die Analysen für das TenneT-Gebiet ausschließlich auf die Daten der Schleswig-Holstein Netz AG<sup>10</sup> beschränkt werden. Der veröffentlichte Datensatz listet den Zeitraum der erfolgten EE-Abregelungen anlagenscharf und unter Angabe der Regelstufe (Anteil der verbleibenden Einspeiseleistung [%]) auf. Aus der Regelstufe und der Nennleistung der EE-Anlage lässt sich die Höhe der erfolgten EE-Abregelung berechnen:

$$\text{EE – Abregelung} = P_{nenn} * (1 - \text{Regelstufe})$$

Die Nennleistung wird dem öffentlich bereitgestellten EE-Anlagenregister der EnergyMap entnommen.<sup>11</sup> Sofern die EE-Anlage in diesem nicht enthalten ist, wird angenommen, dass es sich bei der Anlage um eine Wind-onshore-Anlage mit einer durchschnittlichen Nennleistung i.H.v. 1,5 MW handelt.

Nach Einbeziehung dieser Daten liegen für das Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG schlussendlich umspannungsscharfe Zeitreihen der EE-Abregelung vor. Die Validität dieser Daten ist hingegen geringer einzustufen als die des Netzgebietes der 50Hertz.

<sup>9</sup> Vgl. TenneT(2016): [http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/einspeisemanagement-nach-par-11?date\\_from\\_eisman=01.01.2015&date\\_to\\_eisman=31.12.2015](http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/einspeisemanagement-nach-par-11?date_from_eisman=01.01.2015&date_to_eisman=31.12.2015)

<sup>10</sup> Vgl. Schleswig-Holstein-Netz AG(2016): <https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/3972.htm>

<sup>11</sup> Vgl. EnergyMap(2015): [http://www.energymap.info/download/eeg\\_anlagenregister\\_2015.08.utf8.csv.zip](http://www.energymap.info/download/eeg_anlagenregister_2015.08.utf8.csv.zip)

### 3. Charakteristika von Standorten mit hohem EE-Abregelungsbedarf

#### 3.1. Netzgebiet 50Hertz

Basierend auf 50Hertz (2015) fielen im Jahr 2015 im Netzgebiet der 50Hertz in 2.450 Stunden EE-Abregelungen i.H.v. 1,8 TWh an.<sup>12</sup> Im Maximum kam es in der gesamten Regelzone zu einer EE-Abregelung i.H.v. 8,4 GW. Im Mittel betrug die Abregelungsleistung 750 MW, der Median lag bei 390 MW. Wenn ein EE-Überschuss auftrat, betrug er in 25% der Fälle mehr als 800 MW und in 75% der Fälle mindestens 170 MW.

Werden nur die Umspannwerke betrachtet, an denen es in mehr als 100 h/a zu einer EE-Abregelung kam, so sind 87% der Vorfälle abgedeckt, und es verbleiben 6 Umspannwerke (vgl. Tabelle 3-1):

**Tabelle 3-1: EE-Abregelung an Umspannwerken im Netzgebiet der 50Hertz (2015)**

	Jahres-EE-Abregelung (GWh)	Maximale EE-Abregelung (GW)	Häufigkeit der EE-Abregelung (h)
UW Bertikow	459	3,1	1.621
UW Pasewalk	726	3,3	1.971
UW Neuenhagen	135	1,6	703
UW Stendal/West	88	0,8	431
UW Ragow	78	0,8	337
UW Vierraden	50	0,6	337

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung auf Basis von Daten der 50 Hertz)

#### 3.2. Netzgebiet Schleswig-Holstein-Netz AG

Dem Datensatz der Schleswig-Holstein-Netz AG (2016) nach fielen im Jahr 2015 im Netzgebiet der Schleswig-Holstein-Netz AG in 3.837 Stunden insgesamt EE-Einspeisereduktionen i.H.v. 1,3 TWh an.<sup>13</sup> Im Maximum kam es zu einer EE-Abregelung i.H.v. 1,3 GW. Im Mittel lag die EE-Abregelung bei 345 MW. Dabei betrug die EE-Abregelung in 25% der Fälle mindestens 618 MW, in 75% der Fälle mehr als 100 MW.

Ein Fokus auf die Umspannwerke Flensburg, Niebüll und Brunsbüttel deckt 88% der gemeldeten EE-Abregelungen im Netzgebiet ab (vgl. Tabelle 3-2):

<sup>12</sup> Dieser Wert übersteigt die Angabe der BNetzA für Brandenburg (0,7 TWh) deutlich. Eine Validierung der Datengrundlage ist geboten.

<sup>13</sup> Dieser Wert bleibt deutlich unter der Angabe der BNetzA für Schleswig-Holstein (3,1 TWh). Eine Validierung der Datengrundlage ist geboten.

**Tabelle 3-2: EE-Abregelung an Umspannwerken der Schleswig-Holstein-Netz AG (2015)**

Ort	Jahres-EE-Abregelung (GWh)	Maximale EE-Abregelung (GW)	Häufigkeit der EE-Abregelung (h)
UW Niebüll	200	0,2	2.824
UW Flensburg	233	0,2	3.428
UW Brunsbüttel	736	1,0	1.938

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung auf Basis von Daten der Schleswig-Holstein Netz AG)

### 3.3. Einordnung der Standorte für die Produktion von PtX-Kraftstoffen

Geeignete Standorte für eine PtX-Anlage auf Basis von Überschussstrom sind wegen der Abregelungsvolumina derzeit (Stand 2015) insbesondere in Schleswig-Holstein und Brandenburg verortet. Standorte mit 2.000 und mehr Stunden pro Jahr an EE-Abregelung in Schleswig-Holstein weisen EE-Überschüsse zwischen 200 – 740 GWh/a auf. In Brandenburg blieben an zwei Standorten EE-Einspeisungen zwischen 450 – 730 GWh/a in 1.600 bis 2.000 h/a ungenutzt.

Die maximal aufgetretenen zeitgleichen EE-Abregelungen in Schleswig-Holstein (0,2 – 1 GW) liegen deutlich unter den Spitzen der EE-Überschüsse in Brandenburg (1,6 – 3,3 GW). Zudem liegt die Anzahl der Stunden, in denen ein EE-Überschuss auftrat, in Brandenburg mit 700 – 2.000 h/a deutlich unter der in Schleswig-Holstein (2.000 – 3.500 h/a). Die Überschüsse in Schleswig-Holstein schwanken weniger stark, so dass diese Standorte aus wirtschaftlicher Sicht besser für die Kraftstoffherstellung aus überschüssigem EE-Strom geeignet wären.

Wird vorausgesetzt, dass an jedem Standort ein vergleichbarer Kraftstofftrag bei einer ausschließlichen Nutzung von EE-Überschüssen erzeugt werden soll, so kann erwartet werden, dass die PtX-Anlagen in Schleswig-Holstein eine geringere Auslegungsleistung und somit eine höhere Volllaststundenzahl besitzen können als in Brandenburg.

An den brandenburgischen Standorten Neuenhagen, Stendal/West, Ragow und Vierraden traten in weniger als 1.000 h/a EE-Überschüsse auf. Sofern in einer PtX-Anlage also ausschließlich EE-Überschüsse genutzt werden sollen, ist davon auszugehen, dass Anlagen an diesen Standorten geringe Volllaststunden aufweisen. Da die EE-Überschüsse an diesen Standorten zudem vergleichsweise gering ausfallen, erscheinen die Standorte Neuenhagen, Stendal/West, Ragow und Vierraden weniger gut geeignet für den Betrieb einer ausschließlich mit EE-Überschüssen gespeisten PtG/PtL-Anlage. In der weiteren Analyse soll die Betrachtung auf die Standorte in Schleswig-Holstein (Niebüll, Flensburg, Brunsbüttel) und die brandenburgischen Standorte Bertikow und Pasewalk eingeschränkt werden.

#### Fazit

**Größere Mengen an abgeregeltem EE-Strom treten in Schleswig-Holstein (3.080 GWh) und Brandenburg (690 GWh) auf, was 80% der EE-Überschüsse darstellt.**

**An Standorten, an denen 2015 in mehr als 1.000 Stunden EE-Anlagen abgeregelt werden mussten, betrug die Abregelung in beiden Bundesländern in Summe etwa 1.200 GWh.**

Die Charakteristik von Standorten in Schleswig-Holstein und Brandenburg für eine PtX-Anlage unterscheidet sich dagegen deutlich. Im Jahr 2015 fielen die EE-Überschüsse in Schleswig-Holstein im Jahresverlauf wesentlich gleichmäßiger an als in Brandenburg. Dementsprechend wären die Volllaststunden bei einer ausschließlichen Verwendung von EE-Überschuss-Strom an brandenburgischen Standorten niedriger als an den Standorten in Schleswig-Holstein.

Dies ist ein Indiz dafür, dass an den Standorten in Schleswig-Holstein eine bessere Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen auf Basis von EE-Überschussstrom erreicht werden kann.

#### 4. Technische Charakteristika von PtX-Anlagen

Die Auswahl einer geeigneten PtX-Anlage wird eingeschränkt, falls in dieser Anlage ausschließlich EE-Überschüsse verarbeitet werden sollen. Die H<sub>2</sub>-Elektrolyse eignet sich grundsätzlich für eine intermittierende Betriebsweise, da sie neben Wasser und Elektrizität keine weiteren Vorprodukte (z.B. CO<sub>2</sub>) benötigt und da das Erfordernis eines kontinuierlichen Mindestvolumenstroms (z.B. für die Einspeisung in das Gasnetz bzw. die Lieferung an einem weiterverarbeitenden Betrieb) nicht gegeben ist.

Dies zugrunde gelegt, kommen zwei Elektrolysetechniken in Betracht: die alkalische und die Polymerelektrolyt-Elektrolysetechnik (PEM). Die Hochtemperatur-Elektrolyse (auch SO-Elektrolyse) besitzt zwar den höchsten Wirkungsgrad in Bezug auf den eingesetzten Strom, ist aber noch in der Erforschungsphase. Für einen intermittierenden Betrieb ist sie wegen des Bedarfs an Hochtemperaturwärme, der langen Kaltstartphase und langsamer Lastgradienten, die hinsichtlich der Haltbarkeit der Anlage eingesetzt werden müssen, nicht geeignet.<sup>14</sup>

Die Nutzung von H<sub>2</sub> als Kraftstoff ist – wenn überhaupt – in den nächsten 5 – 10 Jahren nur in geringfügigem Maße zu erwarten. Brennstoffzellenfahrzeuge sind heute nur in Kleinstserien zu erhalten, und es steht annähernd keine Tankstelleninfrastruktur zur Verfügung. Es ist daher eher zu erwarten, dass eine Zumischung von H<sub>2</sub> in das Erdgasnetz durchgeführt wird. Indirekt könnte so eine Nutzung des H<sub>2</sub> im Straßenverkehr über CH<sub>4</sub>-basierte Fahrzeuge stattfinden.

Eine weitere Möglichkeit der Nutzung von H<sub>2</sub> aus EE-Strom im Straßenverkehr ist die Weiterverarbeitung des H<sub>2</sub> zu CH<sub>4</sub> (Sabatier-Prozess) oder zu Flüssigkraftstoff (z.B. Fischer-Tropsch Prozess). Dazu wird allerdings CO<sub>2</sub> als weiteres Eingangsprodukt für die Kraftstoffherstellung benötigt. Im Vergleich zur Methanisierung ist der Fischer-Tropsch Prozess träge und eignet sich weniger gut für einen Betrieb mit stark schwankender Last.

Im Folgenden wird detaillierter auf die verschiedenen Technologien und deren Eignung für eine Nutzung von Überschussstrom eingegangen:

##### 4.1. Elektrolyse

Bei der alkalischen Elektrolysetechnik ist der intermittierende Betrieb bereits erprobt. Es ist ein Teillastbetrieb zwischen 20% und 100% möglich sowie ein Überlastbetrieb bis 150%. Der intermittierende Betrieb wirkt sich jedoch nachteilig auf die Wartungsintensität, die Lebensdauer

<sup>14</sup> Öko-Institut 2013: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Aktualisierte Fassung. Öko-Institut Working Paper 1/2013. DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz.

und den Wirkungsgrad aus. Die alkalische Elektrolysetechnik arbeitet bei Temperaturen zwischen 80°C und 100°C, was zu einer Kaltstartdauer im Bereich von Minuten bis Stunden führt<sup>15</sup>.

Die Polymer-Elektrolysetechnik (PEM-Elektrolyse) lässt im Vergleich zur alkalischen Elektrolysetechnik eine dynamischere Betriebsweise zu. So ist ein Überlastbetrieb bis 200% (mehrere Stunden) bzw. 300% (Minutenbetrieb) möglich. Die Kaltstartdauer liegt im Bereich von Sekunden bis wenigen Minuten.<sup>16</sup>

Ist es das Ziel, möglichst viele EE-Überschüsse zu nutzen, bietet sich aufgrund von der geringen Kaltstartdauer und der geringeren Leistungsdimensionierung vor allem die PEM-Elektrolyse an, die wegen bisher höherer Investitionskosten im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse weniger zum Einsatz kommt. Auch sind Elektrolyseanlagen mit einem Mix aus alkalischen und PEM-Elektrolyseuren denkbar, um die Stärken der unterschiedlichen Technologien nutzen zu können. Bei beiden Anlagentypen liegt der elektrische Wirkungsgrad in der Größenordnung von 70 %.

## 4.2. Methanisierung (Sabatier-Prozess)

Der Sabatier-Prozess erzielt eine hohe CO<sub>2</sub>-Konversionsrate und kann somit hohe Reinheitsgrade für CH<sub>4</sub> erreichen (> 96 % des Outputs). Rund 80 % der eingespeisten Energie verbleiben dabei im produzierten CH<sub>4</sub>.<sup>17</sup> Die Lastgradienten, das Teillastverhalten (50 % der Nennlast in kurzen Zeiträumen möglich) und das Kaltstartverhalten eignen sich gut für sich schnell ändernde Lastzustände. Auch ist nur eine geringe Gasreinigung für die Einspeisung vonnöten. Die Voraussetzungen für die Einspeisung in das Erdgasnetz werden bei den bestehenden Anlagen im Minutenbereich erfüllt. Ein intermittierender Betrieb ist also möglich.

Die Möglichkeiten einer intermittierenden Fahrweise hängen allerdings von den Zwischenspeichermöglichkeiten des H<sub>2</sub> und des CO<sub>2</sub> ab, die mit weiteren Kosten verbunden sind und nach einer Kosten-Nutzen-Optimierung ausgelegt werden müssen. Das Problem der Gleichzeitigkeit gilt auch für die Potenziale der Auskopplung von Prozesswärme für die Weiterverwendung in anderen Prozessen (z. B. für die Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus Biogasproduktströmen).

## 4.3. PtL-Produktion (Fischer-Tropsch-Prozess)<sup>18</sup>

Flüssigkraftstoffe können bei der Zugabe von CO<sub>2</sub> aus H<sub>2</sub> mit dem Fischer-Tropsch Prozess hergestellt werden. Je nach Auslegung entstehen unterschiedliche Kohlenwasserstoffe, die nur zum Teil (bis zu 80 %) als Kraftstoff eingesetzt werden können. Eine Nachbearbeitung und Raffinierung der Produktströme ist also notwendig. Insgesamt ist ein energetischer Wirkungsgrad von 60 – 70 % zu erwarten.

Die Prozessreaktoren einer Fischer-Tropsch-Anlage sind langsamer als bei der Methanisierung, und es stellt sich bei Laständerungen erst nach längeren Zeiträumen die gewünschte Produktzusammensetzung ein. Generell sind Teillastzustände von bis zu 50% der Nennlast

<sup>15</sup> DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (S. 107-111, S. 300f)

<sup>16</sup> DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (S. 107-112, S. 302f)

<sup>17</sup> Öko-Institut 2013: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Aktualisierte Fassung. Öko-Institut Working Paper 1/2013. / DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz.

<sup>18</sup> Die Primärquellen sind in folgendem Papier zu finden: Öko-Institut 2013: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Aktualisierte Fassung. Öko-Institut Working Paper 1/2013.

möglich; das Startverhalten dagegen ist unzureichend für einen stark und häufig intermittierenden Betrieb. Daraus ergibt sich die Anforderung großer Zwischenspeicher, wenn Fischer-Tropsch Anlagen auf Basis von ansonsten nicht nutzbarem EE-Strom zum Einsatz kommen sollten. Da diese allerdings mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, ist eine wirtschaftliche Herstellung von PtL mit EE-Strom aus Überschüssen eher unwahrscheinlich.

## Fazit

**Für die Kraftstoffproduktion aus sonst überschüssigem EE-Strom kommen alkalische und vor allem PEM-Elektrolyseure in Frage. Wegen der fehlenden Anzahl an Fahrzeugen und der fehlenden Tankstelleninfrastruktur ist für Wasserstoff vor allem die Einspeisung ins Erdgasnetz wahrscheinlich.**

**Für die Weiterverarbeitung in Kohlenwasserstoffe bietet sich für EE-Überschussstrom die Methanisierung im Sabatier-Prozess an, wobei die Flexibilität von Zwischenspeichern und der Gesamtauslegung der Anlage abhängt.**

**Eine Verknüpfung mit der Produktion flüssiger Kraftstoffe (PtL) ist bei der Nutzung von Überschussstrom wegen der Eigenschaften des Fischer-Tropsch-Prozesses eher unwahrscheinlich.**

**Für die Elektrolyse kann ein elektrischer Wirkungsgrad von 70% angenommen werden. In Verbindung mit der Methanisierung ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von ungefähr 55% am Ausgang der Anlage.**

**Verluste und Energieaufwände aus weiteren Prozessschritten (z.B. Zwischenspeicherung, Gaseinspeisung) und der Prozesskette bis zum Fahrzeug (z.B. Verteilung, Betankung) sind in dem Gesamtwirkungsgrad noch nicht berücksichtigt**

## 5. Abschätzung der möglichen Kraftstoffmengen bei verschiedenen Auslegungsgrößen und Betriebsstunden

Im vorigen Abschnitt wurden die Prozessschritte zur Erzeugung von flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen aus Strom beschrieben. Für den Verkehrssektor kommt bei der Produktion aus EE-Überschussstrom kurzfristig vor allem die Nutzung von PtG-Methan ( $\text{CH}_4$ ) in Frage, so dass im Folgenden auf die Herstellung von  $\text{CH}_4$  fokussiert wird.

Um die herstellbare Menge an PtG- $\text{CH}_4$  an den untersuchten Standorten abzuschätzen, wird eine überschlägige Anlagendimensionierung der Elektrolyseure und der Methanisierungsanlagen vorgenommen. Eine wirtschaftlich optimierte Auslegung ist dabei nicht durchgeführt. Dennoch wird grob abgeschätzt, welche Anlagengrößen realisiert, wie viel EE-Überschüsse bei verschiedenen Volllaststunden der Anlagen genutzt und welche Kraftstoffmenge hergestellt werden kann.

Für den Elektrolyseur, der die EE-Überschüsse in Wasserstoff umwandeln soll, werden folgende beschränkende Faktoren der Anlage in Bezug auf die Anlagendimensionierung angenommen (siehe Abschnitt 4):

- 1) Es besteht die Randbedingung, dass ein maximaler Überlastbetrieb i.H.v. 200% der Auslegungsleistung zulässig ist.

- 2) Eine Überlast von ca. 200% kann nur über wenige aufeinanderfolgende Stunden gefahren werden. Letztere Bedingung wurde so quantifiziert, dass eine Überlast  $\geq 180\%$  über maximal fünf aufeinanderfolgenden Stunden erfolgen darf.
- 3) Die Methanisierungsanlage kann nur bis zu ihrer maximalen Leistung betrieben werden. Im Gegensatz zum Elektrolyseur muss der Wasserstoff aber nicht sofort nach der Wasserstoffproduktion verwertet werden, sondern kann für den Methanisierungsprozess gespeichert werden. Die Annahme für die Speicherkapazität wird am Elektrolyseur orientiert: Würde der Elektrolyseur 8 h mit maximaler Leistung betrieben, so wäre der Speicher maximal gefüllt.

Für die folgende grobe Abschätzung der möglichen Integration von EE-Überschüssen werden unterschiedliche Betriebs- und Auslegungsweisen von Methanisierungsanlagen betrachtet: Im ersten Fall sollen für die Methanisierungsanlagen eine Volllaststundenzahl von mindestens 1.200 h/a erreicht werden; in Auslegungsweise 2 wird eine Volllaststundenzahl von mindestens 3.000 h/a zugrunde gelegt.

**Tabelle 5-1: Kraftstoff-Erzeugungsmengen und weitere Betriebsindikatoren von möglichen PtG-Anlagen (CH<sub>4</sub>) an ausgewählten Standorten bei 1.200 oder mehr Volllaststunden**

Ort	Auslegungsleistung Elektrolyseure (MW)	Volllaststunden Elektrolyseure (h/a)	Auslegungsleistung Methanisierung (MW)	Volllaststunden Methanisierung (h/a)	Kraftstoff- produktion (PJ CH <sub>4</sub> / a)	Verbleibender EE- Überschuss (GWh el/a)
UW Bertikow	380	742	130	1.200	0,6	175
UW Pasewalk	605	906	251	1.200	1,1	178
UW Niebüll	85	2.349	59	1.845	0,4	0
UW Flensburg	76	3.015	52	2.406	0,5	4
UW Brunsbüttel	476	1.546	333	1.215	1,5	1
<b>GESAMT</b>	<b>1.622</b>		<b>825</b>		<b>4,1</b>	<b>358</b>

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

**Tabelle 5-2: Kraftstoff-Erzeugungsmengen und weitere Betriebsindikatoren von möglichen PtG-Anlagen (CH<sub>4</sub>) an ausgewählten Standorten bei 3.000 oder mehr Volllaststunden**

Ort	Auslegungsleistung Elektrolyseure (MW)	Volllaststunden Elektrolyseure (h/a)	Auslegungsleistung Methanisierung (MW)	Volllaststunden Methanisierung (h/a)	Kraftstoff- produktion (PJ CH <sub>4</sub> / a)	Verbleibender EE- Überschuss (GWh el/a)
UW Bertikow	153	916	26	3.000	0,3	319
UW Pasewalk	242	953	42	3.000	0,5	495
UW Niebüll	67	2.150	26	3.000	0,3	57
UW Flensburg	76	1.818	39	3.000	0,4	19
UW Brunsbüttel	245	1.016	45	3.000	0,5	487
<b>GESAMT</b>	<b>783</b>		<b>178</b>		<b>2,0</b>	<b>1.377</b>

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

Die drei untersuchten Standorte in Schleswig-Holstein erreichen die Volllaststundenzahl von 1.200 h/a, ohne dass relevante EE-Überschüsse ungenutzt am Standort verbleiben würden (Tabelle 5-1). Es können gemäß der technischen Randbedingungen an diesen Standorten sogar mehr als 1.200 Volllaststunden erreicht werden, ohne auf die Integration von überschüssigem EE-Strom verzichten zu müssen. Im Vergleich zu den Standorten in Brandenburg deuten die erzielten Volllaststunden auf die höhere Wirtschaftlichkeit der Anlagen an den schleswig-holsteinischen Standorten hin. Der Standort Flensburg ist bei dieser Anlagendimensionierung der geeignetste Standort, da dort eine Betriebsweise bis zu 2.400 Volllaststunden erreicht werden kann.

Bei den brandenburgischen Standorten Bertikow und Pasewalk kann bereits bei 1.200 Volllaststunden nicht der gesamte Überschussstrom in die CH<sub>4</sub>-Erzeugung integriert werden. Zwischen 25% (Pasewalk) und 38 % (Bertikow) des überschüssigen EE-Stroms bleiben ungenutzt.

Wird die Anforderung für die PtG-CH<sub>4</sub>-Anlagen auf 3.000 Volllaststunden ausgeweitet (Tabelle 5-2), so ist es an allen Standorten erforderlich, die Auslegungsleistung soweit zu reduzieren, dass nicht alle EE-Überschüsse in die CH<sub>4</sub>-Erzeugung integriert werden können. Am Standort Flensburg kann die Auslegungsleistung der Anlagen deutlich reduziert werden, ohne dass es zu einem relevanten verbleibenden EE-Überschuss (8% des Angebotes an EE-Überschüssen) kommt. In Niebüll hingegen verbleiben bereits knapp 30% der EE-Überschüsse ungenutzt.

An den brandenburgischen Standorten Bertikow und Pasewalk muss auf über 65% des Angebotes an EE-Überschüssen verzichtet werden, um den Betrieb der Methanisierungsanlage auf 3.000 Volllaststunden zu steigern (66% in Brunsbüttel, 68 % in Pasewalk und 69 % in Bertikow). Es wird also deutlich, dass unter den getroffenen Annahmen an den drei Standorten mit dem höchsten Abregelungsbedarf bei 3.000 Volllaststunden ein relevanter Anteil der Überschüsse nicht für die Herstellung von Kraftstoffen genutzt werden kann.

An den ausgewählten Standorten könnten nach den Abschätzungen in diesem Kurzpapier insgesamt je nach geforderter Volllaststundenzahl 4,1 PJ (mindestens 1.200 h/a) bzw. 2,0 PJ (mindestens 3.000 h/a) an CH<sub>4</sub> aus EE-Überschussstrom hergestellt werden. Diese Menge entspricht in etwa 0,08 % bis 0,15 % des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors in Deutschland.<sup>19</sup> Die Einbeziehung weiterer kleinerer Standorte in die Analyse könnte die herstellbare Menge an CH<sub>4</sub> leicht erhöhen. Für eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wäre auch eine Erhöhung der Volllaststundenzahl von mehr als 3.000 h/a denkbar, was die herstellbare Menge an PtG-CH<sub>4</sub> weiter reduzieren würde. Relevante Mengen an Kraftstoffen sind aktuell aus EE-Überschussstrom allerdings nicht herstellbar.

## Fazit

**Bei Voraussetzung von mindestens 1.200 Volllaststunden können an den ausgewählten Standorten 4,1 PJ CH<sub>4</sub> produziert werden. Erhöht man die Volllaststunden auf 3.000 ist eine Produktion von 2,0 PJ CH<sub>4</sub> möglich.**

**Bei einer Volllaststundenzahl von 3.000 h/a werden an den weniger geeigneten Standorten mehr als 65 % der EE-Überschüsse nicht in die CH<sub>4</sub>-Produktion integriert. Darunter sind die drei Standorte mit den höchsten Mengen an EE-Abregelungsbedarf.**

**Die so hergestellte Menge an CH<sub>4</sub> entspricht in etwa 0,08 % - 0,15 % des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors in Deutschland (inkl. internationale Verkehre). Dieser Anteil kann durch den Einbezug weiterer, kleinerer Standorte nur unwesentlich erhöht werden.**

<sup>19</sup> Endenergiebedarf des Verkehrs (inkl. internationale Verkehre) im Jahr 2012 entsprechend der AG Energiebilanzen und des UBA: 2.663 PJ.

## 6. Analysen über die Wirtschaftlichkeit von PtG-CH<sub>4</sub>-Anlagen

Mit den Kraftstoffgestehungskosten kann die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen abgeschätzt werden. In diesen sind sowohl investitionsabhängige Kostenpositionen als auch andere fixe und variable Betriebskosten enthalten. Sie werden auf die erwartete Produktionsmenge bezogen. Wird die erwartete Produktionsmenge über die angenommene Nutzungsdauer der Anlage erreicht, so erweist sich Investition und Anlagenbetrieb als rentabel, wenn das hergestellte Produkt zu den Gestehungskosten vermarktet werden kann.

### 6.1. Abschätzung der Kraftstoffgestehungskosten

Götz et al (2016) geben einen Überblick über die aktuelle Literatur, in der Kraftstoffgestehungskosten für die Errichtung und den Betrieb einer PtG-Anlage (CH<sub>4</sub>) unter der Annahme von 1.200 Volllaststunden oder 3.000 Volllaststunden ermittelt wurden.<sup>20</sup> Die Annahmen über Strombezugskosten, Anlagengröße u.ä. variieren zwischen den ausgewerteten Studien. Aufgrund der meist übereinstimmenden Annahmen und des gewählten Betrachtungsjahres wurden aus dem Überblick von Götz et al (2016) folgende zwei Quellen zugrunde gelegt:

- **Schaaf et al** (2014): Abschlussbericht "Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten", Bonn, 2014.<sup>21</sup>
- **Vandewalle et al** (2015): Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions, *Energy Convers. Manag.* 94 (2015) 28e39.<sup>22</sup>

#### 6.1.1. Berücksichtigte Kostenkomponenten

Die angenommene **Abschreibungsdauer** fällt in beiden Quellen mit der Nutzungsdauer zusammen und beträgt 20 Jahre. Die Annahmen bezüglich der berücksichtigten Kostenkomponenten weichen in den Quellen teilweise voneinander ab:

- Bei Schaaf et al ist bezüglich der **berücksichtigten Kosten** angegeben,
  - dass keine Überlastfähigkeit angenommen wurde,
  - dass die Kosten für den Strom- und Gasnetzanschluss nicht einbezogen wurden,
  - dass keine Wärmeerlöse angenommen wurden.
- Bei Vandewalle et al ist bezüglich der berücksichtigten Kosten angegeben,
  - dass neben der Investition die O&M-Kosten berücksichtigt werden
  - dass die ausbringungsmengenabhängigen Kosten für den Bezug von Wasser, Sauerstoff, CO<sub>2</sub> und Strom Berücksichtigung finden,
  - dass keine Kosten für die Planung berücksichtigt wurden.

Die Differenzen finden im Rahmen dieser Wirtschaftlichkeitsabschätzung in Form der ausgewiesenen Bandbreite Berücksichtigung.

<sup>20</sup> Vgl. Götz, Manuel, et al. "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review." *Renewable Energy* 85 (2016): 1371-1390, S. 1385

<sup>21</sup> [http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g3\\_01\\_12\\_tp\\_b\\_d.pdf](http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g3_01_12_tp_b_d.pdf)

<sup>22</sup> <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.038>

In beiden Quellen erfolgt bei der Bemessung der Kraftstoffgestehungskosten keine Berücksichtigung weiterer Rahmenbedingungen wie dem EEG. Beide Quellen wurden so angewendet, dass der **Strom zu einem Bezugspreis von 0 ct/kWh** bezogen werden kann:

- Bei Vandewalle et al wird ausschließlich das EE-Angebot zum Betrieb der PtG-Anlage genutzt, das zu einem Strompreis  $\leq 0$  ct/kWh verfügbar ist. In einer Sensitivität variieren die Strombezugskosten zwischen 0-5 ct/kWh.
- Bei Schaaf et al sind Strombezugskosten i. H. v. 5 ct/kWh angegeben. Diese wurden von uns von der angegebenen Spannweite der Kraftstoffgestehungskosten abgezogen, um die Annahmen in Übereinstimmung zu bringen.

Die sehr optimistische Annahme von Strombezugskosten i.H.v. 0 € spiegelt eine Befreiung der PtG-Anlage von der EEG-Umlage wider. Sie beruht darauf, dass die exemplarische PtG-Anlage ausschließlich EE-Überschussstrom verbraucht, der andernfalls abgeregelt werden müsste. Könnte diese Nutzungsart lückenlos nachgewiesen werden, wäre eine Befreiung der betreffenden PtG-Anlagen von der EEG-Umlage diskussionswürdig. In diesem Fall bestünde ökonomisch betrachtet zunächst eine Indifferenz darüber, ob die EE-Überschüsse abgeregelt oder in einer PtG-Anlage verwertet werden: Es entstehen in beiden Fällen gesellschaftliche Kosten in Höhe der Entschädigungszahlungen nach § 14 (1) EEG i.V.m. § 13 (2) EnWG.

Es besteht jedoch nach bisherigem Kenntnisstand keine Möglichkeit, eine alleinige Nutzung von ansonsten ungenutztem EE-Strom in einer PtG-Anlage sicherzustellen, so dass eine Befreiung von der EEG-Umlage als politisches Instrument nicht sachgemäß erscheint.

Sofern Volllaststunden von 1.200 h/a erzielt werden, schwanken die aktuellen Kraftstoffgestehungskosten zwischen 100 – 300 €/MWh CH<sub>4</sub>.<sup>23</sup> Werden Volllaststunden von 3.000 h/a angenommen, so schwanken die Kraftstoffgestehungskosten zwischen 63 – 120 €/MWh CH<sub>4</sub>.<sup>24</sup>

### 6.1.2. Erlöse

Erlöse können durch den Verkauf des produzierten Methans als Kraftstoff generiert werden. Darüber hinaus gehende Erlöse wurden nicht berücksichtigt. Dieses Vorgehen ist übereinstimmend mit den o.g. Literaturquellen.

Bei einem unterstellten Erdgaspreis von 30 €/MWh CH<sub>4</sub><sup>25</sup> entstehen fallabhängig Differenzen zur Wirtschaftlichkeitsgrenze (vgl. Tabelle 6-1). In jedem Fall ist der Betrieb einer PtG-Anlage auf Basis von ausschließlich erneuerbarem Strom als unwirtschaftlich zu betrachten.

<sup>23</sup> Vgl. *ibid.*, S. 1385

<sup>24</sup> Vgl. *ibid.*, S. 1385

<sup>25</sup> Vgl. Bundesregierung (2015). Projektionsbericht der Bundesregierung 2015 gemäß Verordnung 525 /2013/EU, S. 46

**Tabelle 6-1: Bandbreite der erzeugungsspezifischen Gewinne / Verluste in Abhängigkeit der Volllaststunden**

	1.200 h/a	3.000 h/a
Best Case	-70 €/ MWh CH <sub>4</sub>	-33 €/ MWh CH <sub>4</sub>
Worst Case	-270 €/ MWh CH <sub>4</sub>	-90 €/ MWh CH <sub>4</sub>

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

Werden die Kraftstoffgestehungskosten zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung herangezogen, ergibt sich die Wirtschaftlichkeit ausschließlich aus der Differenz der Erlöse zu den angenommenen Kosten.

### 6.1.3. Erlösmöglichkeiten auf Basis politischer Rahmenbedingungen

Erneuerbare Kraftstoffe erhalten u.a. durch die Umsetzung der FQD und RED einen ökonomischen Wert, wodurch zusätzliche, aber schwer zu quantifizierende Erlöse generiert werden können. Die vermiedenen Kosten für die anderweitige Erfüllung der THG-Quote durch Biokraftstoffe liegen in einer Größenordnung von 200-250 Euro je Tonne CO<sub>2</sub><sup>26</sup>. Für die Anrechnung einer entsprechenden Gutschrift auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung für PtG aus EE-Überschussstrom sind allerdings mindestens die beiden folgenden Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- **Dauer der politischen Rahmenbedingungen:** Um die aus einer politischen Rahmenbedingung (z.B. EE-Quote, THG-Minderungsquote, EEG-Umlage-Befreiung) resultierenden zusätzlichen Erlöse in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung integrieren zu können, müssten die Erlöse über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage von ca. 20 Jahren sichergestellt sein.
- **Umfang der Förderung:** Mit der Einführung einer Quotenregelung wird eine festgelegte Erzeugungsmenge gefördert. Eine darüber hinausgehende Produktion hat sich auf dem „freien“ Markt als wirtschaftlich zu erweisen. Entstehen z.B. aufgrund eines Wettbewerbs um den Erhalt der staatlichen Förderung Überschusskapazitäten von PtG-Anlagen, so würde voraussichtlich maximal die sich aus den politischen Rahmenbedingungen ergebende Kraftstoffmenge abgesetzt, da sich die übrige Menge nicht auf dem „freien“ Markt verkaufen ließe.

Da es nach bisherigem Kenntnisstand keine Möglichkeit gibt, den wirtschaftlichen Betrieb einer PtG-Anlage auf Basis von EE-Überschussstrom ohne die politisch determinierte anrechenbare Gutschrift sicherzustellen, hinge die „Wirtschaftlichkeit“ vollkommen von den politischen Rahmenbedingungen ab. Die Diskussion um Biokraftstoffe und die RED zeigt, wie abhängig die „Wirtschaftlichkeit“ solcher Anlagen von den politischen Rahmenbedingungen selbst bei äußerst optimistischen Annahmen wäre.

<sup>26</sup> Vgl. Annahmen in Öko-Institut (2016): Renewability III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors.

## Fazit

**Selbst bei einer angenommenen Auslastung von 3.000 h/a und einem Strompreis von 0 €/MWh ist der Betrieb von PtG-Anlagen an den Standorten in Schleswig-Holstein bei einer ausschließlichen Verwertung von EE-Überschüssen deutlich unwirtschaftlich.**

**Der Erdgaspreis müsste von den angenommenen 30 €/MWh auf über 60 €/MWh ansteigen, damit der Betrieb einer PtG-Anlage im best case wirtschaftlich werden könnte.**

**Durch politische Rahmenbedingungen kann ein Markt für PtX-Kraftstoffe aus EE-Überschüssen geschaffen werden. Die „Wirtschaftlichkeit“ für PtX-Anlagen hinge in diesem Fall aber annähernd vollständig von der politischen Rahmensetzung ab.**

## 7. Mittelfristiger Ausblick

### 7.1. Modellergebnisse des Szenarios B2 2025 des NEP 2015 nach den Berechnungen des Öko-Instituts

Im Rahmen eines laufenden Projektes des Öko-Instituts wurde das Klimaschutzszenario B2 2025 des zweiten Entwurfs zum NEP 2015<sup>27</sup> mit dem Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU des Öko-Instituts nachgerechnet. Charakteristisch für ein NEP-Szenario ist, dass die Strommarktmodellierung strikt auf einem (nahezu) engpassfreien Netz basiert.<sup>28</sup> Zulässig sind einzig EE-Abregelungen, die aus einer Spitzenkappung<sup>29</sup> bei Wind-onshore und Photovoltaik (PV) i.H.v. maximal 3% der Erzeugungsleistung pro Anlage resultieren.<sup>30</sup>

Das Szenario B2 2025 basiert auf der Annahme einer deutschen Stromnachfrage i.H.v. 558,4 TWh und einer EE-Stromerzeugung i.H.v. 284,5 TWh.<sup>31</sup>

Insgesamt kam es im Modellierungslauf im Szenariojahr 2025 zu EE-Überschüssen i.H.v. 2,1 TWh (2015: 4,7 TWh), was 0,4% der deutschen Stromnachfrage bzw. 0,7% des gesamten EE-Stromangebotes entspricht. In den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zum NEP-Szenario B2 2025 liegen die EE-Überschüsse mit 0,2 TWh in 2025 zuzüglich der EE-Spitzenkappung i.H.v. maximal 3% der Anlagenjahresproduktion noch deutlich unter dem erzielten Ergebnis der Modellläufe des Öko-Instituts.

Die Netzengpässe in Schleswig-Holstein und Brandenburg sind in diesem Szenario behoben, so dass in den untersuchten Regionen keine relevanten EE-Überschüsse anfallen würden. Dafür treten mehr EE-Überschüsse in Nord-Niedersachsen auf. Im Vergleich zu den historischen Daten tritt eine stärkere Konzentration der Überschüsse auf wenige Standorte mit stärkeren Schwankungsbreiten als in den veröffentlichten Daten von TenneT und 50Hertz auf, was auf ökonomisch schlechtere Voraussetzung für die Nutzung von EE-Überschussstrom in PtX-Anlagen hinweist. Dies kann allerdings ein modellbedingter Effekt sein.

<sup>27</sup> Vgl. 50Hertz et al (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, 2. Entwurf

<sup>28</sup> Vgl. BNetzA (2016): Genehmigung Szenariorahmen NEP 2030, S. 76

<sup>29</sup> Die Spitzenkappung ist ein Instrument der Netzplanung und vermeidet Netzausbau für die Extremspitzen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Maximal dürfen somit 3% der prognostizierten Jahreserzeugungsmenge einer EE-Anlage abgeregelt werden, vgl. [http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/Schuster\\_H\\_Netzplanung\\_mit\\_Spitzenkappung\\_Konkretisierung\\_Umsetzung\\_und\\_Rahmenbedingungen\\_2016-04-01.pdf](http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/Schuster_H_Netzplanung_mit_Spitzenkappung_Konkretisierung_Umsetzung_und_Rahmenbedingungen_2016-04-01.pdf)

<sup>30</sup> Vgl. BNetzA (2016): Genehmigung Szenariorahmen NEP 2030, S. 76 (zukünftig: Gesetzesentwurf EnWG n.V. §11 (2))

<sup>31</sup> Vgl. 50Hertz et al (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, 2. Entwurf

Die Szenarioläufe machen aber auch deutlich, dass EE-Überschüsse langfristig nicht standortbezogen anfallen. Ein EE-Überschuss stellt einen Indikator für einen temporären Netzengpass dar, der nach aktuellen politischen Rahmenbedingungen vom Netzbetreiber durch Netzertüchtigungsmaßnahmen – sofern wirtschaftlich zumutbar – zu beheben ist.<sup>32</sup> Aufgrund dessen ist davon auszugehen, dass ein Standort mit langfristig relevanten EE-Überschüssen nicht existiert, da Maßnahmen zur Behebung der Netzengpässe durchzuführen sind.

Auch stehen PtG-Anlagen nach den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen den Übertragungsnetzbetreibern nicht als alternative Maßnahme zur Engpassbehebung zur Verfügung, da das Unbundling des Netzbetriebs von allen weiteren Tätigkeiten vorgesehen ist.

## **7.2. Mögliche Entwicklung der EE-Überschüsse in den kommenden Jahren bei Anpassungen des Übertragungsnetzes**

Die dargestellten Modellierungsergebnisse des Szenarios B2 2025 stellen eine mögliche zukünftige Entwicklung der EE-Überschüsse für das Zieljahr 2025 dar. Weitere Szenarioläufe mit unterschiedlichen Rahmensetzungen wären notwendig, um Abschätzungen über zukünftige EE-Überschüsse bei veränderten Rahmenbedingungen zu erlauben.

Für die Entwicklung der EE-Überschüsse bis 2030 lohnt es, den zeitlichen Verlauf der geplanten Netzausbauprojekte, aktuelle politische Steuerungsmaßnahmen und die Einschätzung des schleswig-holsteinischen Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR) in die Betrachtung zu integrieren.

Ein wichtiger Einflussfaktor auf das Aufkommen der EE-Überschüsse ist der realisierte Netzausbau. Die Realisation von Netzausbauvorhaben kann sich zwar zeitlich verzögern. Die Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) Ende 2015 und die Konzeption des EEG 2017 („Netzausbauregionen“, § 36c) deuten aber darauf hin, dass die Realisation von Netzausbauvorhaben nicht grundsätzlich infrage gestellt wird.

Für den Betrieb einer PtX-Anlage kommen schleswig-holsteinische Standorte am ehesten in Betracht. Die geplanten Netzausbauvorhaben in Schleswig-Holstein<sup>33</sup> machen aber deutlich, in welchem Umfang den bestehenden Netzengpässen entgegengewirkt werden soll. Ähnliche Maßnahmen sind auch in den weiteren Regionen mit Netzengpässen geplant.

Nach dem NEP 2025 sind bereits bis 2019 Netzausbaumaßnahmen im Umfang von 437 Trassen-Kilometern in Schleswig-Holstein geplant. Im Jahr 2021 wird die Ost- wie auch die Westküstenleitung im Rahmen der Inbetriebnahme von weiteren 166 Trassen-Kilometern fertiggestellt, so dass elementare Engpässe behoben sein sollten.

Bis 2022 sollten die beiden DC-Korridore DC3 (Schleswig-Holstein – Baden-Württemberg) und DC4 (Schleswig-Holstein – Bayern) in Betrieb genommen werden. Diese Ausbauvorhaben, die den Transport von EE-Überschüssen aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Süddeutschland ermöglichen, werden sich insbesondere wegen des Erdkabelvorrangs verzögern.

Bis 2025 kommen weitere 306 Trassenkilometer zur Netzverstärkung in Schleswig-Holstein hinzu. Damit existiert ein zeitlich gestaffeltes Maßnahmenpaket, das die EE-Überschüsse in Norddeutschland selbst bei weiterem Zubau von EE-Anlagen begrenzen wird.

---

<sup>32</sup> Vgl. EEG 2014 §§ 8, 11 und 12

<sup>33</sup> Die geplanten NEP-Netzausbauvorhaben in Schleswig-Holstein sind im Anhang einsehbar.

Das EEG 2017 enthält Passagen, die zukünftigen EE-Überschüssen entgegenwirken sollen. In § 2 (3) wurde ergänzt, dass der EE-Ausbau auch netzverträglich sein soll. Die EE-Spitzenkappung i.H.v. 3% wurde im Gesetz verankert. Sie führt dazu, dass sich EE-Überschüsse eher gleichmäßig über den Raum verteilen werden. §36c beschränkt den Zubau von Wind-onshore-Anlagen in Regionen, die von der BNetzA als Netzausbaugebiet definiert werden.

Da das EEG 2017 kurzfristig aber auch dazu führt, dass sehr viele Windenergieanlagenbetreiber versuchen, weitere Anlagen noch nach dem bestehenden EEG in Betrieb zu nehmen, kann es unserer Einschätzung nach bis 2019 zu einem weiteren Anstieg der EE-Überschüsse kommen. Danach wird aufgrund der Wirkung durch das EEG 2017 und geringeren Zubauraten an Anlagen einen deutlichen Rückgang und eine stärkere regionale Verteilung der EE-Überschüsse.

Schleswig-Holstein erscheint als ein aktuell vergleichsweise „guter“ Standort für den Bau einer PtG-Anlage. Um eine Einschätzung bzgl. der zukünftig zu erwartenden EE-Überschüsse in dieser Region bzw. eine Ursachenanalyse vorzunehmen, eignet sich der vom schleswig-holsteinischen Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR) im August 2016 veröffentlichte Bericht zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien.<sup>34</sup> Auch in diesem wird davon ausgegangen, dass die EE-Überschüsse in den nächsten Jahren zunächst aufgrund der divergenten Realisierungszeiträume von Leitungen und EE-Anlagen ansteigen werden. Mit den ersten Inbetriebnahmen von Teilen der 380-kV-Westküstenleitung im Raum Dithmarschen würden Abregelungen aufgrund von Netzengpässen in Schleswig-Holstein aber voraussichtlich wieder sinken. Darüber hinaus könnten Abregelungen von neu errichteten EE-Anlagen durch einen aufeinander abgestimmten EE-Anlagenzubau und Stromnetzausbau deutlich reduziert werden.<sup>35</sup>

In Bezug auf die Planung und den Betrieb einer PtX-Anlage bedeutet dies, dass mittelfristig von niedrigeren EE-Überschüssen ausgegangen werden sollte als in 2015. Zudem ist damit zu rechnen, dass sich die Standorte, an denen EE-Überschüsse in größerem Umfang auftreten, durch Netzanpassungsmaßnahmen immer wieder verschieben (vgl. Kapitel 7.1).

Im NEP 2025 findet sich ein Langfristszenario für das Jahr 2035, in dem kein weiterer Netzausbau zur Engpassbeseitigung nach 2025 stattfindet. Darin steigen die EE-Überschüsse auf 5,1 TWh an, zu der die abgeregelterte Menge durch die Spitzenkappung hinzukommen kann. Beim Weiterführen der 3%-igen Spitzenkappung würden im Jahr 2030 bei einem erwarteten EE-Bestand i.H.v. 58,5 GW Wind-onshore und 66,3 GW PV<sup>36</sup> maximal knapp 4 TWh an EE-Überschuss hinzukommen. Die gesamte EE-Abregelung würde somit maximal das Doppelte des heutigen EE-Überschusses betragen.

<sup>34</sup> Vgl. MELUR (2016): Bericht zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/einspeisemanagement\\_faktenpapier18122015.pdf?blob=publicationFile&v=2](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/einspeisemanagement_faktenpapier18122015.pdf?blob=publicationFile&v=2)

<sup>35</sup> Vgl. ibid, S. 4, im Detail S. 12

<sup>36</sup> Vgl. BNetzA(2016): Genehmigung Szenariorahmen NEP 2030, S. 129

## **Fazit**

**Unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen und gemäß der Planung zur Beseitigung von Netzengpässen ist davon auszugehen, dass trotz des aktuellen Anstiegs der EE-Abregelung die EE-Überschüsse ab dem Jahr 2019 sinken.**

**Werden nach 2025 keine weiteren Netzausbaumaßnahmen durchgeführt, steigen die EE-Überschüsse in Folge an. Gemäß den Szenarien des NEP 2025 können die jährlichen EE-Überschüsse bis 2035 auf das Doppelte der heutigen Menge an EE-Abregelung ansteigen.**

**Aufgrund des direkten Zusammenhangs von EE-Überschuss und Netzengpass und der Prämisse der Engpassfreiheit des Netzes ist zu berücksichtigen, dass bis 2030 aller Voraussicht nach an keinem einzelnen Standort über die gesamte Nutzungsdauer einer PtX-Anlage konstante Mengen an EE-Überschüssen auftreten werden. Ist ein Betrieb von PtX-Anlagen alleine auf Basis von EE-Überschüssen angedacht, ergibt sich durch die mögliche Netzanpassungen ein wirtschaftliches Risiko für den Betrieb solcher Anlagen.**

## 8. Anhang

Folgende Ausbauprojekte (insgesamt 437 Trassen-Kilometer) sind nach NEP 2025 bis 2019 in Schleswig-Holstein geplant:

**Tabelle 8-1: Netzausbauprojekte in Schleswig-Holstein nach NEP 2025 bis einschl. 2019**

NEP-ID	Beschreibung	Inbetriebnahmejahr
TTG-005	Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern	2016 - 2019
TTG-P25a	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn	2016
P25 I	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Niebüll-Ost (Westküstenleitung)	2017 - 2018
P26a	Teil 1 der Netzverstärkung zwischen Wilster – Dollern	2016
P72 I	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl (Ostküstenleitung): Teilstück Lübeck - Segeberg	2019

Quelle: Öko-Institut basierend auf NEP 2025

Folgende Ausbauprojekte (insgesamt 166 Trassen-Kilometer) sind nach NEP 2025 in 2021 in Schleswig-Holstein geplant:

**Tabelle 8-2: Netzausbauprojekte in Schleswig-Holstein nach NEP 2025 bis einschl. 2021**

NEP-ID	Beschreibung	Inbetriebnahmejahr
P25 II	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Niebüll-Ost und der dänischen Grenze (Westküstenleitung)	2021
P26	Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster und Dollern	2021
P72 II	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl (Ostküstenleitung): Teilstück Lübeck – Göhl	2021

Quelle: Öko-Institut basierend auf NEP 2025

Folgende Ausbauprojekte (insgesamt 306 Trassen-Kilometer) sind nach NEP 2025 in den Jahren 2024 – 2025 in Schleswig-Holstein geplant:

**Tabelle 8-3: Netzausbauvorhaben in Schleswig-Holstein nach NEP 2025 bis einschl. 2025**

<b>NEP-ID</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Inbetriebnahmejahr</b>
P23	Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West	2024
P84	Netzverstärkung Hamburg/Nord – Krümmel	2024
P223	Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel	2025

Quelle: Öko-Institut basierend auf NEP 2025